

NR 1
2007

2 stycznia 2007

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Cenotwórstwo energii elektrycznej
- Raport ERGEG-u 2006
- Ciepłownictwo 2002-2005
- Efektywność energetyczna
- Handel emisjami gazów cieplarnianych

Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

Prezes	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Wiceprezes	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
Dyrektor Generalny	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
Gabinet Prezesa	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Promowania Konkurencji	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 (225) fax 66-16-220 (300)
Kancelaria Ogólna – informacje	tel. 66-16-107 fax 66-16-152

Urząd Regulacji Energetyki
e-mail: ure@ure.gov.pl
adres internetowy: www.ure.gov.pl

Szanowni Państwo,

Zapewne wszyscy jeszcze pamiętamy – niedaleką skądinąd przeszłość – jak stanowione były ceny energii elektrycznej i od czego uzależniony był ich wzrost. Dopiero od 1999 r., na mocy rozporządzeń Rady Ministrów, autorami cen i stawek opłat dla ciepła i energii elektrycznej oraz warunków ich stosowania są koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne, przedkładające swoje propozycje do akceptacji Prezesa URE. Rozpoczął się „okres bardziej zaawansowanego urynkowienia energetyki. Istotnymi w tym zakresie są zasady cenotwórstwa: nastąpiło tu odejście od cen administrowanych na rzecz regulowanych, jako stadium pośredniego do wolnorynkowych, które nominalnie obowiązują tylko w wytwarzaniu energii elektrycznej”.

Jak zatem wyglądają nowe zasady cenotwórstwa w przypadku energii elektrycznej, jak zidentyfikować jego podstawy, jak przedstawia się obecna kondycja ekonomiczna przedsiębiorstw sektora i gdzie upatrywać należy podstaw wzrostu cen energii, o tym dowiedzą się Państwo z artykułu pracowników Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE.

Na podstawie Dyrektyw: elektroenergetycznej 2003/54/WE i gazowej 2003/55/WE, krajowe urzędy odpowiedzialne za regulację energetyki mają obowiązek publikowania rocznego raportu z monitoringu działań, jakie są podejmowane w zakresie funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu. W niniejszym Biuletynie przedstawiamy dokument pt. Ocena ERGEG-u postępów w tworzeniu Europejskiego Rynku Energii 2006, stanowiący podsumowanie raportów poszczególnych regulatorów. Podkreślono w nim m.in. zmiany, jakie można zaobserwować porównując zeszłoroczny raport pt. Wstępna ocena Europejskiego Rynku Energii ERGEG.

Od wielu lat pracownicy URE, na co dzień zajmujący się sektorem ciepła, m.in. w trakcie postępowań koncesyjnych, czy zatwierdzania taryf, starają się w pełni wykorzystać wszelkie informacje pozyskane od podmiotów np. do oceny efektywności przedsiębiorstw, porównania wysokości cen i stawek opłat w poszczególnych województwach itp. Ponieważ informacji jest „nigdy za wiele”, urząd pozyskuje dane wykorzystując również coroczne badania koncesjonariuszy pochodzące ze sprawozdań z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem (URE-C1). Pracownicy wschodniego oddziału terenowego URE pokusili się o porównanie wybranych wskaźników (jak np. ceny ciepła, rentowność) i zaprezentowali zmiany zachodzące w koncesjonowanych przedsiębiorstwach aktywnie uczestniczących w badaniach w latach 2002-2005.

„Troska o środowisko naturalne i działania nakierowane na zmniejszenie efektu cieplarnianego prowadzone przez organizacje światowe, doprowadziły do podjęcia działań mających na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych ze szczególnym uwzględnieniem dwutlenku węgla”. Ryszard Pocheć w swoim artykule przybliżył ten temat, wskazuje obowiązujące rozwiązania prawne w tej materii (również w Polsce), podaje metodologię europejskiego systemu handlu emisjami, w tym doświadczenia z pierwszego etapu Krajowych Planów Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂.

Redakcja

Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługuje autorom tych artykułów.

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Adres Redakcji: 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (022) 661 62 22, fax (022) 661 62 24

Skład i tamanie, organizacja druku i kolportaż: PWP GRYF SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (23) 672 32 83

Oddano do druku: 29 grudnia 2006 r. Nakład: 1700 egz. ISSN 1506-090X Cena zł 12 (w tym 0% VAT)

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

SPIS TREŚCI

Ceny energii elektrycznej w Polsce: sytuacja 2005-2006 2

Ocena ERGEG-u postępów w tworzeniu europejskiego rynku energii 2006 13

Zakłócenia w pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w kontynentalnej części UE 23

Grupa Wysokiego Szczebla ds. Konkurencyjności, Energii i Środowiska doradza Komisji Europejskiej 27

Zróźnicowanie sektora ciepłowniczego a efektywność jego przedsiębiorstw 32

Rozporządzenia Ministra Gospodarki 43

Efektywność energetyczna – wybrane aspekty i definicje 60

Efektywność energetyczna w prawodawstwie wspólnotowym 64

Zielona Księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii – raport z debaty 68

Handel uprawnieniami do emisji jako instrument ochrony środowiska 71

Informacje i komunikaty 76

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE: SYTUACJA 2005-2006

A. Buńczyk, A. Daniluk, dr A. Dobroczyńska, dr S. Masri

Wprowadzenie

Ceny energii elektrycznej – najbardziej wrażliwego społecznie i gospodarczo nośnika energii – pozostały przez wiele lat cenami urzędowymi, których wzrost był ustalany corocznie przez Ministra Finansów, w zależności głównie od stopy inflacji. Stopniowo, od 1999 r. rozpoczął się okres bardziej zaawansowanego urynkwienia energetyki¹⁾. Istotnymi w tym zakresie są zasady cenotwórstwa: nastąpiło tu odejście od cen administrowanych na rzecz regulowanych, jako stadium pośredniego do wolnorynkowych, które nominalnie obowiązują tylko w wytwarzaniu energii elektrycznej²⁾.

Nowe zasady cenotwórstwa polegają na powiązaniu cen energii elektrycznej i cen usług jej dostawy z rzeczywistie poniesionymi przez przedsiębiorstwo energetyczne kosztami. Ceny i warunki ich stosowania muszą być ujęte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, która podlega, zgodnie z zasadami regulacji – zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, niezależnego organu administracji rządowej.

Ustawowym kryterium regulacji cen jest jednoczesność **pokrycia kosztów uzasadnionych** działalności przedsiębiorstw energetycznych (w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią), kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska oraz **ochrona interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen**.

Stosując zatwierdzoną taryfę przedsiębiorstwo energetyczne powinno uzyskać taki przychód, który pokryłby w pełni uzasadnione koszty działalności ponoszone przez to przedsiębiorstwo. Zwraca uwagę odmiennność tego typu mechanizmu cenotwórstwa od mechanizmów obowiązujących w pełni rynkowych sektorach gospo-

darki. Przedsiębiorstwa energetyczne mają możliwość uwzględnienia w kalkulacji swoich taryf kosztów inwestycyjnych (o ile te inwestycje zostaną uznane za uzasadnione) oraz gwarancję ich odzyskania w przyszłych taryfach. Natomiast przedsiębiorstwa działające w warunkach rynkowych nie mają pewności odzyskania poniesionych nakładów, a więc ponoszą całkowite ryzyko inwestycyjne. Aktualne ceny energii elektrycznej są podane w tabeli 1 (str. 3).

Zmiany zasad cenotwórstwa z administracyjnych na regulacyjne, spowodowało, że ceny energii elektrycznej zaczęły szybko rosnąć, potem dynamika była coraz wolniejsza, ale praktycznie cały czas w ponad inflacyjnym tempie (*Consumption Price Index* – CPI). Graficzne ujęcie tych tendencji dobitnie ilustruje rysunek 1 (str. 3).

Największy wzrost cen energii elektrycznej w stosunku do inflacji odnotowano w 2001 r. W tym roku ceny energii elektrycznej wzrosły aż o 14,1%, podczas gdy inflacja wyniosła 5,5%. Wynikało to z metody kształtowania i kalkulacji taryf w obrocie energią elektryczną w tym okresie, która bazowała na średniorocznym wskaźniku cen towarów i usług konsumpcyjnych w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy (wskaźnik ten w 2000 r. wyniósł 110,1) oraz opodatkowania części obiektów użytkowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Natomiast odchylenie od tego układu w 2004 r. było spowodowane tym, że nastąpiła zmiana okresu taryfowania z 1 lipca na 1 stycznia.

W okresie styczeń-lipiec 2006 r. w porównaniu z analogicznym okresem ub. roku wzrost CPI wyniósł 0,7%. Jeszcze wyższy był w przypadku PPI

1) Choć ustawa – Prawo energetyczne, określająca ramy prawne funkcjonowania sektora energii w warunkach gospodarki rynkowej weszła w życie 4 grudnia 1997 r. (6 miesięcy po jej opublikowaniu, patrz Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późniejszymi zmianami), to na praktyczne wdrożenie nowego cenotwórstwa przyszło jeszcze ponad rok poczekać. Stało się tak za sprawą art. 69 tej ustawy, który jeszcze na okres 24 miesięcy po wejściu ustawy w życie, zachował prawo Ministra Finansów do stanowienia taryf w odniesieniu do paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła. Rada Ministrów, upoważniona do ewentualnego skrócenia tego terminu, skorzystała ze swojego uprawnienia, wydając stosowne rozporządzenia, na mocy których, od 1 stycznia 1999 r. zaczęły obowiązywać, w odniesieniu do ciepła i energii elektrycznej, przepisy ustawy powierza- jącej stanowienie taryf przedsiębiorstwom energetycznym, poddanych kontroli Prezesa URE.

2) Prezes URE zwołał 1 lipca 2001 r. koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, uznając, że przedsiębiorstwa te działają na rynku konkurencyjnym (Biuletyn URE Nr 4/2001). Następnie 1 stycznia 2005 r. Prezes URE poszerzył tę grupę o przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – *Komunikat Prezesa URE z dnia 23 września 2004 r.*, zamieszczony na stronie internetowej URE: www.ure.gov.pl.

Niewątpliwie symptomatyczne są w tym komunikacie ceny energii elektrycznej, które regulator uzna za uzasadnione w kalkulacji taryf przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Ich poziom odbiega i to znacząco od cen energii wytwarzanej w kondensacji i sprzedawanej na warunkach konkurencyjnych. Można śmiało stwierdzić, iż wszędzie tam, gdzie państwo nakłada obowiązek zakupu określonego rodzaju energii (a taki obowiązek dotyczy m.in. energii elektrycznej pochodzącej z kogeneracji) jej ceny znacznie a czasem i wielokrotnie przekraczają poziom rynkowy.

Tabela 1. Ceny sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Średnia cena sprzedaży	w tym		w tym	
		opłata za energię elektryczną	opłata przesyłowa	opłata za energię elektryczną	opłata przesyłowa
		zł/MWh		%	
I kw 2005	274,02	135,16	138,86	49,32	50,68
II kw 2005	271,10	130,94	140,16	48,30	51,70
I-II kw 2005	272,62	133,14	139,48	48,84	51,16
I kw 2006	280,86	136,66	144,20	48,66	51,34
II kw 2006	278,89	132,47	146,42	47,50	52,50
I-II kw 2006	279,92	134,67	145,25	48,11	51,89
Dynamika					
I kw 2006/I kw 2005	102,50	101,11	103,85		
II kw 2006/II kw 2005	102,87	101,17	104,47		
I-II kw 2006/I-II kw 2005	102,68	101,15	104,14		

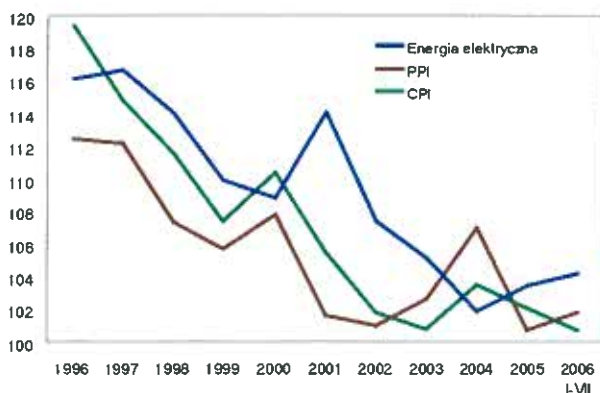
Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja w elektroenergetyce I i II kwartał 2006 i 2005*, ARE SA

i wyniósł 1,8%, a w przypadku energii elektrycznej wzrost ceny wyniósł 4,2% i był sześciokrotnie wyższy od CPI.

Poczynione wyżej obserwacje można także odnieść do innych podstawowych nośników energii. Przedstawione na rysunku 2 relacje wzrostu ich cen wobec CPI pokazują, że od 2001 r. ich tempo było na ogół wyższe.

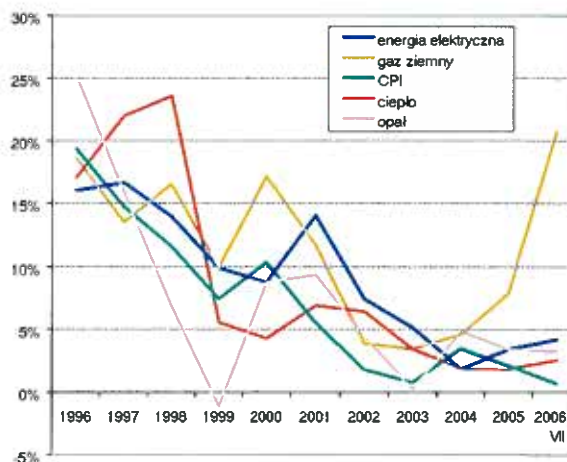
Zmniejszająca się amplituda wahań ceny energii elektrycznej i wskaźników PPI a także powolnie następująca zbieżność ich dynamik świadczyłaby, że czynniki kosztotwórcze coraz wolniej rosną i rynek hurtowy jest w równowadze. Jakże są zatem powody, że nastąpiła zmiana trendu ceny energii elektrycznej? Poszukiwanie odpowiedzi wymaga przeanalizowania zarówno poszczególnych rodzajów kosztów, jak i sytuacji rynkowej, czy nie pojawiają się uzasadnione przesłanki zmiany dotychczasowych tendencji i ceny energii elektrycznej ponownie znacząco miałyby wzrosnąć.

Rysunek 1. Dynamika cen: energii elektrycznej, produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) oraz towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) [analogiczny okres poprzedniego roku = 100]



Źródło: URE na podstawie biuletynów statystycznych GUS

Rysunek 2. Dynamika cen wybranych nośników energii oraz CPI [analogiczny okres poprzedniego roku = 100]



Źródło: URE na podstawie biuletynów statystycznych GUS

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

Produkcja energii elektrycznej w pierwszym półroczu 2006 r. w porównaniu z analogicznym okresem roku ubiegłego była większa o 6,2%, z czego w źródłach zawodowych, w których odbywa się około 95% krajowej produkcji energii elektrycznej (elektrownie i elektrociepłownie), wyprodukowano o ponad 6,3% więcej³⁾. Źródła zawodowe wytwarzają energię elektryczną praktycznie w całości ze spalania węgla kamiennego i brunatnego. Znaczące zwiększenie produkcji energii elektrycznej w analizowanym okresie pochodziło przede wszystkim z elektrowni na węglu kamiennym. Produkcja energii

3) W sektorze wytwarzania w dalszym ciągu nadal dominuje 10 przedsiębiorstw (w tym grupa kapitałowa BOT Górnictwo i Energetyka SA obejmująca 3 podmioty: Elektrownię Opole SA, Elektrownię Bełchatów SA i Elektrownię Turów SA).

Tabela 2. Wolumen i struktura produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2005 i 2006 r.

Wyszczególnienie	Produkcja energii elektrycznej [GWh]		Dynamika [%]	Struktura wytwarzania [%]	
	I półrocze 2005	I półrocze 2006		I półrocze 2005	I półrocze 2006
Produkcja w kraju ogółem	77 623,40	82 400,20	106,15	100,00	100,00
z tego:					
- elektrownie zawodowe	73 418,00	78 080,50	106,35	94,58	94,76
w tym:					
- elektrownie ciepłe	71 418,90	76 423,30	107,01	97,28	97,88
z tego elektrownie spalające:					
- węgiel kamienny	42 691,80	47 303,90	110,80	59,78	61,90
- węgiel brunatny	26 867,50	27 189,60	101,20	37,62	35,58
- gaz	1 555,60	1 410,30	90,66	2,18	1,85
- współspalanie biopaliw	304,00	519,50	170,89	0,43	0,68
- elektrownie wodne	1 999,10	1 657,20	82,90	2,72	2,12
- elektrownie przemysłowe	3 937,70	4 053,50	102,94	5,07	4,92
z tego:					
- ciepłe	3 638,50	3 720,40	102,25	92,40	91,78
w tym gazowe	113,70	98,90	86,98	3,12	2,66
- źródła odnawialne	299,20	333,10	111,33	7,60	8,22
- elektrownie niezależne pozostałe (małe elektrownie wodne, na biogaz oraz biomasę)	267,70	266,20	99,44	0,34	0,32

Źródło: URE na podstawie: *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, czerwiec 2006, ARE SA

elektrycznej z węgla kamiennego była większa o 10,8%, a z węgla brunatnego o 1,2%.

W pierwszym półroczu 2006 r. odnotowano wzrost sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych o 3,5% (patrz tabela 3 – str. 5). W analizowanym okresie sprzedaż z elektrowni pracujących na węglu kamiennym i elektrociepłowni wzrosła o 7,5%. Przedsiębiorstwa te miały również największy udział w krajowym potencjale sprzedawanej energii; w pierwszym półroczu 2006 r. – 64,1%, przy 61,8% w 2005 r. Zaobserwowano również, iż pomimo niewielkiego wzrostu produkcji z węgla brunatnego w analizowanym okresie, jej sprzedaż spadła – o 2,8%. W całkowitym wolumenie energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców w pierwszym półroczu 2006 r., sprzedaż energii w ramach kontraktów długoterminowych stanowiła 37,4%, co oznaczało wzrost o 5 punktów procentowych w stosunku do 2005 r.

Analizując relacje produkcji i sprzedaży energii elektrycznej energetyki zawodowej zastanawia fakt, że dynamika sprzedaży (3,5%) jest niższa od dynamiki produkcji w badanym okresie. Różnice te nie znajdują odzwierciedlenia w dynamice poszczególnych pozycji bilansu energii elektrycznej w energetyce zawodowej (zużycie na własne potrzeby energetyczne, sprzedaż odbiorcom bezpośrednio z elektrowni, import, eksport, straty).

Zdziwienie budzi również wzrost udziału energii elektrycznej sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych (KDT – zawarte w latach 1993-1998 pomiędzy wytwórcami a PSE SA w celu finansowania inwestycji mających na celu poprawę ochrony środo-

wiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej) z elektrowni na węglu kamiennym, mimo że sporządzone symulacje wskazują na ciągle obniżanie udziału energii elektrycznej sprzedawanej z KDT-ów w całej sprzedaży! Wzrost ten sięga 9,6 punktu procentowego. Może należy to tłumaczyć zwiększeniem obciążenia bloków energetycznych pracujących w ramach KDT-ów na skutek zwiększonego zapotrzebowania na rynku w okresie ostrej i długiej zimy na początku 2006 r. sprzedano więcej energii z KDT-ów za niższą cenę. Cena w KDT-ach w elektrowniach na węglu kamiennym, w tym okresie, spadła o 14,4%.

Cenotwórstwo: ceny i koszty

Dla pełniejszej identyfikacji podstaw cenotwórstwa energii elektrycznej nie wystarczy poczyniona na wstępie artykułu ogólna prezentacja trendów kształtowania się średniej ceny sprzedaży energii dla odbiorców końcowych (tabela 1 – str. 3). Trzeba przyjrzeć się bliżej cenom energii na nieco wcześniejszym etapie transakcji kupna-sprzedaży, a przede wszystkim cenom sprzedaży energii dokonywanej przez wytwórców. Pozwoli to, jak się wydaje, lepiej rozpoznać związki przyczynowo-skutkowe pomiędzy kosztami wytwarzania ponoszonymi przez źródła wytwórcze poszczególnych rodzajów a cenami sprzedaży energii.

Średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórców w pierwszym półroczu 2006 r. wyniosła 141,31 zł/MWh i pozostawała na niezmiennym poziomie w porównaniu do roku ubiegłego. Średnie ceny dla poszczególnych wytwórców w pierwszym półroczu 2006 r. kształtowały się w przedziale od 114,58 zł/MWh

Tabela 3. Struktura sprzedaży energii elektrycznej – energetyka zawodowa^{*)}

Wyszczególnienie	Lata	Sprzedaż razem w GWh	w tym do:					
			PSE SA	w tym KDT	Spółki dystrybu- cyjne	Przeds. obrotu	Rynek gieldowy	Rynek bilansu- jący
			%					
Elektrownie na wę- glu brunatnym	półrocze 2005	27 166,95	22,92	22,92	15,45	54,59	0,84	2,23
	półrocze 2006	26 408,96	23,78	23,78	16,59	55,34	0,14	2,18
Elektrownie na wę- glu kamiennym	półrocze 2005	33 298,03	37,24	37,21	11,01	30,88	1,00	16,80
	półrocze 2006	36 750,89	47,18	46,85	10,09	29,79	0,17	10,09
Razem elektrownie	półrocze 2005	60 464,98	30,80	30,79	13,01	41,53	0,93	10,25
	półrocze 2006	63 159,85	37,40	32,21	12,81	40,48	0,16	6,78
Elektrociepłownie	półrocze 2005	10 630,98	41,32	41,32	55,53	2,08	-	0,72
	półrocze 2006	10 454,97	38,72	38,39	57,42	2,79	-	0,67
Razem elektrownie i elektrociepłownie	półrocze 2005	71 095,96	32,37	32,36	19,37	35,63	0,79	8,83
	półrocze 2006	73 614,82	37,58	37,38	19,15	35,12	0,13	5,91

* Bez elektrowni wodnych i niezależnych

Źródło: Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego, II kwartały 2006, ARE SA

do 189,47 zł/MWh. Najbardziej spadła średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej w KDT-ach, o prawie 8%, przy czym największy spadek dotyczył ceny energii sprzedawanej przez elektrownie na węglu kamiennym (patrz tabela 4 – str. 6).

Warto zauważyć, że średnia cena w kontraktach długoterminowych w pierwszym półroczu 2006 r. była wyższa o 23% od średniej ceny energii w całej energetyce zawodowej (w 2005 r. była wyższa o 33,1%).

Wykonane w Urzędzie Regulacji Energetyki analizy średnich cen energii elektrycznej wybranych wytwórców dla lat 2005-2006, sprzedających w ramach KDT energię elektryczną Polskim Sieciom Elektroenergetycznym SA (PSE SA), pozwalają na stwierdzenie, iż ceny te istotnie różnią się pomiędzy sobą, niekiedy o 50%. Ceny w pierwszym półroczu 2006 r. kształtowały się w przedziale od 144,60 zł/MWh do 195,08 zł/MWh. Tak duże różnice mogą wynikać z warunków kontraktów długoterminowych⁵⁾. Ujęcia liczbowe dotyczące aktualnych wielkości cen energii elektrycznej są zilustrowane rysunkami poniżej. Na rysunku 3 (str. 6) zostały przedstawione średnie ceny energii elektrycznej sprzedawanej w kontraktach długoterminowych i poza kontraktami.

Analizując średnie ceny energii elektrycznej z dwóch podstawowych paliw wykorzystywanych do

4) Brak widocznej zmiany sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni na węglu brunatnym w kontraktach długoterminowych między 2005 a 2006 rokiem wynika z faktu, że w 2005 r. BOT Elektrownia Bełchatów SA dokonała cesji KDT na spółkę obrotu – BOT Górnictwo i Energetyka SA. Rozliczenia energii elektrycznej w ramach KDT-ów odbywały się pomiędzy BOT Górnictwo i Energetyka SA a PSE SA. Dlatego też w 2005 r. energia elektryczna z tego KDT-u nie została uwzględniona w pozycji sprzedaż do PSE SA. Natomiast w 2006 r. ten kontrakt wygasł.

produkcji energii elektrycznej (rysunek 4 – str. 7) można zaobserwować, iż zdecydowanie wyższe są ceny energii pochodzącej z węgla kamiennego niż brunatnego: w pierwszym półroczu 2006 r. o 16,1% (w analogicznym okresie 2005 r. o 25,8%).

Przy okazji warto pokazać różnice w poziomach cen energii elektrycznej produkowanej w innych jeszcze źródłach: przyjazne środowisku są bardzo drogie, droższa jest również energia z kogeneracji⁶⁾ (rysunek 5 – str. 7).

Koszty ogółem

Generalnie do dziś, z powodu braku konkurencji, mamy do czynienia z cenami producentów. Ich presja na wzrost cen tylko częściowo została ograniczona przez działania regulacyjne⁷⁾. To właśnie w dużym stop-

5) Analizując treść kontraktów można śmiało stwierdzić, że cząstkowe i końcowe wyniki projekcji finansowej przedsięwzięć modernizacyjnych zostały w znacznie większym stopniu ukształtowane przez przyjęte założenia i „kryteria” wyrażające intencje podpisanych umów, niż przewidywane, rzeczywiste efekty i nakłady związane z projektowanymi przedsięwzięciami inwestycyjnymi i w ich ramach realizowanymi kierunkami i rodzajami postępu technicznego. Więcej: J. Czekał, *Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2001.

6) Nawet wdrożenie do polskiego prawa Dyrektywy 2004/8/WE z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkownika wewnętrznego energii oraz zmieniająca Dyrektywę 92/42/EWG najprawdopodobniej nie zmieni tej sytuacji i energia z kogeneracji nadal będzie droga.

7) O efektach regulacji w poszczególnych latach szczegółowo informuje coroczne sprawozdanie Prezesa URE, publikowane rokrocznie w 3-cim numerze „Biuletynu URE” a także udostępniane na stronach internetowych URE.

Tabela 4. Średnie ceny sprzedanej energii elektrycznej przez wytwórców – energetyka zawodowa [zł/MWh]

Wyszczególnienie	Lata/Dynamika	Razem	w tym do:						Ogółem*
			PSE SA	w tym KDT	Spółki dystrybucyjne	Przeds. obrotu	Rynek giełdowy	Rynek bilansujący	
Elektrownie na węglu brunatnym	półrocze 2005	121,55	160,01	160,01	114,86	108,04	115,70	109,43	124,32
	półrocze 2006	126,11	157,09	157,09	117,02	116,00	120,55	114,45	128,96
	%	103,75	98,18	98,18	101,88	107,37	104,19	104,59	103,73
Elektrownie na węglu kamiennym	półrocze 2005	152,96	203,45	203,52	119,42	116,23	115,10	138,31	160,32
	półrocze 2006	146,41	173,68	174,16	121,46	117,05	123,23	136,17	152,98
	%	95,72	85,37	85,57	101,71	100,71	107,06	98,45	95,42
Razem elektrownie	półrocze 2005	138,84	188,93	188,97	116,99	111,39	115,34	135,49	144,14
	półrocze 2006	137,92	169,27	169,60	119,05	116,45	122,21	133,25	142,93
	%	99,34	89,59	89,75	101,76	104,54	105,96	98,35	99,16
Elektrociepłownie	półrocze 2005	155,98	185,29	185,29	135,53	145,54	-	89,82	155,98
	półrocze 2006	161,80	197,50	198,01	139,76	136,27	-	101,51	161,80
	%	103,73	106,59	106,86	103,12	93,63	-	113,01	103,73
Razem elektrownie i elektrociepłownie	półrocze 2005	141,41	188,24	188,27	124,94	111,69	115,34	134,93	145,91
	półrocze 2006	141,31	173,40	173,75	127,87	116,67	122,21	132,74	145,61
	%	99,93	92,12	92,29	102,35	104,46	105,96	98,38	99,79

* Łącznie z regulacyjnymi usługami systemowymi

Źródło: Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego, II kwartały 2006, ARE SA

niu sprawia, że odchylenia w górę cen dla odbiorców energii (szczególnie bytowych) w relacji do wskaźnika inflacji ciągle pozostają znaczące. Źródła powyżej opisanego stanu rzeczy należy szukać w kosztach (rysunek 6 – str. 7), które są odzwierciedleniem wielu okoliczności obiektywnych (np. kosztów przeniesionych), ale również określonego sposobu gospodarowania w przedsiębiorstwie, jego nieefektywności, w tym nadmiernego poziomu zatrudnienia.

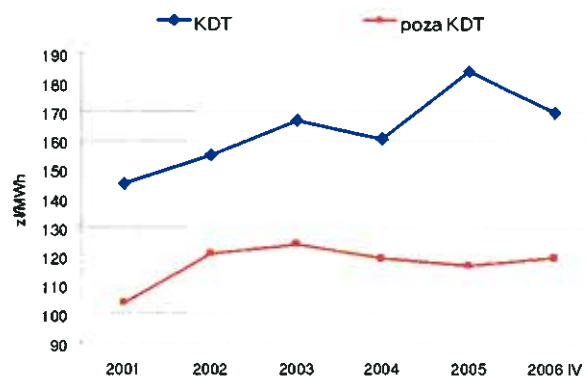
Siedem lat obowiązywania cen regulowanych na energię dowodzi, że przedsiębiorstwa zbyt często utożsamiały wszystkie wydatki z kosztami uzasadnionymi, próbując przenieść je w całości na odbiorców końcowych poprzez cenę energii i usługę jej dostarczenia⁸⁾.

Analizując koszty stałe i zmienne w okresie 2002-2005 można stwierdzić, że koszty zmienne, poza paliwem produkcyjnym, pozostawały na względnie stabilnym poziomie, zaś stałe spadały (rysunek 6 – str. 7). W takiej sytuacji większa skala produkcji powinna wiązać się z mniejszym kosztem jednostkowym (rysunek 7 – str. 7).

W okresie 2002-2005 produkcja energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych wzrosła o 9,5% (z 132 351 GWh do 144 896 GWh); towarzyszył temu wzrost kosztów zmiennych o 11,3% i spadek kosztów stałych o 4,4%. Efektem netto, w latach 2002-2005, był spadek kosztu jednostkowego energii elektrycznej o 4,1% (z 115,28 zł/MWh do 110,58 zł/MWh).

Rozpatrując dane o kosztach wytwarzania z pierwszego półrocza 2006 r. można zaobserwować, iż koszty

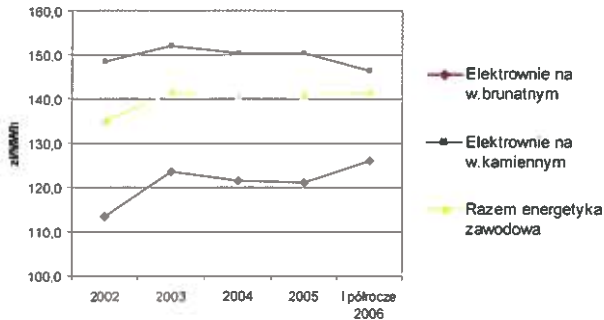
Rysunek 3. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej w ramach KDT-ów i poza KDT-ami w latach 2001-2006



Źródło: URE

8) Jaki koszt jest kosztem uzasadnionym, a jaki tylko wydatkiem – to wciąż aktualne dylematy regulacji. Przedsiębiorstwa energetyczne stale się o to spierają, bowiem rozstrzygnięcia zgodne z ich wnioskami taryfowymi zapewnią im wyższe ceny i tym samym wyższe przychody. Podobnie są także traktowane procesy inwestycyjne, gdzie utożsamia się koszty z nakładami. Nie trzeba chyba szerzej wyjaśniać, że tylko te ostatnie (a nie nakład *in corpore*) mogą być do rachunku kosztów uzasadnionych zaliczone. Takie zabiegi (a także wiele innych) powodują, że różnice w wielkości przychodów oczekiwanych przez przedsiębiorstwa energetyczne na podstawie składanych przez nie wniosków taryfowych a wynikających z zatwierdzonych przez regulatora idą w setki milionów złotych.

Rysunek 4. Średnie ceny energii elektrycznej w latach 2002-2006 [zł/MWh]



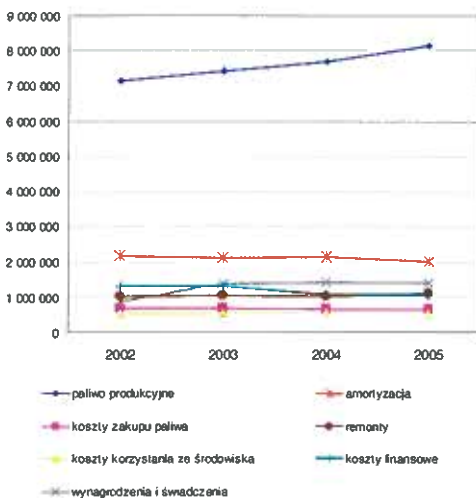
Uwaga: średnie ceny energii elektrycznej nie obejmują regulacyjnych usług systemowych.

Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego w latach 2002-2006*, ARE SA

zmienne wytwarzania energii elektrycznej ogółem były wyższe w stosunku do pierwszego półrocza 2005 r. o 9,25% (tabela 5 – str. 8). Wzrost ten był wyższy niż wzrost przychodów ze sprzedaży ogółem, który wyniósł w tym okresie jedynie 3,84%. Jednak w tym samym okresie spadły koszty stałe wytwarzania ogółem o 2,50% przyczyniając się do tego, że wzrost kosztów uzyskania przychodu (3,94%) był nieznacznie wyższy od wzrostu przychodów ze sprzedaży (3,84%).

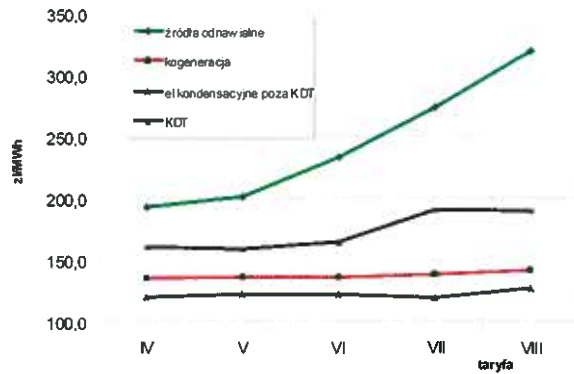
Zważywszy rolę węgla w kosztach interesująca jest dynamika jego ceny w I półroczu 2006 r. w stosunku do I półrocza 2005 r.: w dziale górnictwo węgla kamiennego i brunatnego, wydobywanie torfu (według Polskiej Klasyfikacji Działalności) odnotowano spadek cen o 6,4%.⁹⁾ Przy czym dynamika cen węgla kamiennego ukształtowała się na poziomie 90,8%, natomiast cen węgla brunatnego 104,1%¹⁰⁾. Średnia cena węgla energo-

Rysunek 6. Wybrane koszty energetyki zawodowej w latach 2002-2005 [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja w elektroenergetyce 2002-2005*, ARE SA

Rysunek 5. Średnie ceny energii elektrycznej



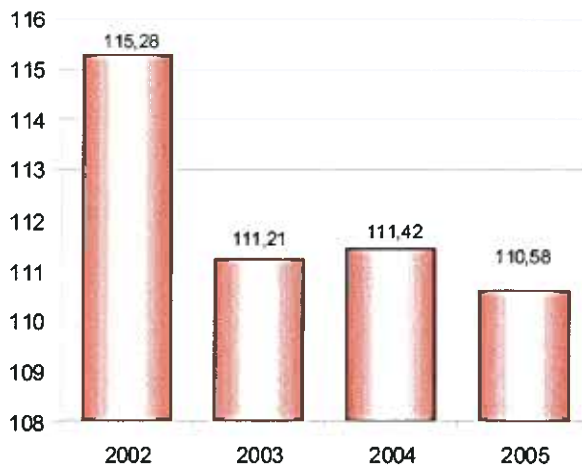
Źródło: URE

tycznego (tabela 6 – str. 8) w pierwszym półroczu 2006 r. była niższa o 0,73% od średniej ceny z pierwszego półrocza 2005 r., niższa też była cena sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie zawodowe o 0,67%.

W sumie stosunek kosztów uzyskania przychodów do przychodów ze sprzedaży był w latach 2000-2006 względnie stabilny i utrzymywał się w przedziale 89,45-91,50%.

Jednocześnie obserwuje się wyraźny spadek ryzyka operacyjnego działalności elektrowni ciepłych zawodowych w związku ze zmniejszeniem się występującej dźwigni operacyjnej¹¹⁾. Wskaźnik ten wyniósł odpowiednio 1,785 w I półroczu 2005 r. i 1,757 w I półroczu 2006 r. Oznacza to, że wypracowywany zysk był w I półroczu 2006 r. mniej wrażliwy na zmiany wielkości sprze-

Rysunek 7. Jednostkowy koszt łączny energii elektrycznej [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja w elektroenergetyce 2002-2005*, ARE SA

9) W całym górnictwie – wzrost o 12,8%, w tym w górnictwie rud metali ceny wzrosły o 72,4%.

10) *Biuletyn Statystyczny GUS*, Nr 6 i 8, 2006 oraz *Ceny w Gospodarce Narodowej*, GUS, czerwiec i wrzesień 2006.

11) $DOL = \frac{\text{przychody ze sprzedaży} - \text{koszty zmienne}}{\text{przychody ze sprzedaży} - \text{koszty zmienne} - \text{koszty stałe}}$.

Tabela 5. Koszty energii elektrycznej sprzedanej przez elektrownie ciepłe zawodowe – podsektor wytwarzania

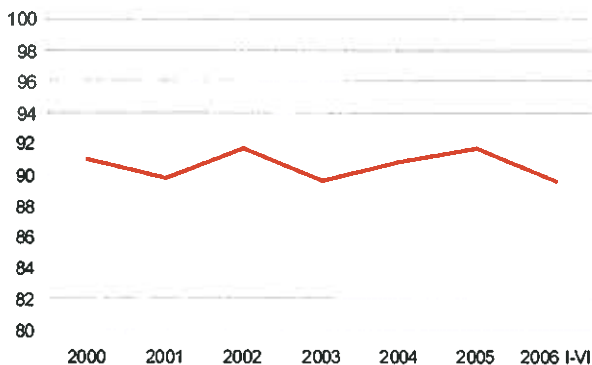
Wyszczególnienie	I półrocze 2005	I półrocze 2006	Dynamika 2006/2005
	tys. zł		%
Koszty zmienne wytwarzania ogółem	4 693 304	5 127 528	109,25
w tym: paliwo produkcyjne	3 996 480	4 377 956	109,55
koszty zakupu paliwa	329 080	338 360	102,82
koszty korzystania ze środowiska	254 732	284 663	111,75
Koszty stałe wytwarzania ogółem	2 541 350	2 477 792	97,50
w tym: wynagrodzenia i świadczenia	661 923	656 124	99,12
amortyzacja	1 098 471	992 797	90,38
remonty	469 576	477 340	101,65
Razem koszty wytwarzania energii sprzedanej	7 234 653	7 605 321	105,12
Koszty finansowe	710 536	430 643	60,61
Razem koszty uzyskania przychodu	9 273 928	9 639 046	103,94
Przychody ze sprzedaży ogółem	10 373 858	10 771 881	103,84

Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja w elektroenergetyce*, ARE SA, II kwartał 2006

daży oraz bardziej wrażliwy na zmianę wahań kosztów zmiennych, a przede wszystkim kosztów paliwa produkcyjnego.

Ogółem zmiana sytuacji ekonomicznej elektroenergetyki charakteryzuje się następującymi prawidłowościami (tabela 7 – str. 9):

Rysunek 8. Wskaźnik poziomu kosztów dla sektora wytwarzania (relacja kosztów uzyskania przychodów do przychodów ze sprzedaży)[%]



Źródło: URE na podstawie ARE SA

- większy stosunek kosztów paliwa produkcyjnego do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej,
- mniejszy stosunek kosztów stałych do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej,
- mniejszy stosunek amortyzacji do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

Spadek amortyzacji występuje zarówno w ujęciu bezwzględnym tj. w jednostkach pieniężnych, jak i w ujęciu względnym, tj. w stosunku do uzyskanych przychodów ze sprzedaży, co wynika z malejących nakładów inwestycyjnych.

Wpływ zatrudnienia na koszty w energetyce można ocenić m.in. porównując zatrudnienie przypadające na jednostkę energii lub jednostkę mocy w różnych przedsiębiorstwach w Polsce a następnie odnosząc to do innych krajów. W pierwszym przypadku rozpiętości są kilkukrotne (tabela 8 – str. 10): oszczędne w zatrudnieniu są w przeważającej mierze firmy sprywatyzowane, spółki Skarbu Państwa są natomiast dalekie od imperatywu racjonalności ekonomicznej. Porównanie średnich polskich stanów z analogicznymi w innych krajach UE wskazuje na dwu i więcej krotną różnicę¹²⁾. Rezerwy są więc duże.

Porównując dane o zatrudnieniu (tabela 9 – str. 10) w pierwszym półroczu 2006 r. do pierwszego półrocza 2005 r. obserwuje się pewne zmniejszenie zatrudnienia

Tabela 6. Ceny węgla energetycznego oraz energii elektrycznej

Wyszczególnienie	I półrocze 2005	I półrocze 2006	Dynamika 2006/2005
	tys. zł		%
Cena zbytu węgla energetycznego [zł/tona]	161,13	159,96	99,27
Cena sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie zawodowe – podsektor wytwarzania [zł/MW]	138,30	137,37	99,33

Źródło: ARE, Ministerstwo Gospodarki

12) *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Prezes URE, Bibliote-

ka Regulatora, grudzień 2003, str. 25.

Tabela 7. Relacja kosztów energii elektrycznej do przychodów ze sprzedaży ogółem elektrowni ciepłych zawodowych – podsektor wytwarzania

Wyszczególnienie	I półrocze	
	2005	2006
	w % przychodów ze sprzedaży	
Koszty zmienne wytwarzania ogółem	45,24	47,60
w tym: paliwo produkcyjne	38,52	40,64
koszty zakupu paliwa	3,17	3,14
koszty korzystania ze środowiska	2,46	2,64
Koszty stałe wytwarzania ogółem	24,50	23,00
w tym: wynagrodzenia i świadczenia	6,38	6,09
amortyzacja	10,59	9,22
remonty	4,53	4,43
Razem koszty wytwarzania energii sprzedanej	69,74	70,60
Koszty finansowe	6,85	4,00
Razem koszty uzyskania przychodu	89,40	89,48
Przychody ze sprzedaży ogółem	100,00	100,00

Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja w elektroenergetyce*, ARE SA, II kwartał 2006

w całym sektorze energetyki w tym w podsektorze wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej, co jest niewątpliwie pozytywnym objawem.

Koszty pracy

Są one pochodną również jednostkowych kosztów wynagrodzeń. W elektroenergetyce przeciętne wynagrodzenia są znacznie wyższe niż w całym sektorze przedsiębiorstw (tabela 10 – str. 11). Płace rosną systematycznie z roku na rok, niezależnie od wyników finansowych osiąganych przez poszczególne przedsiębiorstwa w kolejnych latach¹³⁾. W pierwszym półroczu 2006 r. obserwowany był wzrost wynagrodzeń w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych o 5,7%, przy jednoczesnym spadku zatrudnienia w tych przedsiębiorstwach. Znajduje to potwierdzenie w spadku kosztów wynagrodzeń i świadczeń w podsektorze wytwarzania.

Kolejnym elementem szeroko pojmowanych kosztów pracy, obniżających efektywność i wydatnie zwiększającym płatności odbiorców, są tzw. *pakiety socjalne*, czyli „kupowanie” zgody pracowników na jakiegokolwiek zmiany restrukturyzacyjne¹⁴⁾. Nie jest to bynajmniej tylko problem właściciela w sektorze publicznym, także prywatny znajduje się pod presją siły organizacji pracowniczych¹⁵⁾.

Koszty finansowe

W energetyce zawodowej kształtują się one na podobnym poziomie począwszy od 2002 r. W pierwszym półroczu 2006 r. koszty te stanowiły 4,4% kosztów uzyskania przychodów i zmniejszyły się o prawie 40% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Znajduje to również odzwierciedlenie w wysokości

13) Pracownikom sektora energetyki, a zwłaszcza podsektora wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz pracownikom firm tzw. zaplecza energetyki taki komfort gwarantuje Ponadzakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z dnia 13 maja 1993 r.

nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez sektor wytwarzania, które generalnie są niewielkie i systematycznie zmniejszają się od niewiele ponad 3 mld zł w 2000 r. do 1,8 mld zł w 2005 r.¹⁶⁾

Sytuacja ekonomiczno-finansowa

Analiza czynników kosztowych kształtujących ceny energii elektrycznej nie wykazała, że są podstawy do ich wzrostu. Kondycja ekonomiczna elektroenergetyki mierzona chociażby za pomocą wskaźnika rentowności obrotu gospodarczego brutto znajduje się na dobrym poziomie. Zarówno w przypadku spółek dystrybucyjnych, jak i w odniesieniu do elektrowni i elektrociepłowni

14) Historycznie rzecz ujmując, pakiety socjalne pojawiły się w naszej gospodarce wraz z jej prywatyzacją. Co prawda w pierwszych prywatyzacjach dokonanych w 1990 r. w trybie oferty publicznej pakietów socjalnych nie było, ale już w 1991 r. pojawiły się w kilku spółkach, by niemal natychmiast stać się zjawiskiem powszechnym, zwłaszcza w spółkach prywatyzowanych z udziałem inwestora strategicznego. Pakiety socjalne były rezultatem uzgodnień między załogą a inwestorem strategicznym, a ich treść obejmowała przede wszystkim gwarancje zatrudnienia na wynegocjowany okres, przyrzeczenia podwyżki płac, zachowanie dotychczasowych przywilejów socjalnych, przeprowadzenia szkoleń, itp. Szerzej na ten temat: A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, M. Snopek, *Prywatyzacja kapitałowa w Polsce*, Wydawca WNE UW, Warszawa 1998, str. 92 i dalsze. O ile jednak można dostrzec w pakietach sporo racjonalizmu w odniesieniu do prywatyzacji, o tyle trudno o to w przypadku zwykłych przekształceń organizacyjnych, nie związanych ze zmianą własności. Tak czy inaczej – pakiety socjalne wzmocniły postawy roszczeniowe pracowników, przyczyniając się do zahamowania co najmniej tempa (ale także i zakresu) wszelkiej restrukturyzacji.

15) Dobrym tego przykładem są odprawy wypłacone przez inwestora strategicznego (belgijski Electrabel) w sprywatyzowanej elektrowni Połaniec. Miało to miejsce w 2002 r., wypłaty odpraw objęły ok. 700 osób, a każdej z nich wypłacono średnio po ok. 122 tys. zł.

16) URE na podstawie sprawozdań F-01 GUS.

Tabela 8. Liczba zatrudnionych na jednostkę mocy wytwórczej w polskich elektrowniach systemowych w 2005 r.

Lp.	Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]	Zatrudnienie – liczba pracujących w osobach	Liczba zatrudnionych na 1 000 MW mocy osiągalnej
Sektor publiczny				
<i>100% własność Skarbu Państwa</i>				
1	Elektrownia Kozienice SA	2 880	2 371	823
2	Elektrownia Stalowa Wola SA	341	559	1 639
3	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	1 950	2 521	1 293
4	Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	722	1 089	1 508
<i>własność mieszana między sektorami z przewagą sektora publicznego</i>				
5	BOT Elektrownia Opole SA	1 532	1 419	926
6	BOT Elektrownia Turów SA	2 106	1 827	868
7	BOT Elektrownia Bełchatów SA	4 440	4 514	1 017
8	Południowy Koncern Energetyczny SA	4 838	5 719	1 182
9	Zespół Elektrowni PAK SA	2 273	1 533	674
Sektor prywatny				
<i>100% własność zagraniczna</i>				
10	Elektrownia Połaniec SA - Grupa Electrabel	1 800	453	252
<i>własność mieszana z przewagą własności zagranicznej</i>				
11	Elektrownia Rybnik SA	1 775	1 136	640
<i>własność mieszana między sektorami z przewagą własności zagranicznej</i>				
12	Elektrownia Skawina SA	575	604	1 050

Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja elektroenergetyki polskiej 2005*, ARE SA; sprawozdania F-01 GUS oraz strony internetowe wytwórców

Tabela 9. Przeciętne zatrudnienie

Wyszczególnienie	I-VI 2005	I-VI 2006	Dynamika
	tys. osób		%
Sektor przedsiębiorstw	4 756	4 880	102,6
Przemysł	2 426	2 467	101,7
Sekcja E wg PKD			
Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, wodę	207	201	97,1
w tym: Grupa 40.1 wg PKD			
Wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej	90	87	97,0

Źródło: URE na podstawie: *Biuletyn Statystyczny GUS*, Nr 6/2006 oraz *Wyniki Finansowe Sektora Paliwowo-Energetycznego*, ARE SA, II kwartały 2006

ni rosnąca dynamika pokazuje, że działalność ta jest coraz bardziej dochodowa (tabela 11 – str. 11).

Osiągane wyniki pozwalają przypuszczać, że sektor energii elektrycznej dysponuje środkami na inwestycje.

Warto przy tym odnieść te wyniki do rentowności obrotu brutto dla całego sektora przedsiębiorstw: porównanie takie wskazuje, że warunki prowadzenia działalności w energetyce są znacznie korzystniejsze niż w przypadku przedsiębiorstw w innych dziedzinach gospodarki. Szczególnie widoczne jest to w przypadku elektrowni i elektrociepłowni, dla których rentowność obrotu brutto w pierwszej połowie 2006 r. była prawie dwukrotnie wyższa od rentowności w sektorze przedsiębiorstw (rysunek 9 – str. 12).

Dane dotyczące rentowności kapitału własnego i rentowności majątku także wykazują pozytywny trend

i zaświadczać o coraz to lepszym wykorzystaniu majątku (tabela 12 – str. 12). Świadczą także o dobrych warunkach zewnętrznych, pozwalających na zachowanie renty z tytułu poprawy efektywności wykorzystywania środków pieniężnych oraz składników majątkowych.

Wynik finansowy brutto spółek dystrybucyjnych wzrósł na przestrzeni ostatnich trzech lat o ok. 214% i zamknął się za 2005 rok kwotą zysku brutto w wysokości 1 473,5 mln zł. Na podobnym poziomie, ok. 1 400 mln zł, utrzymuje się zysk brutto na działalności energetycznej przedsiębiorstw wytwórczych. Przedstawione powyżej wyniki świadczą o tym, że sytuacja polskiej elektroenergetyki jest dobra oraz, że nie zagraża jej zapaść spowodowana brakiem funduszy. Jedyne, co niepokoi to znaczący stopień umorzenia środków trwałych w podsektorze wytwarzania, w 2005 r. wyniósł

Tabela 10. Średnie wynagrodzenie brutto

Wyszczególnienie	I-VI 2005	I-VI 2006	Dynamika
	zł		%
Sektor przedsiębiorstw	2 447,82	2 560,99	104,6
Przemysł	2 472,89	2 587,34	104,6
Sekcja E wg PKD			
Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, wodę	3 296,08	3 430,95	104,1
w tym: Grupa 40.1 wg PKD			
Wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej	3 686,00	3 895,00	105,7

Źródło: URE na podstawie: *Biuletyn Statystyczny GUS*, Nr 6/2006 oraz *Wyniki Finansowe Sektora Paliwowo-Energetycznego*, ARE SA, II kwartały 2006

on 64,72% i zachowywał się stabilnie na przestrzeni ostatnich lat. Natomiast stopień umorzenia środków trwałych w podsektorze dystrybucji wyniósł w 2005 r. 47,47% i znacząco spadł w porównaniu do roku 2003, kiedy to zamknął się na poziomie 62,97%. To zaś świadczy o odmładzaniu majątku poprzez inwestycje rozwojowe i odtworzeniowe. Było to możliwe dzięki zwrotowi z kapitału zagwarantowanemu w taryfowaniu.

Wydaje się zatem, że przedsiębiorstwa wytwórcze pomimo dobrej i niezachwianej pozycji, oraz przy dobrym i stabilnym wyniku finansowym brutto ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych (2 132,9 mln zł w 2005 r.), nie podejmują ryzyka inwestycyjnego mimo, że posiadają środki na odmładzanie infrastruktury wytwórczej. Może to świadczyć również, że oczekują na dodatkowe środki, których otrzymanie nie musi gwarantować inwestycji.

Zamiast wniosków

Mając na uwadze zarówno dobrą sytuację przedsiębiorstw energetycznych podsektora wytwarzania, jak i wcześniej zidentyfikowaną skromną skalę podejmowanych przez nie inwestycji, nie sposób oprzeć się postawieniu pytania o dotychczasowe przeznaczenie lub wykorzystywanie zakumulowanych środków finansowych. Czyżby właściciele tych przedsiębiorstw pobrali je ze spółek poprzez podział dywidendy, czy też menedżerowie wspólnie ze związkami zawodowymi tradycyjnie je „roztrwonili”? Bez odpowiedzi na to pytanie trudno będzie, choćby konceptualnie, akceptować zwiększony napływ środków finansowych do przedsiębiorstw wytwórczych. A że taki będzie miał miejsce – wątpliwości praktycznie nie ma żadnych. Już dziś wiadomo, iż kal-

kulacyjna cena energii elektrycznej w taryfach spółek dystrybucyjnych (czyli cena przez nie płacona wytwórcom) będzie łącznie o 10% większa niż miało to miejsce w taryfach 2006 r. Co więcej – w 2007 r. najprawdopodobniej wejdzie w życie ustawa o likwidacji KDT, co oznacza napływ dodatkowych środków do wytwórców z tytułu wcześniejszego rozwiązania umów długoterminowych.

W okresie minionych lat obowiązywania hybrydowego systemu cen na energię elektryczną – po trosze cen regulowanych, po trosze cen konkurencyjnych a po trosze – jeszcze innych (nazwijmy je – korporacyjnych, związanych z KDT) dało się zauważyć przedziwny stan homeostazy – wewnętrznego zrównoważenia całego sektora energetyki, bez względu na stan i kondycję jej odbiorców. I to zarówno gospodarki, jak i indywidualnych odbiorców w gospodarstwach domowych.

Widać to było także, a może przede wszystkim, wszędzie tam, gdzie obowiązywała cena regulowana. Przedsiębiorstwa elektroenergetyki z reguły utożsamiały wszystkie swoje wydatki z kosztami uzasadnionymi, próbując przenieść je w całości poprzez cenę energii i usług przesyłowych na odbiorców końcowych. Ta presja na wzrost cen była częściowo ograniczona przez działania regulacyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Temu specyficznemu zjawisku „chowania się za taryfą” nie sposób było skutecznie przeciwdziałać, bowiem ... nie pozwalały na to przepisy ustawowe, a zwłaszcza przepisy rozporządzeń wykonawczych, wydanych przez Ministra Gospodarki. Działo się to także za aprobatą Parlamentu, który nie dalej jak w 2005 r. pozbawił regulatora wszelkich nadziei i wprowadził za-

Tabela 11. Rentowność obrotu brutto

Lata	Spółki dystrybucyjne	Elektrownie i elektrociepłownie	Sektor przedsiębiorstw
2003	2,4%	5,0%	2,8%
2004	3,7%	6,6%	6,0%
2005	4,9%	5,6%	4,9%
2006 I-VI	7,8%	9,2%	5,6%

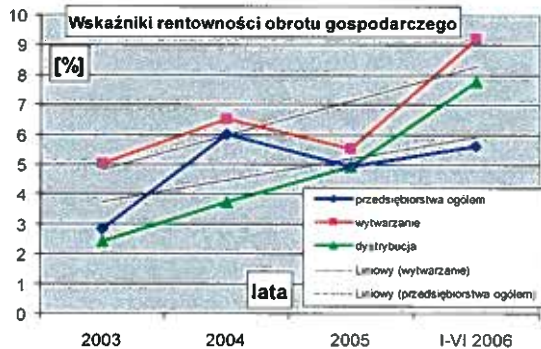
Źródło: URE na podstawie danych GUS i ARE SA

Tabela 12. Wskaźniki rentowności kapitału własnego i majątku w sektorze elektroenergetycznym w latach 2003-2005

Wyszczególnienie	Rentowność kapitału własnego [%]				Rentowność majątku [%]			
	2003	2004	2005	2005/2003	2003	2004	2005	2005/2003
Elektrownie i elektrociepłownie	1,90	6,58	5,75	302,63	0,89	3,19	2,84	319,10
Spółki dystrybucyjne	1,69	3,60	4,57	270,41	1,17	2,62	3,13	267,52

Źródło: URE na podstawie: *Sytuacja elektroenergetyki polskiej 2003-2005*, ARE SA

Rysunek 9. Wskaźniki rentowności obrotu gospodarczego w latach 2003-2006



Źródło: URE na podstawie danych ARE SA

pisy uniemożliwiające obniżenie obowiązującej taryfy, bez oglądania się na rachunek kosztów uzasadnionych, o ile tylko przedsiębiorstwo energetyczne zaskarży taką decyzję do sądu. A przedsiębiorstwa robią to zawsze.

Rozważania prowadzone w ramach niniejszego artykułu i jego ram czasowych jasno dowodzą, że pomimo

wszelkich ograniczeń regulacyjnych i quasi rynkowej konkurencji – kondycję ekonomiczną przedsiębiorstw sektora należałoby ocenić jako wysoce pozytywną. Nie zostały też zidentyfikowane żadne nadzwyczajne okoliczności w sferze kosztowej, które usprawiedliwiłyby zgłaszane i niestety realizowane cenowe żądania sektora. Zatem, gdzie należałoby szukać ich źródła, jakie przyczyny i powody umożliwiają takie postawy? Odpowiedź na te pytania oznacza konieczność rozszerzenia analizy czynników kształtujących ceny energii elektrycznej ze sfery fundamentów ekonomicznych na badanie stanu rynku energii i jego instytucjonalnych uwarunkowań. Wyniki przedstawione będą w odrębnym opracowaniu.

dr Agnieszka Dobroczyńska – z-ca dyrektora
Anna Buńczyk – główny specjalista
Anna Daniluk – główny specjalista
dr Samer Masri – starszy specjalista

Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE



ZEC Poznań widok maszynowni EC Karolin

Wypełniając obowiązek wynikający z przepisów Dyrektywy elektroenergetycznej 2003/54/WE oraz gazowej 2003/55/WE Regulatorzy przesyłają Komisji Europejskiej raporty nt. stanu rynku i oceny stanu liberalizacji. Komisja Europejska, do końca roku, ma obowiązek sporządzić i przedstawić Radzie i Parlamentowi Europejskiemu raport na temat postępów w tworzeniu wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu.

Informacje i dane zawarte w raportach regulatorów to główne źródło informacji dla Komisji, jednak aby w pełni ocenić rozwój rynku Komisja zaprosiła do przedstawienia stanowisk wszystkich uczestników rynku.

Wykorzystując możliwość zaprezentowania wspólnego stanowiska ERGEG (ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas*), w oparciu o m.in. Raporty Roczne poszczególnych Regulatorów, przygotował dokument: Ocena ERGEG-u postępów w tworzeniu Europejskiego Rynku Energii 2006 (ang. *ERGEG's Assessment of the development of the European Energy Market 2006*).

Materiał ten został przyjęty przez Regulatorów 30 listopada 2006 r. Następnie 7 grudnia 2006 r. dokument został przekazany Komisji Europejskiej.

Poniżej przedstawiamy jego tekst. Tłumaczenie zostało przygotowane w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE.

(Małgorzata Kozak)

OCENA ERGEG-U POSTĘPÓW W TWORZENIU EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII 2006

1. Wstęp

Zgodnie z postanowieniami Dyrektywy Elektroenergetycznej 2003/54/WE (art. 23) i Dyrektywy Gazowej 2003/55/WE (art. 25), krajowe urzędy regulacji energetyki są zobowiązane do publikowania rocznego raportu zawierającego wyniki prowadzonego przez nie monitoringu podejmowanych działań w odniesieniu do funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu.

Raporty Krajowe 2006 przygotowane przez krajowych regulatorów (krajowe urzędy regulacji) zawierają głównie uaktualnienia w stosunku do Raportów 2005.

W niniejszym dokumencie ERGEG-u zostały przedstawione konkluzje z raportów krajowych regulatorów energii elektrycznej i gazu oraz z kilku dodatkowych źródeł. Zostały też podkreślone zmiany, jakie zaszły w stosunku do Raportu ERGEG-u – Wstępnej Oceny (ang. *ERGEG Preliminary Assessment Report*), przygotowanego w zeszłym roku¹⁾.

Do głównych kwestii poruszonych w tym dokumencie należy *unbundling*, kompetencje regulatorów, integracja rynków regionalnych, bezpieczeństwo dostaw. Należy podkreślić, że jest to pierwszy raport obejmujący okres, kiedy prawna implementacja dyrektyw unijnych powinna się była zakończyć, a dyrektywy zostały transponowane do krajowych porządków prawnych.

Raport próbuje zidentyfikować główne tendencje występujące na rynkach krajowych, należy jednak za-

uważyć, że nie muszą one dotyczyć wszystkich państw członkowskich – możliwe są odstępstwa.

Aby zapewnić jak największą zgodność (koherencję) pomiędzy raportami krajowymi i aby Komisji Europejskiej zostały dostarczone właściwe informacje i dane konieczne do przygotowania oceny, Komisja Europejska zwróciła się z prośbą do ERGEG-u o:

- zwrócenie się do członków o przygotowanie raportu zgodnie z uzgodnioną strukturą raportu krajowego;
- koordynowanie przygotowania raportów krajowych w celu zapewnienia zgodności danych;
- współpracę przy analizie poszczególnych raportów krajowych w celu sporządzenia generalnej oceny funkcjonowania wewnętrznego rynku energii;
- przedstawienie głównych zmian, jakie zostały zaobserwowane w stosunku do stanu przedstawionego w poprzednim raporcie;
- dokładną analizę *unbundlingu*.

Podczas pracy nad przygotowaniem raportów krajowych poszczególni regulatorzy otrzymali wsparcie od różnych instytucji krajowych/rządowych.

2. Ogólna ocena

2.1. Konieczność zwiększenia integracji rynku

Raporty 2006 przedstawiają rozwój poszczególnych rynków w 2005 r. Generalnie w krajach, które zdecydowały się na otwarcie rynku detalicznego w 2007 r., ma miejsce przygotowywanie odpowiedniego prawa (tworzenie instrumentów, procedur). Należy jednak zauważyć, że kwestia konkretnego wdrażania pewnych procedur, takich jak zmiana dostawcy przez odbiorcę

¹⁾ Wstępna ocena Europejskiego Rynku Energii ERGEG (E05-REP-03-04).

Patrz: www.ergreg.org/portal/poge/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/NATIONAL_REPORTS/2005.

(ang. *customer swiching processes*) lub wymiany danych, ciągle pozostaje nieuregulowana.

Raporty Krajowe pokazują, że większość spraw wskazanych w zeszłym roku jako problematyczne, ciągle nie zostało rozwiązanych, nawet jeśli na wielu rynkach zaobserwowano pierwsze pozytywne sygnały regionalnej integracji.

Zostały podjęte działania wspierające transgraniczną współpracę²⁾, ale rozwija się ona bardzo wolno i napotyka na poważne przeszkody. W lutym i kwietniu 2006 r. ERGEG uruchomił kolejno Regionalne Inicjatywy Elektryczne (ang. *Electricity Regional Initiatives*) i Regionalne Inicjatywy Gazowe (ang. *Gas Regional Initiatives*). Ich intencją jest stworzenie efektywnie funkcjonujących regionalnych rynków energetycznych, co będzie krokiem pozwalającym stworzyć wspólny, konkurencyjny rynek. Na większości Regionalnych Rynków Energetycznych obserwowany jest postęp w integracji, który wynika z faktu, że Rynki te zajmują się rozwiązywaniem kluczowych barier w wymianie transgranicznej w swoich regionach. Nie ma jednak wątpliwości, że istnieją duże różnice w stopniu rozwoju poszczególnych Rynków. Praktyczne wdrożenie Regionalnych Inicjatyw jest dużym wyzwaniem również z powodu zmieniającej się sytuacji politycznej w poszczególnych państwach członkowskich – powoływania nowych rządów i podejmowanych publicznych dyskusji. Daje się zauważyć tendencja do zwiększania się kontroli politycznej nad działaniami regulatorów. Działa to przeciwko regionalnej integracji, która wymaga zharmonizowanego podejścia do regulacji wymiany transgranicznej, będącej integralną częścią przyszłego rynku. **Realnym problemem są deklaracje wsparcia regionalnej integracji, które jednak nie są popierane żadnymi działaniami.**

ERGEG popiera każde działania zmierzające do wzmocnienia regionalnej integracji. Brak tej integracji został uznany przez Dyрекcję ds. Konkurencji w raporcie dochodzeniowym za kluczową barierę rozwoju konkurencji. ERGEG wskazuje na dwa zjawiska, które mogą działać przeciwko przyszłej integracji.

Po pierwsze – prowadzona obecnie dyskusja na temat bezpieczeństwa dostaw w Europie może negatywnie wpłynąć na otwarcie i rozwój rynku energii elektrycznej i gazu. Poparcie polityczne dla liberalizacji wydaje się zmniejszać za sprawą działań polityków, którzy obawiają się odpowiedzialności za ewentualne niedoinwestowanie energetyki lub wysokie ceny. Głównym zagadnieniem, z jakim muszą się zmierzyć politycy i regulatorzy, jest właśnie ryzyko związane z inwestycjami i bezpieczeństwem dostaw. Wszystko to dzieje się w momencie, kiedy na decyzje polityków i regulatorów coraz większy wpływ mają podmioty zasiedziałe na rynku. Na przykład, w celu zapewnienia bezpieczeństwa

dostaw może być zagwarantowany wyższy niż normalnie zwrot zainwestowanego kapitału dla nowych inwestycji lub – w przypadku nowych sieci gazowych – nastąpi ubieganie się o wyłączenie tej infrastruktury spod zasady dostępu strony trzeciej (TPA) i prawdopodobnie takie wyłączenia będą przyznawane.

Zwiększa się liczba ponownie rozważanych kwestii, będących kluczowymi dla liberalizowanego rynku (dostęp do najważniejszej infrastruktury, niezależność regulatorów i kształtowanie cen w oparciu o rynek, efektywny unbundling). Pomimo wysokich cen energii, zwiększających się zysków przedsiębiorstw energetycznych oraz wzrostu niezadowolonych odbiorców, widoczny jest silny wpływ polityków na kwestie techniczne i zasady liberalizacji, co może doprowadzić do osłabienia efektywnego funkcjonowania rynku na skutek ograniczenia konkurencji. Dostrzegane jest niebezpieczeństwo takiego upolitycznienia energetyki, w którym kwestie bezpieczeństwa dostaw będą miały największy wpływ na kształt rynku. To z kolei może spowodować, że dążenie do realizacji narodowych celów osłabi proces liberalizacji i założenia (cele) wspólnego rynku energii. Jednakże ERGEG podkreśla, że silniejsze polityczne zaangażowanie jest konieczne do osiągnięcia kolejnych etapów integracji rynku. **Regionalne Inicjatywy ERGEG-u oferują „trampolinę”, która pozwoli odbić się od obecnych krajowych rynków i osiągnięcie Wspólnego Europejskiego rynku energetycznego (ang. *Single European energy market*) poprzez regionalne rynki energetyczne. Jednak aby mogło do tego dojść, konieczne jest polityczne wsparcie instytucji europejskich przez kraje członkowskie i uczestników rynku współpracujących z regulatorami.**

Drugim problemem jest fala międzynarodowych fuzji. Poszukiwanie europejskich championów (ang. *European champions*) może doprowadzić do dominowania w przyszłości na rynku nowych konglomeratów (przedsiębiorstw), ale też niewykluczone, że może pomóc integracji rynkowej poprzez zainicjowany przez takie przedsiębiorstwa rozwój transgraniczny. Komisja Europejska powinna być ostrożna w stosowaniu zasad konkurencji i musi zapewnić, by każda konsolidacja (połączenie) niosło ze sobą korzyści dla europejskich odbiorców energii. Jednocześnie współpraca między regulatorami musi pozwalać na **skuteczne monitorowanie zagadnień transgranicznych** związanych z *unbundlingiem* – gdy jedno przedsiębiorstwo (pełniące również funkcje operatora sieci przesyłowych), działając w ramach holdingu, może być właścicielem przedsiębiorstw powiązanych w innym państwie i tak prowadzić swoją działalność sieciową, aby beneficjentem było przedsiębiorstwo z nim powiązane, mające siedzibę w kraju sąsiednim. Regulatorzy potrzebują nowego prawa, które przyczyniłoby się do funkcjonowania skutecznego *unbundlingu* oraz zapewniłoby odpowiednie instrumenty do jego monitorowania w kontekście konsolidacji transgranicznej.

2) Takich jak „Trilateral Market Coupling”, który łączy trzy giełdy energii elektrycznej (APX, Belpex, Powernext) w Holandii, Belgii, Francji; projekt integracji rynku irlandzkiego; projekt integracji rynku półwyspu iberyjskiego.

2.2. Niewystarczający *unbundling* najbardziej uciążliwą przeszkodą dla funkcjonowania konkurencji

Raporty Krajowe 2006 wyraźnie wskazują, że pomimo pewnego postępu – głównie na poziomie OSP – poziom *unbundlingu* w wertykalnie zintegrowanych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych i gazowych jest ciągle niewystarczający w stosunku do wymagań dyrektyw. **Krajowa transpozycja przepisów dyrektyw nie sprawiła, by przedsiębiorstwa sieciowe działały niezależnie i na własny rachunek.**

W kwietniu 2006 r. Komisja Europejska rozpoczęła procedurę ukarania (ang. *infringement procedures*) 17 państw za naruszenie postanowień prawa europejskiego (czternaście z nich nie wypełniło zobowiązań dotyczących wprowadzenia zasad *unbundlingu*). W Raportach Krajowych 2005 została opisana sytuacja, w której zasady *unbundlingu* w wielu krajach były tylko mgliście dyskutowane, i to wcale nie z myślą o ich wdrożeniu w krajowy porządek prawny. Niektórzy regulatorzy (np. niemiecki czy holenderski) przygotowali wytyczne na temat *unbundlingu*, aby sprecyzować przepisy prawa istniejące w tym zakresie. Wytyczne zostały dobrze przyjęte przez uczestników rynku, którzy korzystali z nich jako orientacyjnych kierunków działania. Transpozycja przepisów dyrektyw do krajowych porządków prawnych poszczególnych państw członkowskich rozpoczęła się w 2004 r., tak więc w większości państw proces ten powinien być już zakończony.

Większość tegorocznych Raportów Krajowych nie pokazuje, by od 2004 r. zaszyły jakieś większe zmiany. W wielu z nich wskazano na konieczność stworzenia jasnych przepisów dotyczących rozdziału zarządu przedsiębiorstw powiązanych i wymiany informacji między takimi przedsiębiorstwami (ang. *management and information unbundling*), gdyż obecnie obowiązujące przepisy nie wystarczają. Zdarza się, że są one implementowane w taki sposób, że w konsekwencji stają się niejasne – dzieje się tak również z powodu samego brzmienia przepisów dyrektyw, pozostawiających bardzo często dużą swobodę zintegrowanym przedsiębiorstwom. Co więcej, nawet jeśli istnieją jednoznaczne przepisy, przedsiębiorstwa wielokrotnie działają niezgodnie z nimi, ponieważ nie obawiają się, że zostaną zmuszone do ich stosowania – regulatorzy bowiem nie posiadają odpowiednich kompetencji do ich egzekwowania.

Niewystarczający *unbundling* ciągle wydaje się być najbardziej uciążliwą barierą dla funkcjonowania konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu.

Miękkie wskaźniki *unbundlingu* (np. znaki towarowe (marka), lokalizacja), podobnie jak w zeszłym roku, są niewystarczające. Na przykład w Wielkiej Brytanii regulator zaobserwował, że grupy energetyczne, będące właścicielami zarówno przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, jak i przedsiębiorstwa obrotu, dążyły do wspólnej strategii w zakresie znaków towarowych (marki). Nie-

którzy regulatorzy zanotowali jednak znaczny postęp wynikający głównie z wprowadzenia nowych krajowych zasad dotyczących *unbundlingu*. Szczegółowe przepisy prawa dotyczące *unbundlingu* zarządczego i informacyjnego oraz plany wprowadzenia pełnej rozdzielności majątkowej (*unbundling* własnościowy) są ważne w przypadku przedsiębiorstw sieciowych i działalności konkurencyjnej.

Według ERGEG-u, najbardziej właściwym rozdziałem działalności jest forma *unbundlingu* właścicielskiego. Należy jednak zwrócić uwagę, że nie wszystkie przedsiębiorstwa mają taką samą potencjalną możliwość dyskryminowania niektórych nie powiązanych z nimi podmiotów działających na rynku, tak więc podejście (dot. *unbundlingu*) powinno być proporcjonalne w stosunku do wystąpienia ryzyka dyskryminacji.

ERGEG widzi konieczność przygotowania rozporządzenia europejskiego, w którym zostałyby ustalone bardziej szczegółowe minimalne kryteria dla *unbundlingu* informacyjnego oraz zarządczego, jak również sposoby monitorowania realizacji *unbundlingu* oraz sposoby egzekwowania tych zasad, włączając w to kompetencje do monitorowania transgranicznych powiązań własnościowych.

2.3. Konieczność zwiększenia niezależności i kompetencji regulatorów

Niezależni regulatorzy muszą być ustanowieni we wszystkich państwach członkowskich w taki sposób, aby w podejmowaniu decyzji mieli zagwarantowaną niezależność od wpływów sektora i od interesów politycznych. Jest to konieczne, ponieważ naczelnym celem regulatorów powinna być ochrona interesów konsumentów³⁾.

Raporty Krajowe zawierają pewne alarmujące przykłady wskazujące, że zwiększają się polityczne naciski na decyzje regulatorów oraz pokazują obszary, w których politycy mają zwiększony wpływ (inny niż polityczny), np. rząd (lub konkretny minister) ma możliwości zmiany (wycofania) decyzji podjętej przez regulatora, ustalania wysokości zwrotu zainwestowanego kapitału lub dawania bezpośrednich instrukcji regulatorowi⁴⁾. ERGEG zwracał już uwagę na te problemy w Raporcie oceniającym 2005 (ang. *Asses-*

3) Cel ochrony interesów odbiorców jest osiągnięty poprzez kombinację regulowania monopolii sieciowych, dążenia do wprowadzenia konkurencji i monitorowanie postępów, nadzorowania właściwego rozdziału pomiędzy działalnością sieciową a konkurencyjną przemysłu (obrot, wytworzenie). Te cele muszą być rozpatrywane w kontekście konkurencyjnego europejskiego rynku. Oznacza to, że kompetencje regulatorów krajowych muszą być zgodne i komplementarne, aby mógł rozwijać się europejski rynek energii.

4) Raport ERGEG-u „Zgodność krajowych prawnych warunków dotyczących kompetencji regulatorów” (ang. *ERGEG report on Compatibility of National Legal Conditions Concerning Regulatory Competences*) (zobacz przypis 5) wskazuje, w których państwach członkowskich odpowiedni minister zachował prawo »

ment Report 2005). Jednak w kilku przypadkach w stosunku do roku ubiegłego odnotowano zwiększenie się politycznych wpływów. Głównym tego powodem jest wzrost cen energii i coraz większe trudności obecnie istniejących mocy zainstalowanych z zaspokojeniem rosnącego zapotrzebowania na energię. Fakt ten jest wykorzystywany do usprawiedliwiania interwencyjnego podejścia do rynku ponieważ ocenia się, że „rynek” nie jest w stanie zapewnić bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po niższych cenach.

Na krajowym gruncie regulatorzy napotykają na problemy w wypełnianiu swoich obowiązków w zakresie monitorowania i zbierania danych. Kompetencje, które umożliwiają im wymuszenie pewnych działań przedsiębiorstw w tym obszarze, są w większości przypadków niewystarczające. Ewentualne konsekwencje niezastosowania się przedsiębiorstwa do przepisów prawa w tym zakresie czy żądań regulatora są bardzo często nieproporcjonalne do potencjalnych korzyści w sytuacji, kiedy przedsiębiorstwo nie dostarczy danych. Instrumenty, którymi dysponują regulatorzy, są zwykle albo zbyt łagodne (niewysokie kary finansowe), albo zbyt drastyczne, aby ich wykorzystanie było uzasadnione w takiej sytuacji (cofnięcie koncesji). W konsekwencji podczas procesu zatwierdzania taryf i realizacji innych szerokich kompetencji regulatorzy nie są w stanie sprawdzić całego zakresu regulacji *ex-ante* i monitoringu *ex-post*, przewidzianego przez dyrektywy. Jednakże w niektórych państwach⁵⁾ istnieje możliwość nałożenia odpowiednich kar, których wysokość zależy od wielkości obrotów handlowych danego przedsiębiorstwa.

Podsumowując, ERGEG stwierdza, że dyrektywy nie są wystarczająco jasne w ww. obszarach co powoduje, że **swoboda w ich implementacji prowadzi do niekorzystnych zjawisk, takich jak brak odpowiednich narzędzi do wymuszenia realizacji decyzji regulatora. Kompetencje przyznane regulatorom potrzebują generalnie większej harmonizacji.**

Konieczne jest również wyposażenie regulatorów w narzędzia do współpracy transgranicznej, która powinna być zdefiniowanym rdzeniem obowiązków regulatorów. „Różnica między regulatorami”⁶⁾ w kwestiach transgranicznych, zaakcentowana w dokumencie CEER „Odpowiedź na Zieloną Księgę” (ang. *Response to the Energy Green Paper*), istnieje w Europie – kompetencje regulatorów i współpraca transgraniczna muszą być rozszerzone w celu zapewnienia koniecznej koordyna-

cji dla rozwoju Wspólnego Rynku Energii w Europie. Opierając się na tym, ERGEG w raporcie „Zgodność krajowych prawnych warunków dotyczących kompetencji regulatorów” (ang. *ERGEG report on Compatibility of National Legal Conditions Concerning Regulatory Competences*) dokonuje przeglądu kompetencji regulatorów w zakresie rynku energii elektrycznej, zarówno na poziomie krajowym, jak i współpracy transgranicznej (poziom europejski)⁷⁾. Autorzy raportu podkreślają, że „w szczegółach” istnieje duży rozdzźwięk pomiędzy przyznanymi uprawnieniami i kompetencjami, z których korzystają regulatorzy, a pożądanym ich zakresem; raport zawiera również rekomendacje, w jaki sposób osiągnąć odpowiedni stan. Zakładają one określenie minimalnego zakresu kompetencji i uprawnień, w które powinien być wyposażony każdy krajowy regulator, w szczególności w odniesieniu do niezależności, możliwości wymuszania decyzji i sankcji, regulacji działalności przedsiębiorstw monopolistycznych, *unbundlingu*, nadzoru nad zasadami rynkowymi oraz efektywnym funkcjonowaniem rynku.

2.4. Otwarcie rynku w 2007 r. – stan obecny?

Raporty Krajowe przedstawiają zróżnicowany obraz gotowości do pełnego otwarcia rynku w lipcu 2007 r. W przypadku rynku gazu, około 1/3 regulatorów wskazało, że w ich państwach nastąpiło pełne otwarcie, w przypadku energii elektrycznej – otwarcie dotyczy 50% państw. Generalnie większość regulatorów wierzy lub przynajmniej ma nadzieję, że liberalizacja będzie efektywnie wprowadzona do 1 lipca 2007 r. Jednakże w wielu przypadkach ciągle pozostają nierozwiązane kwestie techniczne – dotyczy to zagwarantowania odbiorcom końcowym (gospodarstwom domowym) możliwości swobodnego wyboru sprzedawcy w lipcu 2007 r. **Ponadto, regulacja cen energii dla odbiorców końcowych w dalszym ciągu wstrzymuje rozwój konkurencyjnego rynku**⁸⁾. Postanowienia dotyczące zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej, zawarte w dyrektywach (art. 3), w większości państw członkowskich zostały tylko częściowo implementowane.

Wymagania prawne związane z otwarciem rynku w 2007 r. stanowią pierwszy krok w kierunku faktycznie funkcjonującej konkurencji na rynku detalicznym, ponieważ w rzeczywistości rynki potrzebują czasu, by się rozwinąć, a także ustanowienia „technicznych” przepisów.

do zatwierdzenia, odrzucenia lub zmiany decyzji regulatora oraz gdzie odpowiedni minister jest odpowiedzialny za wydanie ostatecznej decyzji w sprawie taryf sieciowych.

- 5) Takich jak Wielka Brytania i Węgry.
6) „Różnice między regulatorami” odnoszą się nie tylko do posiadanych kompetencji. Nowe przepisy prawa i środki, jakimi dysponują regulatorzy, muszą pozwalać na sprawniejsze działanie na rzecz zintegrowania europejskich sieci i wprowadzenia efektywnego *unbundlingu* przedsiębiorstw sieciowych.

7) Zgodność krajowych prawnych warunków dotyczących kompetencji regulatorów (E06-REM-08-03).

8) Ponieważ ceny dla odbiorców końcowych podlegają regulacji, są one sztucznie zaniżane, co sprawia, że odbiorcy pozostają przy swoim dotychczasowym sprzedawcy i korzystają z zatwierdzonych (regulowanych) taryf, a tym samym nie są zainteresowani zmianą sprzedawcy.

3. Energia elektryczna

3.1. Postępy

Po raz pierwszy w Raportach Krajowych znalazł się opis postępowania integracji w ramach regionów. Trwa ona jednak zbyt krótko, by można było wyciągnąć konkretne wnioski na przyszłość. Jednakże od momentu wdrożenia Regionalnej Inicjatywy Elektrycznej w lutym 2006 r. sygnały płynące z niektórych regionów są budujące.

Porównując korelacje giełd energii na przestrzeni ostatnich lat na obszarze kontynentu, można zauważyć, że ceny reagują znacznie lepiej na tzw. szoki transgraniczne (rysunek 1)⁹⁾, co oznacza, że korelacja ta wzrosła. Nawet ceny w takich regionach jak Półwysep Iberyjski współgrają z cenami kontynentalnymi bardziej niż w zeszłym roku. Mogą się do tego przyczyniać różne czynniki, np. lepsza alokacja niewystarczających zdolności, bardziej homogeniczna struktura produkcji rezerwowej, system handlu emisjami CO₂, którego koszty ponoszą wszyscy.

Jednak nawet na dobrze zintegrowanym rynku nordyckim ceny wciąż znacznie się różnią (rysunek 2). W 2005 r. kraje nordyckie tworzyły wspólny obszar cenowy w ciągu 32% tego czasu. Przykład ten pokazuje, że różnice cen mogą się utrzymywać nawet na obszarze dobrze zintegrowanych rynków¹⁰⁾. Utrzymujące się różnice w cenach sygnalizują nowe potrzeby inwestycyjne w zdolnościach przesyłowych.

Zwiększenie integracji nastąpiło w wyniku **efektywniejszej alokacji rynkowej zdolności transgranicznych, a także większej płynności na rynkach hurtowych, które stały się bardziej przejrzyste**. Ważną rolę w tym procesie odgrywają zarówno firmy dokonujące rzeczywistego obrotu fizycznego, jak i te, które przeprowadzają transakcje finansowe. Europejski Trybunał Sprawiedliwości¹¹⁾ uznał, że priorytetowe traktowanie kontraktów długoterminowych pozostaje w konflikcie z Dyrektywą Elektroenergetyczną, co w efekcie zaowocowało widoczną poprawą alokacji zdolności.

Kluczem do zwiększenia efektywności gry rynkowej jest przejrzystość. W związku z tym ERGEG przedstawił propozycję „Wytycznych w sprawie Zarządzania Informacjami i Przejrzystości” (ang. *Guidelines on Information Management and Transparency*) na hurtowych rynkach energii elektrycznej. Prace nad dobrowolnymi porozumieniami w tym zakresie, prowadzone w ramach sektora, postępują bardzo wolno i nie obejmują wszystkich koniecznych informacji, tak więc **istnieje potrzeba wypracowania standardów europejskich (obligato-**

ryjnych Wytycznych lub rozporządzenia) odnośnie minimalnych wymogów przejrzystości.

Lepsza dostępność do informacji na niemieckiej giełdzie energii przyczynia się znacznie do podniesienia poziomu przejrzystości. W celu zagwarantowania jednakowych warunków konkurencji dla wszystkich uczestników rynku podnieść trzeba ogólny poziom przejrzystości i dostępności do informacji znajdujących się w posiadaniu przedsiębiorstw sieciowych, a także ważniejszych graczy.

W przypadku ustalania ważnych informacji o charakterze rynkowym, istotną rolę do odegrania mają giełdy energii. Niektórzy regulatorzy (we współpracy z organami antymonopolowymi) stosują referencyjny model cenowy jako wyznacznik tego, czy w danej sytuacji uzasadnione jest dochodzenie w zakresie prawidłowości składanych ofert. Tak więc dla potrzeb monitoringu i analizy rynku przejrzystość jest decydująca. Wolny i szeroki dostęp do informacji umożliwi stronom trzecim pogłębianie wiedzy na temat zachowań rynku.

W większości krajów ceny energii dla gospodarstw domowych (ceny ogółem z wyłączeniem opłat sieciowych i innych opłat dodatkowych) są wyższe niż ceny dla przedsiębiorstw (rysunek 6). Zdarzają się kraje, w których ceny dla przedsiębiorstw przemysłowych są wyższe niż dla gospodarstwa domowego. Tam, gdzie różnice w cenach są nieznaczne, sytuacja jest prawdopodobnie spowodowana większą konkurencją o małego odbiorcę niż o odbiorcę przemysłowego. Duże różnice w cenach mogą oznaczać, że poziom cen nie jest zgodny z poziomem, jaki wyznaczałby rynek, zarówno dla odbiorców przemysłowych, jak i małych odbiorców. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych bardzo się różnią w poszczególnych krajach Europy, co właśnie oznacza, że nie odzwierciedlają całkowicie warunków rynkowych. **Powyższe stwierdzenia są empiryczną podstawą dla ERGEG-u, który wyraża opinię, że regulowane ceny dla odbiorców zwykle zniekształcają konkurencję i dlatego powinny być albo zniesione, albo poddane warunkom gry rynkowej.**

3.2. Kształt i struktura rynku

Od momentu opublikowania Raportów Krajowych w 2005 r., koncentracja na rynku nie zmniejszyła się w sposób widoczny (rysunki 3 i 4). Gdyby rozpatrywać rynek detaliczny z punktu widzenia krajowego, dane z ww. rysunków wskazują niski poziom koncentracji niektórych krajów. Jednakże rynek detaliczny (dla małych odbiorców) jest często ograniczony do obszaru działania zasiedzonego przedsiębiorstwa sieciowego¹²⁾.

Odpowiadając na negatywne skutki planowanych przejęć, w wielu krajach wprowadzono programy Wirtualnych Elektrowni (ang. *virtual power plant*, VPP) w celu ograniczenia siły rynkowej dominujących graczy krajo-

9) Rysunki są zawarte w Aneksie.

10) W opisywanej sytuacji wykorzystywany był „Market splitting” w celu optymalizacji dysponowania mocą w tym regionie.

11) ETS 07.06.2005, C 17/03, Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW).

12) W tym zakresie krajowe wskaźniki koncentracji nie są istotne.

wych. Wirtualne elektrownie i inne środki ograniczające siłę rynkową są przydatne, lecz ciągle niewystarczające – skuteczne i dlatego konieczne jest zwiększenie ich liczby. Ograniczenia systemowe i ograniczona podaż wzmacniają siłę rynkową głównych przedsiębiorstw, ponieważ to właśnie one mają możliwości rozbudowywania sieci lub zapewnienia energii bilansującej.

W innym przypadku, udana integracja rynkowa przedsiębiorstw może zredukować ich udziały na rynkach właściwych. Restrukturyzacja sektora jest rzadko stosowana jako środek krajowy mający polepszyć warunki konkurencji. W tym zakresie rozszerzanie i integrowanie rynku wydaje się bardziej obiecujące – chociaż różne środki, których celem jest polepszenie rynkowej integracji nie mają lub w znikomym stopniu wpływają na rozmiar rynku właściwego.

W 2006 r. dyskusję w mediach zdominował temat masowych transgranicznych przejęć. Mogą one spowodować sytuację, w której nawet integracja rynkowa nie wywrze konkurencyjnej presji na przedsiębiorstwa, ponieważ mają już one udziały w innych firmach za granicą. Ostatecznie integracja może wcale nie mieć wpływu na poziom koncentracji. ERGEG wyraża zaniepokojenie faktem, że takie przejęcia odbywają się szybciej niż integracja rynku i wnosi, by ocena każdego przejęcia była wyważona i by wymieniała z jednej strony korzyści dla integracji, z drugiej – zagrożenia dla konkurencji na przyszłym zintegrowanym rynku. Nowe inicjatywy legislacyjne muszą zawierać w sobie narzędzia do prawidłowego monitorowania kwestii *unbundlingu* transgranicznego.

Ułatwienie integracji rynku jest celem Regionalnych Inicjatyw. ERGEG zaproponował siedem regionów, w których należy przewyciężyć tzw. wąskie gardła, czyli ograniczenia w zdolnościach przesyłowych. Ma się to odbywać na zasadzie formalnej współpracy pomiędzy stosownymi graczami na rynku. Ten podstawowy problem niewystarczających zdolności przesyłowych wciąż pozostaje nierozwiązany i powoduje, że energia elektryczna w Europie jest produkowana bardzo nieefektywnie i drożej niż jest to konieczne. Dlatego też prace wielu inicjatyw skupiają się przede wszystkim na sprawach połączeń międzysystemowych. Niezbędne jest zaangażowanie i wsparcie polityczne dla Regionalnych Inicjatyw ERGEG-u. Przykłady rynku nordyckiego, jak również nowego „Forum Pięciostronnego” (*Pentalateral Forum*) w ramach regionu Północno-Zachodniego pokazują przewagę, jaką daje wsparcie polityczne i koordynacja inicjatyw regionalnych. Niestety, **dopóki państwa członkowskie będą postrzegały sektor energii elektrycznej i sektor gazu za strategiczne**, i to pomimo obowiązujących dyrektyw europejskich, **dopóty narodowi „championi” będą pod ochroną.** Dlatego właśnie wejście na rynki zagraniczne staje się kwestią polityczną, która jest dobrze widoczna w przypadku większości przejęć transgranicznych.

Zarówno ERGEG, jak i Komisja Europejska mają do odegrania ważną rolę w nadzorowaniu jednolitego

i harmonijnego procesu wdrażania integracji rynkowej. Oczywiście, niewielkie różnice zawsze będą istnieć, co zresztą pozwoli na pewną konkurencję pomiędzy systemami, dzięki której sąsiadujące kraje będą mogły ostatecznie nawet „przemieścić się” do regionów lepszych, opuszczając te mniej efektywne. ERGEG wyraził zdecydowane poparcie dla istniejących inicjatyw (takich jak projekt pomiędzy Irlandią Północną i Republiką Irlandii – obejmujący zasięgiem całą wyspę, Rynek Nordycki lub trójstronny projekt „Trilateral Market Coupling”), a także stwierdził, że powinny one być jak najbardziej kontynuowane. Wyzwaniem dla krajów, które przewodzą w poszczególnych regionach, jest skuteczne wdrożenie nowych państw członkowskich w projekty bieżące.

3.3. Inwestycje

Sprawą budzącą obecnie największe zainteresowanie opinii publicznej jest bezpieczeństwo dostaw. Sektor energii elektrycznej stoi w obliczu następnego cyklu inwestycyjnego. Pomimo istniejących różnic pomiędzy liczbą projektów planowanych a liczbą istniejących jednostek wytwórczych, dane UCTE wskazują na zwiększający się stopień pewności rezerw w Europie. Pozostaje to w zgodzie z ostatnim raportem UCTE w sprawie adekwatności, w którym możliwe niedopasowanie marginesu referencyjnego i pozostałych mocy zostało przesunięte o trzy lata – do 2013/2014 roku¹³⁾. Wiele nowych inwestycji w moce, które były określane w zeszłym roku jako „wątpliwe”, obecnie ocenia się jako „potwierdzone”.

Nowe inwestycje wciąż napotykają na przeszkody administracyjne, które bardzo wydłużają proces inwestycyjny i dodatkowo obciążają znacznym ryzykiem. Kwestią do rozważenia jest także, czy inwestycje typu *green field* będą mogły zostać ukończone zgodnie z planem w porównaniu z inwestycjami typu *brown field*. Wiele dodatkowych mocy zawdzięcza się obecnie modernizacjom istniejących już elektrowni. Nieoczekiwanie pojawiła się tendencja do ponownego użytkowania ropy oraz uruchamiania elektrowni wcześniej zakonserwowanych i odstawionych. Na obszarze UCTE całkowity wzrost mocy zainstalowanych prognozuje się pomiędzy 50 a 100 GW w 2015 r., w zależności od statusu projektu. Niewykluczone, że potrzebna będzie moc właśnie 100 GW w celu zapewnienia wystarczalności na obecnym poziomie. Duże inwestycje przedsięwzięto we Włoszech (około 15 GW do 2009 r.) z myślą o zmniejszeniu przepływów importowych do tego kraju, co przyczyni się do redukcji przepływów w Europie z kierunku północnego na południowy. We Włoszech już zanotowano niewielką nadwyżkę dostępności mocy szczytowych.

Pomimo wielu zachęcających inwestycji w Europie, lokalna sytuacja w niektórych regionach nie jest dobra.

13) ETSO ocenia sytuację na rynku europejskim (włączając UCTE, Wlk. Brytanię, Irlandię, Nordel i kraje nadbałtyckie) mniej optymistycznie.

ERGEG w tym zakresie wyraża poparcie dla inwestycji w nowe połączenia transgraniczne pomiędzy regionami, zwłaszcza, że ilość połączeń wydaje się pozostawać poniżej oczekiwanego poziomu.

Raporty Krajowe przedstawiają dużą różnorodność środków zachęcających do nowych inwestycji w moce wytwórcze. W niektórych krajach wykorzystuje się w tym zakresie różnego rodzaju płatności. Nie wypracowano wspólnego poglądu ani najlepszej metody zachęcania do nowych inwestycji. Krajowe środki o charakterze pomocy publicznej z łatwością mogą powodować zniekształcenie konkurencji i dlatego w miarę możliwości powinny podlegać drobiazgowej kontroli europejskich instytucji ochrony konkurencji.

4. Gaz

4.1. Stan obecny

Niewystarczająca podaż gazu ziemnego stanowi jedną z najpoważniejszych barier w dostępie do rynku. Niektóre przykłady wskazują, że wzrasta płynność handlu w niektórych centrach handlu gazem, powstają także nowe centra obrotu (na przykład VTP we Włoszech). Niestety, obecnie tylko trzy państwa/regiony (Rosja, Norwegia, Algeria) eksportują gaz ziemny, co wpływa na obniżenie poziomu konkurencji na rynku wspólnotowym. Jednakże gaz w dalszym ciągu jest importowany dotychczasowymi szlakami tranzytowymi. Z uwagi na potencjał eksporterów, wielcy importerzy zyskują przewagę na rynku. Obecnie nie ma możliwości realizacji importu gazu za pośrednictwem małych spółek obrotu. Niestety, nawet w przypadku istnienia konkurencji w handlu, nadal pozostaje nierozwiązany problem zapewnienia przejrzystych i efektywnych zasad dostępu do sieci. Powoduje to dalsze narastanie zjawiska segmentacji rynku wspólnotowego.

Raporty opublikowane w 2005 r. wskazują na wzrost znaczenia LNG, które stanowi jedną z najbardziej obiecujących technologii w zakresie zapewnienia dostępu do paliwa gazowego. Jednakże obecna segmentacja rynku wskazuje na niskie prawdopodobieństwo zaistnienia konkurencji w małych państwach członkowskich. Nawet w tak dużych krajach, jak Niemcy czy Francja, poziom konkurencji wzrasta bardzo powoli. **Przedsiębiorstwa zasiedziałe (ang. Incumbents) w dalszym ciągu posiadają duży udział w rynku, co wynika z faktu kontrolowania przez nie strategicznych elementów infrastruktury, takich jak rurociągi czy terminal LNG. Programy uwalniania gazu powinny zostać rozszerzone, ponieważ na razie pomagają wchodzić nowym sprzedawcom (przede wszystkim zagranicznym potentatom) tylko na małe rynki lokalne.** Skuteczność programów tego typu zależy także od zapewnienia sprzedawcom dostępu do sieci przesyłowej.

Ponadto, w niektórych państwach ceny gazu dla odbiorców przemysłowych są wyższe niż dla odbiorców indywidualnych. Wskazuje to na negatyw-

ny wpływ cen regulowanych (rysunek 5).

4.2. Struktura rynku i jej kształtowanie

Rynek gazu ziemnego pozostaje skoncentrowany w większym stopniu niż rynek energii elektrycznej (rysunki 3 i 4). Jak zostało wykazane wcześniej wyniki negocjacji prowadzone z państwami, które są wielkimi eksporterami, wskazują na istnienie ekonomii skali. ERGEG i CEER popierają ideę rozszerzenia zasady liberalizacji poprzez unifikację zasad regulacji w skali całej Europy. Jednakże nawet w tym przypadku wiele państw producenckich w dalszym ciągu pozostaje poza obszarem Wspólnoty. Zapewnienie odpowiedniego dostępu do rynku i infrastruktury, opartego na zasadzie wzajemności, przyniesie korzyści wszystkim uczestnikom obrotu. Ponadto należy podjąć odpowiednie kroki w związku z zagrożeniem nadużywania pozycji dominującej przez jednego dostawcę.

Według badań przeprowadzonych przez ERGEG za rok 2004, kontrakty dwustronne stanowią na obszarze Wspólnoty dodatkową formę prawną dokonywania obrotu. Fuzje natomiast są podstawową formą alokacji ryzyka w ramach ostatnio tworzonych konglomeratów. Stwarza to zagrożenie, że nawet w przypadku ograniczenia zakresu obowiązywania kontraktów długoterminowych nie zmieni się dotychczasowy poziom konkurencji. Na rynkach krajowych niezależne działania są nadal rzadko podejmowane, a nawet zaniechane przez przedsiębiorstwa. **Gazownictwo jest w dalszym ciągu zdominowane przez przedsiębiorstwa zasiedziałe i zamknięte przed innymi uczestnikami rynku.**

Jedno z podstawowych pytań, jakie należy postawić w tej sytuacji, brzmi: w jaki sposób Unia Europejska powinna zapewnić niedyskryminacyjny dostęp na rynku wtórnym dla gazu importowanego lub też wydobywanego w państwach członkowskich? **Postępująca integracja oraz dalszy rozwój centrów handlu gazem stanowią podstawę funkcjonowania rynku wtórnego oraz dodatkowy sposób zapewnienia dostępu do gazu w granicach Wspólnoty.** Należy jednakże znaleźć sposób na zapewnienie odpowiedniego poziomu płynności obrotu w centrach handlu gazem.

Powoli zwiększa się dostępność infrastruktury przesyłowej. Natomiast dostęp do infrastruktury magazynowej, niezbędnej dla zapewnienia odpowiedniego stopnia elastyczności dostaw, generalnie nie podlega zasadom konkurencji. Dlatego też należy podjąć konkretne wysiłki, by poprawić ten aspekt funkcjonowania rynku. W sytuacji, gdy nie można stworzyć warunków prawdziwej konkurencji, usługi magazynowania być może powinny zostać poddane gruntownej restrukturyzacji. W przyszłości należy zapewnić brak dyskryminacji i jasne zasady dostępu.

Integracja rynków krajowych poprzez stworzenie rynków regionalnych przez Regionalne Inicjatywy Gazowe jest celem działania ERGEG-u. Jednakże proces integracji w dalszym ciągu znajduje się w fazie początkowej. Wysoki poziom koncentracji wpływa bar-

dzo niekorzystnie na poziom konkurencji dostaw. Dlatego też ERGEG uważa, że **mało elastyczne zasady regulacji nie doprowadzą do rozwoju konkurencji, jeżeli poziom koncentracji rynku nie zmniejszy się.**

Obecnie ceny gazu są w większości przypadków indeksowane w różny sposób w oparciu o ceny ropy. Dlatego też zmiany cen ropy powodują podniesienie ogólnego poziomu cen w Europie. Tylko w niektórych państwach, gdzie LNG albo produkcja krajowa ma odpowiednio duże znaczenie, możliwe jest działanie rynkowego mechanizmu ustalania cen gazu. Jednakże doświadczenie Wielkiej Brytanii pokazuje, że połączenie rynku z kontynentem, które musi zarządzić malejącej produkcji krajowej, spowodowało wzrost uzależnienia cen gazu na Wyspach od notowań ropy naftowej.

4.3. Inwestycje

Prognozy na nadchodzące lata wskazują wielki wzrost popytu na gaz, podczas gdy inwestycje w infrastrukturę gazowniczą pozostają mocno spóźnione. Prognozy wskazują na spadek produkcji krajowej (co wynika zarówno z wyczerpywania się dostępnych złóż, jak również z biurokratycznych komplikacji przeszkadzających w rozpoczęciu wydobywania – jak ma to miejsce we Włoszech). Wielu regulatorów informuje o trudnościach związanych z realizacją koniecznych inwestycji. Niektórzy zdecydowali się więc chwilowo zaakceptować wyższą stopę zwrotu z inwestycji

w nowe gazociągi, interkonektory oraz instalacje do magazynowania gazu w celu przyspieszenia rozbudowy infrastruktury. Odmiernym rozwiązaniem jest finansowanie inwestycji w oparciu o kontrakty długoterminowe oraz zwolnienia z zasady TPA.

Dobór właściwej metody niedyskryminacyjnego oraz wiarygodnego zarządzania inwestycjami, niezbędnymi w gazownictwie, wydaje się być podstawowym czynnikiem, który będzie miał wpływ na przyszły rozwój tego sektora. ERGEG przygotowuje więc wytyczne na temat polityki regulacyjnej związanej ze zwolnieniami przewidzianymi w art. 22.

5. Konkluzje

Ten raport jasno wskazuje, że przyszły rozwój, który ma doprowadzić do powstania zintegrowanego i konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu stoi wobec kilku wyzwań. Cztery główne problemy zostały zidentyfikowane. ERGEG zgodnie ze swoim planem pracy skoncentruje się, *inter alia*, na głównych zagadnieniach omówionych w tym raporcie:

- unbundlingiem,
- kształtem rynku i związanymi z tym kwestiami integracji,
- niezależnością i wzmocnieniem władzy regulatora, w tym zagadnieniach różnic między uprawnieniami,
- skoordynowanym podejściem do niezbędnych inwestycji.

Aneks¹⁴⁾

Rysunek 1. Korelacja cen dnia następnego w podstawie obciążenia

2002	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1				
EEX	0,67	1			
NORDPOOL	0,23	0,04	1		
OMEL	0,26	0,52	-0,5	1	
POWERNEXT	0,65	0,83	0,08	0,55	1
2003	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1				
EEX	0,68	1			
NORDPOOL	0,24	0,2	1		
OMEL	0,37	0,48	-0,33	1	
POWERNEXT	0,69	0,88	0,15	0,52	1
2004	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1				
EEX	0,71	1			
NORDPOOL	0,12	0,85	1		
OMEL	0,41	0,47	-0,09	1	
POWERNEXT	0,72	0,91	0,29	0,5	1
2005	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1				
EEX	0,83	1			
NORDPOOL	0,5	0,53	1		
OMEL	0,5	0,56	0,3	1	
POWERNEXT	0,81	0,92	0,53	0,56	1

14) Jeżeli na rysunkach 3-6 nie podano danych dotyczących któregoś z państw, oznacza to, że dane nie były dostępne (tj. regulator nie dysponuje danymi dotyczącymi konkret-

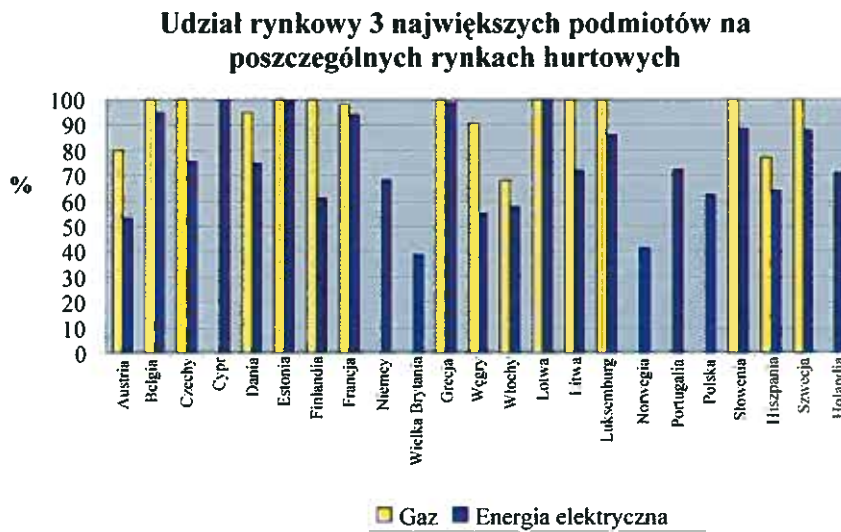
nego zjawiska) lub zjawisko nie występuje (np. na Cyprze nie istnieje sektor gazowniczy, dlatego kategoria gaz nie ma tu zastosowania).

Rysunek 2. Procent czasu, w którym występowały różnice w cenach energii elektrycznej na nordyckim rynku hurtowym (Nordic Market)

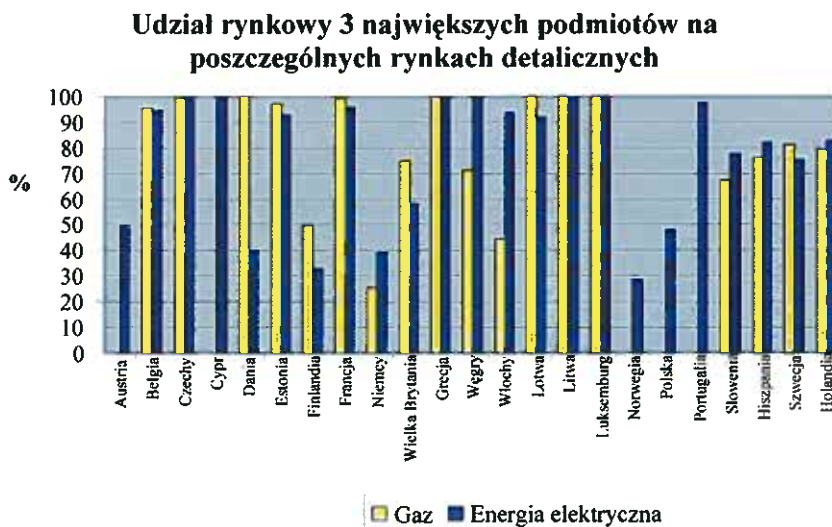
2005		NO1	NO2	SE	FIN	DK1	DK2
		Ceny spotowe niższe od:					
NO1	Ceny spotowe wyższe od:		17	3	4	4	2
NO2		17		2	3	8	3
SE		18	17		1	6	0
FI		24	23	8		9	7
DK1		51	53	47	47		42
DK2		28	29	17	17	15	

Źródło: NVE
 NO1: południowa Norwegia, NO2: północna Norwegia, SE: Szwecja, DK1: Dania (Jutland), DK2: Dania (Zealand), FIN: Finlandia

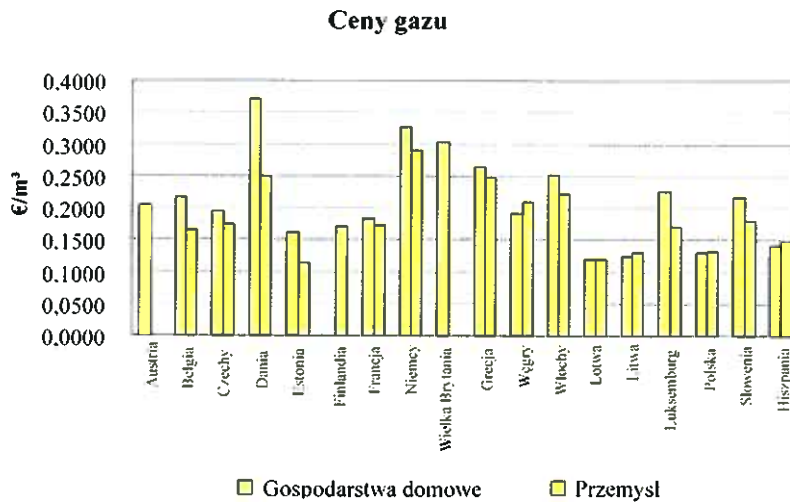
Rysunek 3. Udział rynkowy 3 największych przedsiębiorstw na rynkach hurtowych (energia elektryczna: według mocy zainstalowanej; gaz: według ilości sprzedaży)



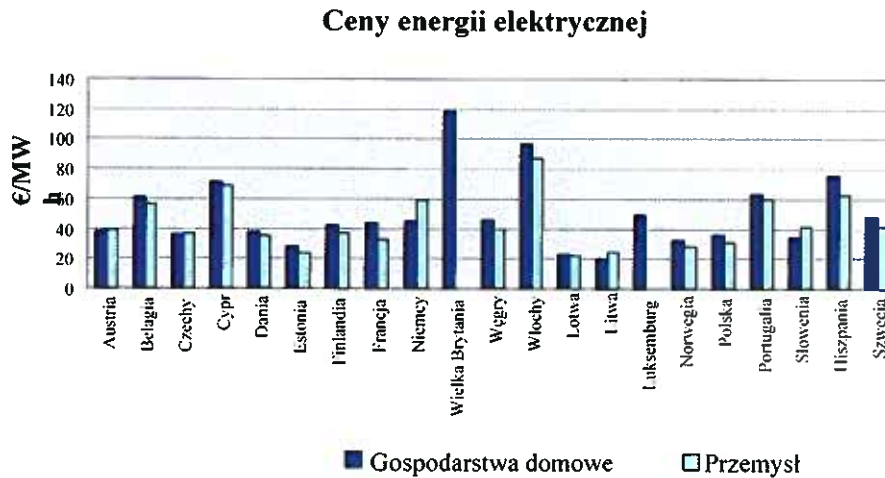
Rysunek 4. Udział rynkowy 3 największych przedsiębiorstw na rynkach detalicznych (obejmujących gospodarstwa domowe oraz małych odbiorców komercyjnych)



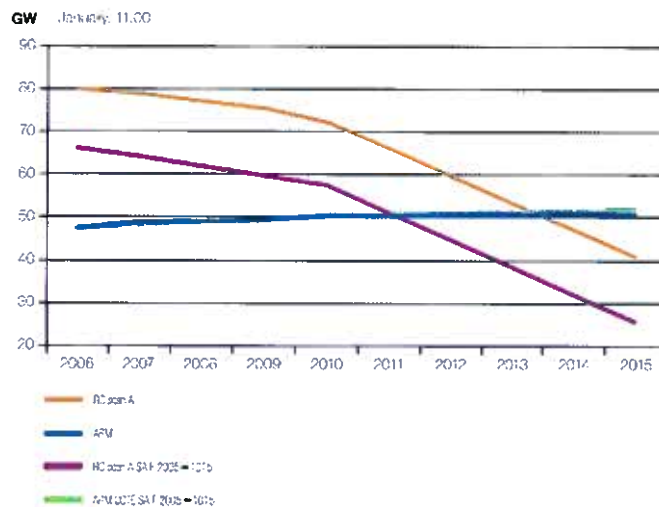
Rysunek 5. Ceny gazu netto w UE (z wyłączeniem podatków i opłat sieciowych)



Rysunek 6. Ceny energii elektrycznej w UE (z wyłączeniem podatków i opłat sieciowych)



Rysunek 7. Prognoza adekwatności systemu 2006-2015 (Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej, UCTE – Union for the Coordination of Transmission of Electricity) – porównanie do Raportu 2005-2015



ARM (Adequacy Reference Margin) – referencyjny margines wystarczalności

ZAKŁÓCENIA W PRACY POŁĄCZONYCH SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W KONTYNETALNEJ CZĘŚCI UE

Jacek Biedrzycki

W dniu 4 listopada 2006 r. ok. godziny 22:10 w połączonym systemie UCTE miał miejsce poważny incydent zapoczątkowany w północnych Niemczech w strefie regulacyjnej E.ON Netz¹⁾. Zdarzenie to doprowadziło do przerwania dostaw głównie w zachodniej części połączonych systemów UCTE.

Zajście to zainicjowało tzw. efekt domina, który doprowadził do podzielenia niemieckiego systemu na osi północ – południowy wschód. Podział ten przeniósł się na Austrię, która także została podzielona na dwie części.

Biorąc pod uwagę liczbę OSP dotkniętych zakłóceniami oraz amplitudę zanotowanych odchyień częstotliwości, wskazać należy, że wydarzenia z 4 listopada są bodaj największymi zakłóceniami w ponad 50-letniej historii UCTE.

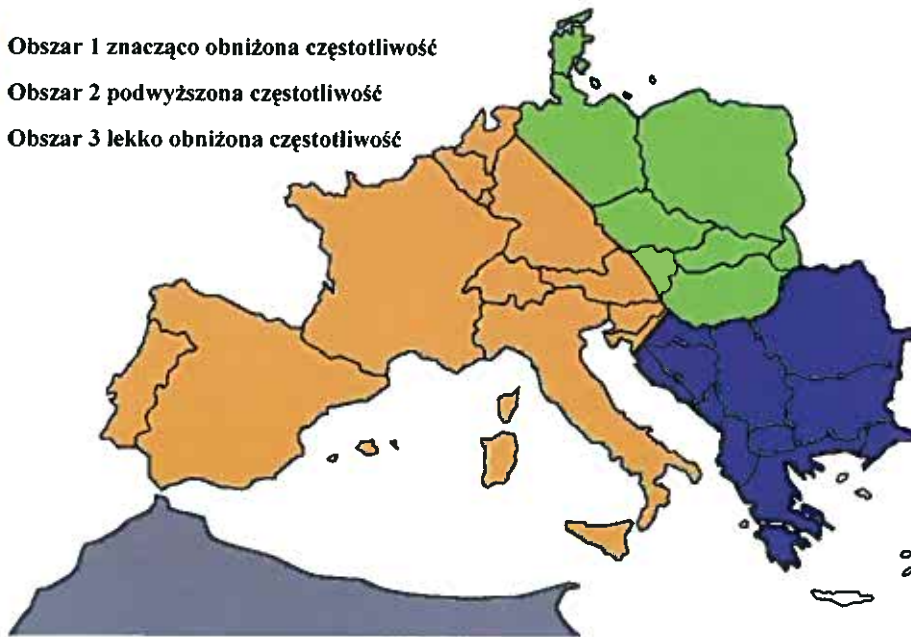
Poniższy rysunek przedstawia podział, jakiemu uległ połączony system UCTE na skutek sytuacji zaistniałej w północnych Niemczech.

Po wyłączeniu z pracy wielu linii wysokiego napięcia, sieć UCTE podzieliła się na trzy wyspy: Zachodnią, Południową i Wschodnią. To zaś doprowadziło do zna-

czego niezbilansowania w poszczególnych wyspach. Niezbilansowanie mocy w Zachodniej części charakteryzujące się dużym spadkiem częstotliwości doprowadziło do przerwy w dostawach energii elektrycznej dla ponad 15 mln europejskich gospodarstw domowych.

W obydwu częściach o obniżonej częstotliwości (Zachodniej i Południowej) dostateczne rezerwy mocy wytwórczych oraz ograniczenia w dostarczaniu energii pozwoliły na relatywnie szybkie przywrócenie normalnych częstotliwości. W części systemu z podwyższoną częstotliwością (Północny Wschód), brak kontroli nad niektórymi jednostkami wytwórczymi, głównie w zakresie szybkiej redukcji wytwarzania i automatycznego przełączania elektrowni wiatrowych, przyczynił się do pogorszenia warunków pracy systemu na tym obszarze. Skutkowało to długotrwałym przerostem częstotliwości z dużym przeciążeniem sieci przesyłowych. Generalnie nieskoordynowana praca jednostek wytwórczych, głównie wiatrowych i elektrociepłowni, w trakcie zakłóceń utrudniła proces odbudowy systemu.

- Obszar 1 znacząco obniżona częstotliwość
- Obszar 2 podwyższona częstotliwość
- Obszar 3 lekko obniżona częstotliwość



Źródło: Report on the status of the investigations of the sequence of events and causes of the failure in the continental European electricity grid on Saturday, November 4, 2006, after 22:10 hours, E.ON Netz GmbH, Germany

¹⁾ Poprzedni znaczący blackout na obszarze UE miał miejsce 28 września 2003 r., a jego skutkiem była separacja włoskiego systemu elektroenergetycznego od systemu

UCTE. Więcej na temat tej awarii znaleźć można w publikacji pt. *Awaria we Włoszech z 28 września 2003 r. – raport*, zamieszczonej w Biuletynie URE Nr 4/2004.

Ponownej synchronizacji trzech obszarów udało się dokonać po kilku nieudanych próbach. Już po 38 minutach od chwili podzielenia systemu został on ponownie w pełni zsynchronizowany. Pomimo tego, że niektórzy spośród OSP nie mieli całościowego oglądu sytuacji, na niektórych etapach wydarzeń to normalny stan rzeczy, we wszystkich państwach członkowskich, przywrócona została w mniej niż dwie godziny.

Zauważyć należy, że działania podejmowane przez OSP okazały się być efektywne, a decyzje podejmowane przez nich w celu niedopuszczenia do dalszego pogorszenia sytuacji umożliwiły uniknięcia blackout-u na całym kontynencie europejskim.

Działania podejmowane dotychczas w celu wyjaśnienia przyczyn awarii doprowadziły do identyfikacji następujących elementów: dwóch podstawowych powodów oraz pięciu tzw. „czynników krytycznych”, które miały zasadniczy wpływ na wywołanie i przebieg zakłóceń w dniu 4 listopada.

Podstawowe powody to:

- 1) *Nie spełnienie kryterium N-1.* Ocena warunków bezpieczeństwa N-1 nie była oparta na wynikach analiz numerycznych. Nie opierała się także na analizach możliwych zmian warunków pracy systemu w następnych godzinach. E.ON Netz nie wykonał symulacji numerycznej wpływu sekwencji zdarzeń, które zapoczątkowały w godzinach wieczornych 4 listopada zakłócenia, w kontekście spełnienia warunku N-1. Chodzi tu o wyłączenie linii *Conneforde-Diele* oraz o zmiany topologii w podstacji *Landesbergen*. Wykonano jedynie empiryczną ocenę sytuacji. Wyniki wstępnych analiz bezpieczeństwa wykonanych na potrzeby dochodzenia potwierdziły, że kryterium N-1 nie było spełnione w sieci E.ON Netz oraz w niektórych jego połączeniach z sąsiadującymi OSP.
- 2) *Błędy w koordynacji działań pomiędzy OSP w trakcie trwania zakłóceń.* Początkowy plan wyłączenia linii 380 kV *Diele-Conneforde* przewidzianego na 5 listopada w godzinach 01:00-05:00 został przygotowany właściwie i z bezpośrednim udziałem OSP: E.ON Netz, RWE OSP oraz TenneT. Niemniej jednak zmiana pory jej wyłączenia została przekazana przez E.ON Netz pozostałym, bezpośrednio zaangażowanym OSP, bardzo późno. Nie została ona także ani przygotowana ani sprawdzona pod kątem zapewnienia bezpiecznego działania systemu na tym obszarze. E.ON Netz nie przyłożył też należytej uwagi do faktu, iż urządzenia ochronne po obu stronach linii *Landesbergen-Wehrendorf* miały inne ustawienia. Fakt ten miał zasadnicze znaczenie z powodu bardzo dużych przepływów w tej linii.

Czynniki o krytycznym znaczeniu:

- 1) *Problemy związane z wytwarzaniem.* W trakcie trwania zakłóceń znacząca liczba jednostek wytwórczych uległa samoczynnemu wyłączeniu z powodu spadku częstotliwości w Zachodniej części systemu

UCTE. Zjawisko to przyczyniło się do pogorszenia warunków funkcjonowania systemu oraz do opóźnienia w przywracaniu normalnych, bezpiecznych warunków jego funkcjonowania. Ponadto większość OSP nie miała dostępu, w czasie rzeczywistym, do danych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Sytuacja ta nie pozwoliła im na wykonanie dokładniejszej oceny warunków pracy systemu. Co więcej, na obszarze Północno-Wschodniej wyspy niekontrolowane ponowne przyłączanie jednostek wytwórczych (głównie wiatrowych) wywołało bardzo trudne warunki oraz kosztowało dodatkowy czas niezbędny do przywrócenia bezpiecznego funkcjonowania systemu.

- 2) *Ograniczony zakres działań, jakie OSP mogli podjąć w celu usunięcia przeciążeń.* Niemieccy OSP zmuszeni byli do podjęcia innych środków zaradczych niż te wymienione w niemieckim Prawie energetycznym i transponowane od procedur wewnętrznych: sieciowych, rynkowych oraz innych uregulowań niezbędnych do zarządzania w stanach zagrożenia. Zasadność i efektywność tych środków będzie musiała być jeszcze dalej badana.
- 3) *Koordynacja działań OSP i OSD w kontekście planów obrony i odbudowy pracy systemu.* Na niektórych obszarach regulacyjnych wznowienie zasilania odbiorców nastąpiło bez dostatecznej znajomości sytuacji w całym systemie UCTE. Niektórzy Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych zaczęli ponownie przyłączać odbiorców bez koordynacji tych działań ze swoimi OSP. Takie zachowanie pogorszyło warunki, w jakich OSP mieli podejmować działania skierowane na przywrócenie normalnych warunków pracy systemu.
- 4) *Niewłaściwa koordynacja procedur związanych z ponowną synchronizacją w trakcie trwania zakłóceń.* Działania podejmowane przez OSP w trakcie procesu ponownej synchronizacji podzielonego systemu UCTE nie były w pełni skoordynowane. Podjęto kilka nieudanych prób zsynchronizowania pracy trzech obszarów systemu, z jedynie częściowym oglądem sytuacji w całej sieci.
- 5) *Podniesienie poziomu wyszkolenia dyspozytorów.* Następujące dwa zagadnienia powinny zostać poprawione: procedury i narzędzia oraz koordynacja działań i proces wymiany informacji pomiędzy OSP w trakcie normalnych i awaryjnych stanów pracy systemu.

Poniżej przedstawiono zarys przebiegu zdarzeń, jakie miały miejsce zarówno przed jak i po sytuacji awaryjnej w godzinach wieczornych 4 listopada.

Sytuacja przed zakłóceniami

Wieczorem w sobotę ok. godz. 22:00 pobór mocy w strefie regulacyjnej E.ON Netz wynosił ok. 13 500 MW. W tym samym czasie moc wprowadzana do systemu przez elektrownie wiatrowe dochodziła do 3 300 MW.

Z powodu tranzytu linie prowadzące na zachód były już przeciążone. Niemniej jednak sytuacja sama w sobie była normalna.

Przebieg zdarzeń

O godzinie 21:38 wyłączono obydwie tory linii 380 kV *Conneforde-Diele* w celu umożliwienia bezpiecznego przeprowadzenia przez rzekę Ems statku. Dokonano rutynowych obliczeń w stosunku do tego wyłączenia, które nie przyniosły niepokojących wyników. W następstwie wyłączenia ww. linii przepływy energii przeniesione zostały na inne linie prowadzące w kierunku południowym. Sytuacja ciągle wydawała się być stabilna.

Po pewnym czasie w sieci E.ON Netz pojawiło się wyższe obciążenie, w szczególności zaś na linii *Wehrendorf-Landesbergen* (Wschodnia Westfalia) łączącej systemy RWE TSO i E.ON Netz. Linia ta wyłączyła się samoczynnie o godz. 22:10.

Wydaje się, że właśnie w tym miejscu służby dyspozytorskie popełniły błąd, który doprowadził do zakłóceń w systemie UCTE. Jako, że pomiędzy 22:05 a 22:07 obciążenie tej linii wzrosło o 100 MW, to przekroczone zostały poziomy bezpieczeństwa po stronie RWE TSO. Na skutek interwencji RWE TSO, E.ON Netz dokonał oceny empirycznej środków przeznaczonych do korygowania przełączeń, bez żadnych kalkulacji przepływów obciążenia, w celu sprawdzenia kryterium N-1. Dyspozytorzy E.ON Netz spodziewali się, że połączenie szyn zbiorczych w podstacji *Landesbergen* powinno spowodować redukcję natężenia prądu o ok. 80 A. Manewr ten został wykonany o godz. 22:10 bez żadnej dalszej koordynacji z RWE TSO. Jak pokazały późniejsze symulacje działanie to przyniosło skutek odwrotny do zamierzonego i spowodowało wzrost natężenia prądu w tej linii o 67 A. W konsekwencji linia została natychmiastowo wyłączona z powodu przeciążenia przez urządzenia zdalnego sterowania w podstacji *Wehrendorf* (RWE TSO).

Wyłączenie drugiej linii wysokiego napięcia wywołało tzw. efekt kaskadowy skutkujący błyskawicznym przeciążaniem i wyłączaniem się kolejnych połączeń, co w konsekwencji doprowadziło do podziału systemu UCTE na trzy wyspy o różnych częstotliwościach.

W reakcji na zakłócenia, jakie wystąpiły 4 listopada w pracy systemu UCTE, Komisarz ds. energii Andris Piebalgs oświadczył, że „pomimo tego, iż blackout-y trwały relatywnie krótko, są one nie do zaakceptowania. UE potrzebuje wewnętrznego rynku opartego o systemy bezpieczeństwa na najwyższym poziomie. Ostatnie incydenty pokazują, po raz kolejny, że wydarzenia w jednej części Europy oddziałują na jej inne części oraz ponownie potwierdzają potrzebę właściwej europejskiej polityki energetycznej. Bezpieczeństwo energetyczne lepiej będzie zapewnione poprzez wspólne europejskie podejście niż poprzez 27 różnych podejść”.

Komisarz Piebalgs zwrócił się z prośbą do UCTE oraz do ETSO o szybkie ustalenie powodów blackout-u oraz środków zaradczych nakierowanych na niedo-

puszczenie do jego ponownego wystąpienia. Ponadto zwrócił się on do CEER z prośbą o jak najszybsze dostarczenie KE raportu poświęconego doświadczeniom wynikającym z tego zdarzenia.

Wskazał także, iż zaistniała sytuacja unaoczniała potrzebę wzmocnienia bezpieczeństwa sieciowego. Musi ona stać się kluczowym elementem Europejskiej Polityki Energetycznej, która ogłoszona zostanie przez Komisję na początku 2007 r. W szczególności, komisarz Piebalgs, zamierza zaproponować Izbie:

- utworzenie formalnego ugrupowania europejskich OSP na poziomie UE, które odpowiadałoby za przedstawianie wspólnego stanowiska do kwestii problemowych identyfikowanych przez Komisję, w szczególności odnoszących się do standardów bezpieczeństwa sieciowego,
- ustanowienie mechanizmu w celu zapewnienia, aby ww. standardy formalnie obowiązywały operatorów sieciowych,
- opracowanie Europejskiego planu priorytetowych połączeń transgranicznych w celu przyspieszenia prac nad budową połączeń transgranicznych o priorytetowym znaczeniu dla Wspólnoty.

W odpowiedzi na prośbę Komisji, CEER będzie doradzało jej w zakresie ustalenia konkretnych działań, jakie powinny zostać rozważone w planowanym na styczeń Przeglądzie Strategicznym KE, oraz jakie środki winny być przyjęte w trzecim pakiecie prawodawstwa dotyczącego energii (w 2007 r.).

Komentując blackout, Prezes CEER, Sir John Mogg oświadczył: „ostatni blackout ukazuje potrzebę, obecnie bardziej niż kiedykolwiek, stworzenia zintegrowanej europejskiej sieci elektroenergetycznej poddanej właściwemu nadzorowi regulacyjnemu. Potrzebujemy nowego prawa, które formalnie upoważni OSP do współpracy międzynarodowej oraz musimy mieć efektywny, unbundling, który usprawni właściwą wymianę informacji”.

Zdaniem CEER istnieje duża luka w strukturze regulacyjnej, która pilnie musi zostać usunięta. Europejscy OSP nie posiadają szerszej polityki europejskiej w odniesieniu do rozwoju infrastruktury i do radzenia sobie z blackout-ami, jak również nie prowadzą odpowiedniej wymiany informacji.

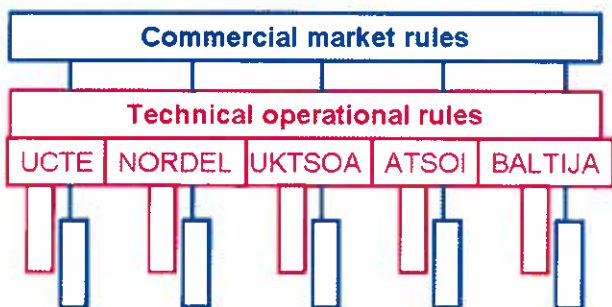
Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom Komisji, CEER powołało doraźną Grupę Roboczą ds. poważnych zakłóceń, jakie wystąpiły w sieci UCTE 4 listopada 2006 r.

Poniżej przedstawiony został zarys wstępnych wniosków i rekomendacji opracowanych przez ww. zespół. Wnioski zespołu można pokrótce scharakteryzować w następujący sposób.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i dostaw europejskiego systemu elektroenergetycznego jak również zapewnienia funkcjonowania Wewnętrznego Rynku Energii konieczne jest opracowanie zintegrowanych i zharmonizowanych zasad funkcjonowania

systemu elektroenergetycznego. Takie zasady eksploatacyjne powinny być sankcjonowane przepisami prawnie obowiązującymi. Najwłaściwszą drogą wprowadzenia tych zasad będzie sprzężenie umów wielostronnych (np. UCTE MLA) z Wytycznymi w sprawie bezpieczeństwa i niezawodności, powołanymi na podstawie Art. 8 Rozporządzenia 1228/2003.

Wytyczne te, stanowiące integralną część rozporządzenia, mogłyby być natychmiast przeniesione do systemów prawnych państw członkowskich. Mogłyby one ustanowić ramy, w skali UE, dla stworzenia spójnych, wspólnych zasad eksploatacyjnych służących współpracy europejskich OSP ze wszystkich obszarów pracy synchronicznej. Natomiast szczegółowe zasady techniczne, takie jak np. Instrukcja Ruchu UCTE, można by wykorzystywać na poziomie poszczególnych obszarów działających synchronicznie. Obowiązywałyby one na podstawie delegacji zawartej w Wytycznych. Z tego wynika, że Wytyczne powinny bazować na istniejących standardach technicznych oraz brać pod uwagę potrzeby rynku i bezpieczeństwa eksploatacyjnego. Poniższy rysunek przedstawia w uproszczony sposób ww. idee.



Źródło: Ad hoc Working Group on the Large Disturbance in the UCTE grid on 4th November 2006. Preliminary findings; Version 2; 4.12.2006

W celu uzupełnienia nowego instrumentu prawnego powstać powinien Europejski Kodeks Sieciowy, nakładający na OSP zobowiązania z zakresu rozwoju i utrzymania sieci europejskich zgodne z: określonymi i zharmonizowanymi standardami, zasadami niezbędnymi do funkcjonowania sieci na obszarze wewnętrznego rynku energii (z uwzględnieniem działania w czasie rzeczywistym), ustaleniami na wypadek stanów zagrożenia oraz ze współpracą pomiędzy OSP, przejrzystością informacji i jej kontrolą.

Implementacja zintegrowanego i skoordynowanego systemu funkcjonowania europejskich sieci przesyłowych prawdopodobnie będzie skutkowałą koniecznością pokonania wielu wyzwań natury organizacyjnej, prawnej, technicznej i lokalnej, w szczególności w dziedzinie połączenia jurysdykcji z kilku obszarów pracy synchronicznej.

W tym kontekście wystąpić może potrzeba zajęcia się konfliktem występującym pomiędzy celami konkurencyjnymi tj. maksymalizacją mocy na potrzeby handlu a maksymalizacją jej rezerw (na sytuacje kryzysowe)

niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa systemu przesyłowego.

Wreszcie, właściwy nadzór regulacyjny stosowany w celu zapewnienia, że ramy prawne jak i Europejski Kodeks Sieciowy będą wprowadzone w życie i nadzorowane. Role, uprawnienia i obowiązki regulatorów krajowych winny być prawidłowo zorganizowane tak samo jak i zasady współpracy i koordynacji działań pomiędzy nimi w odniesieniu do zadań związanych z nadzorem nad OSP oraz wdrażaniem uregulowań prawnych.

Publikacja ostatecznego raportu CEER nt. środków, których celem byłoby zapobieganie sytuacjom tego typu w przyszłości spodziewana jest nie później niż w lutym 2007 r.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

Opracowano na podstawie:

- 1) Interim Report. System Disturbance on 4 November 2006; UCTE; Belgium 2006.
- 2) Report on the status of the investigations of the sequence of events and causes of the failure in the continental European electricity grid on Saturday, November 4, 2006, after 22:10 hours; E.ON Netz GmbH, Germany 2006.
- 3) Ad hoc Working Group on the Large Disturbance in the UCTE grids on 04 November 2006. Preliminary findings, Version 2, Belgium 4.12.2006.
- 4) European Regulators investigate blackout in Europe, CEER Press Release PR-06-11; Belgium 7 November 2006.
- 5) Energy Commissioner Andris Piebalgs reacts to Saturday's blackout, Press Release IP/06/1514; Brussels 6 November 2006.
- 6) Further facts about the system disturbance on 4.11.06, UCTE Press Release; 6 November 2006 (updated version on 8.11.2006); Belgium.

GRUPA WYSOKIEGO SZCZEBLA DS. KONKURENCYJNOŚCI, ENERGII I ŚRODOWISKA DORADZA KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Rafał Roston

„Poprzez tę inicjatywę Komisja chce przyjąć zintegrowane stanowisko w sprawie polityki przemysłowej (...) konkurencyjności i trwałego rozwoju, a są to kwestie, które wbrew pozorom, wcale nie stoją z sobą w sprzeczności¹⁾”, powiedział w lutym 2006 r. Wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej Gunter Verheugen. O czym mówił?

Otóż Komisja Europejska decyzją z 23 grudnia 2005 r. powołała do życia **Grupę Wysokiego Szczebla ds. Konkurencyjności, Energii i Środowiska²⁾ (High Level Group on Competitiveness, Energy and the Environment)**, zwaną dalej Grupą i to właśnie o niej jest mowa. Zadaniem Grupy jest analiza powiązań między polityką przemysłową, energetyczną i polityką ochrony środowiska oraz zapewnienie spójności indywidualnych inicjatyw przy jednoczesnej poprawie zrównoważonego rozwoju i konkurencyjności, a także przyczynianie się, poprzez równy udział zainteresowanych podmiotów, do stworzenia stabilnych i przewidywalnych ram regulacyjnych, w dziedzinach, w których konkurencyjność, energia i środowisko są ze sobą związane, w szczególności korzystając z wyników badań naukowych w tej dziedzinie.

W czym tkwi wyjątkowość Grupy? Jakkolwiek podobne Grupy Wysokiego Szczebla z powodzeniem funkcjonują w innych obszarach prac Komisji Europejskiej, to prezentują one niewiążące wnioski z prac dopiero na końcu okresu trwania swojego mandatu. Grupa nie tylko wydaje raporty po każdym swoim posiedzeniu, ale także przedstawia w nich **rekomendacje**, które następnie są brane pod uwagę w trakcie dyskusji politycznej przed podjęciem decyzji na poziomie Komisji Europejskiej lub rządów krajowych.

Grupa składa się maksymalnie z 28 imiennie wyznaczonych członków na podstawie ich specjalistycznej wiedzy. Są to przedstawiciele Komisji, państw członkowskich, przedstawiciele przemysłu, konsumentów, związków zawodowych, organizacji pozarządowych i środowisk akademickich. Członkowie Grupy są wyznaczani przez Komisję spośród osób posiadających kompetencje i wiedzę w wyżej wymienionych obszarach. Imienne mandaty nie mogą być cedowane lub przekazywane. Mandat tak członków, jak i całej Grupy wynosi dwa lata. Może on być przedłużony na mocy decyzji Komisji.

Lista członków Grupy Wysokiego Szczebla ds. Konkurencji, Energii i Środowiska³⁾

Komisja Europejska

Imię i nazwisko	Stanowisko
Günter Verheugen	Wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej ds. Przedsiębiorstw i Przemysłu
Stavros Dimas	Komisarz ds. Środowiska
Neelie Kroes	Komisarz ds. Konkurencji
Andris Piebalgs	Komisarz ds. Energii

Parlament Europejski

Dotychczas nominacje nie nastąpiły.

1) IP/06/226, 24/02/2006.

2) Decyzja Komisji z 23 grudnia 2005 r. ustanawiająca Grupę Wysokiego Szczebla ds. Konkurencyjności, Energii i Środowiska, 2006/77/WE, 8.02.2006 r., L 36/43.

3) IP/06/226, 24/02/2006.

Rada Unii Europejskiej

Rada Unii Europejskiej wybrała następujące osoby:

Imię i nazwisko	Kraj	Stanowisko
Martin Bartenstein	Austria	Minister Gospodarki i Pracy
Michael Glos	Niemcy	Minister Gospodarki i Technologii
Alistair Darling	Zjednoczone Królestwo	Sekretarz ds. Przemysłu i Handlu
Mauri Pekkarinen	Finlandia	Minister Przemysłu i Handlu

Członkowie Grupy reprezentujący pozostałe sektory

Imię i nazwisko	Kraj	Sektor	Stanowisko
Bertrand Collomb	Francja	Cement	Lafarge – Prezes
Thomas Leysen	Belgia	Metale Nieżelazne/Aluminium	Umicore – Prezes Zarządu
Eduard G. Krubasik	Niemcy	Nowe Technologie	Siemens AG – Członek Komitetu Wykonawczego
Ernest-Antoine Sellière	Francja	UNICE	Wendel – Przewodniczący Rady Nadzorczej
Jan Aström	Szwecja	Papier	Svenska Cellulosa Aktiebolaget (SCA) – Prezes Zarządu
Theo Walthie	Holandia	Chemia	Global Business Group Hydrocarbons and Energy of Dow Chemical Europe – Prezes
Rafael Miranda	Hiszpania	Wytwarzanie energii	ENDESA – Prezes Zarządu
Iain Conn	Zjednoczone Królestwo	Energia Odnawialna Gaz Ropa	BP Group – Dyrektor Wykonawczy, odpowiedzialny za region Europy, Zjednoczone Królestwo, Rosję, Bliski Wschód, region morza Kaspijskiego i Afrykę
Anne Lauvergeon	Francja	Wytwarzanie energii Sieci przesyłowe i dystrybucja energii elektrycznej i gazu	AREVA – Przewodniczący Rady Wykonawczej
Willy Bosmans	Belgia	Gaz	Distrigas – Przewodniczący Rady Dyrektorów i Komitetu Wykonawczego
Robin Bidwell	Zjednoczone Królestwo	Wdrażanie Technologii	Environmental Resources Management (ERM) – Prezes Zarządu
Björn Stigson	Szwecja	NGO	World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) – Prezydent
James Leape	St. Zjednoczone	NGO	WWF – Dyrektor Generalny
Mikael Karlsson	Szwecja	NGO	EEB and President of the Swedish Nature Conservation Society – Prezydent
John Monks	Zjednoczone Królestwo	Związki Zawodowe	ETUC – Sekretarz Generalny
Gert Zijl	Holandia	Konsumenci	Dutch Competition Authority – Członek Rady
Sir Ken Collins	Zjednoczone Królestwo	Regulator ds. Środowiska	Scottish Environmental Protection Agency – SEPA – Przewodniczący
John Mogg	Zjednoczone Królestwo	Regulator ds. Energii	The Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) – Przewodniczący
Valentina Andrejeva	Łotwa	Administracja Publiczna	Public Utilities Commission of Republic of Latvia – Przewodnicząca
Alberto Conte	Włochy		APIMILANO – Wicedyrektor
Emma Marcegaglia	Włochy		Marcegaglia S.p.A. – Dyrektor Zarządzający

Tak jak już wcześniej zostało wspomniane, Grupa ma za zadanie przedstawiać Komisji Europejskiej rekomendacje dla działań w tych dziedzinach polityki europejskiej, w których łączą się zagadnienia konkurencyjności, energii i problemów ochrony środowiska. W związku z tym Komisja Europejska oczekuje, że Grupa będzie przedstawiać rekomendacje dla działań w obszarach:

- funkcjonowania rynków energii, w szczególności rynku energii elektrycznej i gazu,
- zmian klimatycznych, w szczególności systemu handlu emisjami, efektywności energetycznej i źródeł energii odnawialnej, włączając opodatkowanie energii,
- wdrażania Strategii Tematycznej w sprawie zapobiegania powstawaniu odpadów i ich recyklingu,
- poprawiania efektywności wykorzystywania zasobów i absorpcji innowacyjnych technologii w zakresie ochrony środowiska,
- praktycznego wdrożenia zasad dotyczących lepszej regulacji.

Każdy z imiennie wskazanych członków Grupy mianuje osobistego reprezentanta do podgrupy przygotowawczej („*sherpa*” sub-group)⁴⁾, której zadaniem jest przygotowanie kolejnych spotkań Grupy. Podgrupa „*sherpa*” służy pomocą i radą Grupie w trakcie debat, oraz koordynuje i zarządza pracami grup ad-hoc powoływanych każdorazowo dla innego obszaru zainteresowania Grupy, w skład których wchodzi eksperci (rysunek 1).

Pierwsze spotkanie Grupy odbyło się 28 lutego 2006 r. w Brukseli i było w głównej mierze organizacyjne. Zidentyfikowano cztery priorytety, zgodnie z którymi powołano następujące grupy tematyczne ad-hoc:

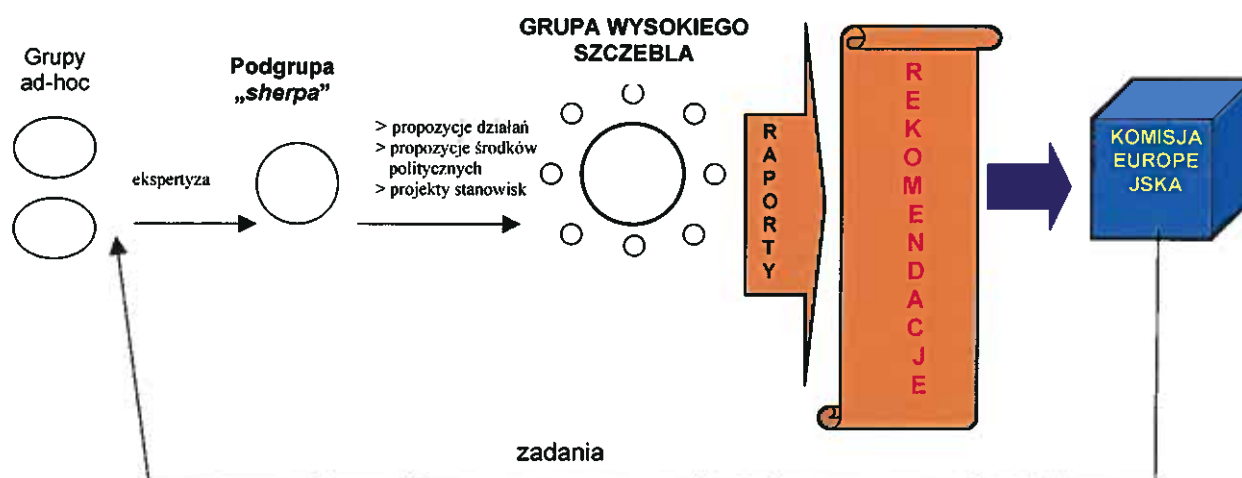
- 1) grupa ds. funkcjonowania rynku energii elektrycznej i rynku gazu,
- 2) grupa ds. europejskiego Systemu Handlu Emisjami,
- 3) grupa ds. konkurencyjności,
- 4) grupa ds. efektywności energetycznej.

Kolejne spotkanie odbyło się 2 czerwca 2006 r., na którym Grupa przyjęła swój **Pierwszy Raport w sprawie Funkcjonowania rynku energii, dostępu do energii, efektywności energetycznej i europejskiego systemu handlu emisjami.**⁵⁾ Grupa w Raporcie przyjęła szereg enumeratywnie oznaczonych rekomendacji. Najważniejsze konkluzje Raportu przedstawiają się następująco.

1. Funkcjonowanie europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu

Grupa Wysokiego Szczebla wzywa do **pełnego skorzystania z instrumentów wdrażania konkurencyjności**, aby wzmocnić konkurencję na rynkach energii elektrycznej i gazu. Wzywa się także kraje członkowskie do wdrożenia, w odpowiednim czasie, obowiązujących ram regulacyjnych, ze szczególnym uwzględnieniem zapisów dotyczących *unbundlingu* i odejścia od taryf regulowanych, które wpływają na zniekształcanie warunków konkurencji. Powinna również zostać **wzmocniona rola i niezależność krajowych organów regulacyjnych**

Rysunek 1. Schemat prac Grupy Wysokiego Szczebla



Źródło: opracowanie własne na podstawie mandatu przyznanego Grupie przez Komisję Europejską http://ec.europa.eu/enterprise/environment/hlg/docs/terms_mandate_hlg.pdf

4) Terminologia wg Decyzji Komisji 2006/77/WE, 8.02.2006 r., L 36/43.

5) Pełna wersja pierwszego Raportu znajduje się na: http://ec.europa.eu/enterprise/environment/hlg/doc_06/first_report_02_06_06.pdf.

w krajach członkowskich. Należy poprawić koordynację i współpracę pomiędzy **krajowymi operatorami systemów przesyłowych (OSP)**, a także zharmonizować interoperacyjność systemów gazowych. Należy skrócić czas potrzebny na podjęcie decyzji administracyjnych dotyczących nowych inwestycji.

2. Opłacalność i przewidywalność cen dla sektorów energochłonnych

Władze publiczne powinny dokonać oceny bieżących inicjatyw w zakresie **wytwarzania energii elektrycznej w systemie „pool”, kontraktów długoterminowych i współpracy partnerskiej**. Komisja Europejska powinna zapewnić wskazówki w sprawie zgodności umów na **długoterminowe dostaw typu „downstream”**⁶⁾ z obowiązującymi przepisami konkurencji.

3. Efektywność energetyczna i oszczędność energii

Grupa Wysokiego Szczębla uważa, że **w obszarze efektywności energetycznej istnieje duży potencjał**. Aby zrealizować ten cel Grupa proponuje wypracowanie **priorytetów służących poprawie efektywności energetycznej**. Grupa także uważa, że konieczne jest **dotarcie do szerokiej opinii publicznej** i uświadomienie potencjału tkwiącego w efektywności energetycznej. Niezbędna jest lepsza wycena okresu zwrotu kapitału z inwestycji. Należy promować nowe technologie sprzyjające efektywności energetycznej, a produkty energochłonne powinny podlegać coraz wyższym standardom pod względem efektywności. Grupa rekomenduje także skorzystanie ze wszystkich środków przewidzianych w **Dyrektywie w sprawie ekoprojektów dla produktów wykorzystujących energię** (np. w zakresie minimalnych wymogów energooszczędności dla produktów wykorzystujących energię, jak również dalszego rozwoju kogeneracji i ciepłownictwa).

4. Europejski system handlu emisjami (ETS)

Grupa postrzega **dobre funkcjonowanie ETS jako priorytetowy instrument ograniczania emisji gazów cieplarnianych**. Grupa **proponuje ulepszyć istniejący system handlu emisjami** w trzech etapach, ponieważ chce mieć pewność, że instrument ten zachowa efektywność kosztową w realizacji zakładanego celu. System handlu emisjami powinien dawać zachęty dla inwestycji w technologie nisko węglowe, powinien mieć ograniczony wpływ na globalną konkurencyjność przemysłów energochłonnych i powinien być atrakcyjną tzw. „stacją dokującą” (*docking station*) dla systemów w innych krajach o wysokim poziomie emisji po roku 2012.

W celu dalszej poprawy funkcjonowania ETS, Grupa wnosi o **szybkie i całkowite wdrożenie do krajowych systemów prawnych obowiązujących unij-**

6) *Downstream* – obszar przetwarzania, dystrybucji i sprzedaży.

nych przepisów dotyczących liberalizacji rynku energii elektrycznej i rynku gazu.

Zostaną dokonane oceny **krajowych planów rozdziału uprawnień** na lata 2008-2012, pod kątem doświadczeń uzyskanych w trakcie obowiązywania pierwszej odsłony systemu.

ETS powinien zacząć dawać silniejsze sygnały zachęcające do inwestycji charakteryzujących się niską emisją CO₂ przed końcem 2006 r., równocześnie zapewniając równe warunki gry rynkowej. Powinny być przeanalizowane możliwości zmniejszenia **dla małych instalacji obciążeń administracyjnych, powstających na skutek konieczności monitorowania wielkości emisji**. Równocześnie powinna być zbadana opłacalność innych rozwiązań, których celem jest zapewnianie **informacji** o poziomie emisji. Takie rozwiązania powinny służyć zwiększeniu przejrzystości na rynku.

Grupa Wysokiego Szczębla uważa, że powinien nastąpić ogólny przegląd europejskiego systemu handlu emisjami w zakresie przedsięwzięć przeciwdziałającym zmianom klimatycznym. Grupa wzywa do **określenia ram globalnej polityki w sprawie zmian klimatycznych po roku 2012**, tak aby dać długoterminową perspektywę dla przyszłych starań w tym zakresie. Należy także rozszerzać dialog z krajami charakteryzującymi się dużą emisją, by móc określić punkty styczności ETS z systemami tworzonymi w innych krajach.

Na spotkaniu zakończono działalność dotychczasowych grup ad-hoc i powołano dwie następujące:

- 5) grupa ds. długookresowej perspektywy energetycznej dla Unii Europejskiej,
- 6) grupa ds. zachęt dla inwestycji w innowacyjne technologie w wytwarzaniu energii i efektywności energetycznej.

Trzecie spotkanie Grupy Wysokiego Szczębla odbyło się 30 października 2006 r., na którym został przyjęty **drugi Raport Grupy, tym razem w sprawie długookresowej perspektywy energetycznej, inwestycji w wytwarzaniu energii i efektywności energetycznej**.⁷⁾ W Raporcie zawarto następujące **rekomendacje**:

1. Długookresowa przyszłość energetyczna oraz wytwarzanie energii i efektywność energetyczna

Grupa wzywa kraje członkowskie do wypracowania **pełnej i opartej na praktycznych doświadczeniach strategii energetycznej**, tak by w przyszłości zagwarantować konkurencyjność i równocześnie skuteczną walkę ze zmianami klimatycznymi. Musi być zapewnione spójne i całościowe podejście do problemu bezpieczeństwa energetycznego, uwzględniające długofalowe i trwałe zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych i dwutlenku węgla, przez określenie konkretnych celów do realizacji. Musi ono definiować i określać cele efektyw-

7) Pełna wersja **drugiego** Raportu znajduje się na: http://ec.europa.eu/enterprise/environment/hlg/doc_06/second_report_30_10_06.pdf.

ści energetycznej w Unii Europejskiej, cały czas biorąc pod uwagę zmiany bieżące. W tym zakresie, przesunięcie „energy mix” w kierunku technologii bez- lub niskoemisyjnych może okazać się bardzo pomocne w realizacji celów strategii energetycznej UE. Należy dokonać ulepszenia i wzmocnienia **systemu handlu emisjami**, tak jak to zostało przedstawione w pierwszym Raporcie Grupy. Instrument ten może stać się głównym mechanizmem rynkowym, zapewniającym odpowiednie sygnały dla inwestycji w zaawansowane technologie niskoemisyjne. Unia Europejska uważa, że dzięki temu mechanizmowi, będą **zminimalizowane zniekształcenia rynku**, które mogą wystąpić na skutek różnic pomiędzy technologiami bez- i niskoemisyjnymi.

2. Wzmacnianie współpracy międzynarodowej

Grupa wzywa Komisję Europejską i kraje członkowskie do podjęcia dalszych wysiłków w celu zwiększenia zaangażowania **krajów o największej emisji dwutlenku węgla**, na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Należy podążać drogą wspólnych przedsięwzięć w rozwijaniu i stosowaniu odpowiednich technologii. Komisja powinna w powyższym zakresie podjąć się **roli łącznika i koordynatora międzynarodowych działań, zachęcając do współpracy i promując możliwe porozumienia**. Powinna to czynić mając na względzie ułatwianie dostępu do zasobów naturalnych i rozwijanie innowacyjnych technologii. Unia Europejska powinna również podjąć współpracę na polu technologicznym z krajami rozwijającymi się.

3. Innowacje, badania i rozwój

Grupa apeluje o **Europejski Program Strategii Technologicznej**, który będzie się skupiał na technologiach wymagających ambitnych i dużych nakładów finansowych, takich jak np. wspólna inicjatywa technologiczna w sprawie źródeł odnawialnych lub metody sekwestracji i składowania dwutlenku węgla. Komisja Europejska powinna także rozważyć **nowe narzędzia**

oszacowywania ryzyka i zysków, jakie mógłby stosować sektor bankowy, zwłaszcza Europejski Bank Inwestycyjny, w celu zwiększenia wsparcia nowych technologii. Kraje członkowskie i Komisja powinny promować efektywność energetyczną i innowacyjność, podejmując szereg działań takich jak: dotarcie do świadomości opinii publicznej drogą kampanii informacyjnych, korzystne współfinansowanie i zachęty podatkowe, a także wdrożenie standardów audytowania energetycznego.

Na spotkaniu zakończono działalność dotychczasowych grup ad-hoc i powołano nowe:

- 7) grupa ds. przemysłu energochłonnego,
- 8) grupa ds. subsydiów szkodliwych dla środowiska,
- 9) grupa ds. Strategii Lizbońskiej.

Następne spotkanie Grupy Wysokiego Szczebla planowane jest na luty 2007 r.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

Zapraszamy na stronę internetową URE

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

ZRÓŻNICOWANIE SEKTORA CIEPŁOWNICZEGO A EFEKTYWNOŚĆ JEGO PRZEDSIĘBIORSTW

Paweł Bogusławski, Agnieszka Szypulska, Agnieszka Wróbel

Wprowadzenie

Niemal od początku istnienia Urzędu Regulacji Energetyki (URE), a więc prawie od dziesięciu lat, jego pracownicy zajmujący się ciepłownictwem starali się pozyskać informacje od przedsiębiorstw ciepłowniczych przetwarzać w celu oceny efektywności poszczególnych przedsiębiorstw, porównania wysokości cen i stawek opłat w poszczególnych województwach, czy też w celu znalezienia odpowiedzi na pytanie, co wpływa na dynamikę opłat dla odbiorców w przedsiębiorstwach zgrupowanych według cech charakteryzujących poszczególne grupy. Wiedza gromadzona w czasie postępowań o zatwierdzenie taryfy, czy dane pozyskane przed udzieleniem koncesji przedsiębiorstwom nie zawsze zaspokajały ciekawość, zebrane dokumenty za-

siębiorstw biorących udział w badaniu w poszczególnych latach jest zmienna. Dzieje się tak z różnych względów. Niekiedy jest to zaniedbanie przedsiębiorstwa i brak zwrotnej odpowiedzi z wypełnioną ankietą, czasami jego upadłość czy likwidacja, lub zmiany organizacyjne firm, ale największy wpływ na zmniejszenie liczby przedsiębiorstw koncesjonowanych, a przez to biorących udział w badaniu miała nowela ustawy – Prawo energetyczne⁴⁾, zmieniająca w art. 32 próg koncesyjny z 1 MW do 5 MW. Aktualnie interesująca nas część tego artykułu posiada następujące brzmienie: „Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie: 1) wytwarzania paliw i energii z wyłączeniem (...) wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW niezaliczanych

Tabela 1. Przedsiębiorstwa ciepłownicze w latach 2002-2005

Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych				Liczba przedsiębiorstw, które wypełniły sprawozdanie			
2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005
894	885	821	752	849	813	782	665

wierały zwykle zbyt mało wiadomości, aby można było o ciepłownictwie w Polsce „powiedzieć wszystko”.

Systematyczne gromadzenie danych za pomocą ankiet również sięga początków istnienia URE. Ponieważ nie zawsze i nie wszystko „szło jak z płatka”, zarówno sposoby pozyskiwania danych, rodzaj ankiet, a także metodyka przetwarzania danych oraz formy prezentacji – ulegały zmianom. Perturbacje z tego okresu przypomina dr Leszek Juchniewicz, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w przedmowie do publikacji „Ciepłownictwo – Stan, taryfowanie, problemy”¹⁾.

W niniejszym opracowaniu będziemy opierać się o dane pozyskane przez pracowników URE w corocznych badaniach kwestionariuszowych – „Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem (URE-C1)”, publikowane od 2004 r. jako wydawnictwo ciągłe²⁾, a także zaprezentowane w publikacji dotyczącej roku 2002³⁾.

Ankieta o powyższym tytule kierowana jest do przedsiębiorstw posiadających koncesję. Liczba przed-

do odnawialnych źródeł energii, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW; (...) 3) przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, z wyłączeniem: (...) przesyłania lub dystrybucji ciepła, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW; 4) obrotu paliwami lub energią, z wyłączeniem: (...) obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW”.

Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych systematycznie spada. W 2003 r. spadek ten wynosił 1% w stosunku do roku ubiegłego, w 2004 r. – ponad 7%, a na koniec 2005 r. spadek ten wyniósł prawie 8,5%. Liczba przedsiębiorstw w 2005 r. w porówna-

1) *Ciepłownictwo – Stan, taryfowanie, problemy*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2002.

2) *Energetyka ciepła w liczbach – 2003*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Warszawa, wrzesień 2004.
Energetyka ciepła w liczbach – 2004, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Warszawa, lipiec 2005.
Energetyka ciepła w liczbach – 2005, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Warszawa, lipiec 2006.
 3) *Energetyka ciepła w Polsce – 2002*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, marzec 2003.
 4) Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

niu z liczbą prezentowaną w roku 2002 zmniejszyła się prawie o 16%. Z tabeli 1 widzimy także, że nie wszystkie koncesjonowane przedsiębiorstwa odpowiedziały na wysłane ankiety.

W naszym opracowaniu będziemy koncentrować się na porównywalnym zbiorze 601 przedsiębiorstw, które przez cztery ostatnie lata posiadały koncesje i aktywnie uczestniczyły w sprawozdaniu ze swojej działalności. Umożliwi to porównanie wskaźników i prezentację zmian, jakie zachodzą w przedsiębiorstwach, bez obciążenia wyników błędem wynikającym ze zmiennej liczby badanych przedsiębiorstw w zagregowanym zbiorze.

Cechy różniące przedsiębiorstwa ciepłownicze

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, podobnie jak przedsiębiorstwa w innych sektorach, różnią się między sobą. Wśród podmiotów sektora ciepłowniczego możemy wyróżnić kilka grup przedsiębiorstw. Podstawowego rozróżnienia dokonuje **Polska Klasyfikacja Działalności (PKD)**.

Klasyfikacja pod symbolem **40.10** zawiera wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej.

Drugim czynnikiem różnicującym przedsiębiorstwa ciepłownicze jest wskaźnik zaangażowania w działalność koncesjonowaną (**WZDE**).

Wskaźnik WZDE pokazuje udział procentowy przychodów, które wypracowała firma w części dotyczącej działalności związanej ściśle z koncesją, w przychodach przedsiębiorstwa ogółem. Podział na trzy grupy **0 ÷ 19%**, **20 ÷ 69%** oraz **70 ÷ 100%** jest kolejnym podziałem.

Aspektami wyróżniającymi przedsiębiorstwa ciepłownicze są także: wielkość mocy zainstalowanej lub osiągalnej dla wytwórców ciepła oraz długość sieci ciepłowniczej ściśle związana z pojemnością zładu dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem i dystrybucją. Wielkości te wpływają na możliwości wytwórcze i przesyłowe, są więc czynnikami bezpośrednio ograniczającymi wielkość sprzedaży ciepła.

Na nasze potrzeby wyróżnione zostały cztery grupy przedsiębiorstw, w których przedsiębiorstwa pogrupowane zostały w zależności od wielkości sprzedaży wyrażonej w GJ (tabela 4 – str. 34).

Nie każde przedsiębiorstwo koncesjonowane, które składało w ostatnich czterech latach sprawozdanie, zajmowało się wytwarzaniem ciepła. Znalazły się wśród

Tabela 2. Liczba przedsiębiorstw w podziale według PKD i ich udział w łącznej sprzedaży ciepła

PKD	2002		2003		2004		2005	
	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %
40.10	46	35,0	46	35,4	41	29,8	38	22,4
40.30	376	60,3	381	59,9	390	66,2	391	73,4
sekcja D	76	2,4	75	3,0	75	2,8	75	3,0
inne	103	2,3	99	1,7	95	1,2	97	1,2

W tej grupie znajdują się przedsiębiorstwa, które obok podstawowej działalności związanej z elektroenergetyką, prowadzą także działalność ciepłowniczą. Natomiast symbol **40.30** ujmuje produkcję ciepła (pary wodnej i gorącej wody) oraz dystrybucję ciepła (pary wodnej i gorącej wody). Kolejną grupą wyróżnioną przez PKD jest „sekcja D”, która od symbolu 15.11 do symbolu 37.20 klasyfikuje różne działalności, którym może niekiedy towarzyszyć wytwarzanie ciepła jako produktu ubocznego, jak w przypadku produkcji mięsa, cukru, papieru, mebli czy wyrobów gumowych. Wiadomym jest, że te ostatnie przedsiębiorstwa działalność ciepłowniczą traktują jako działalność dodatkową, chociaż czasami posiadają koncesje nie tylko na wytwarzanie ciepła (**WCC**), ale także na jego przesył (**PCC**) i obrót (**OCC**). Wśród przedsiębiorstw umieszczonych pod symbolem „inne” znajduje się pokaźna grupa przedsiębiorstw komunalnych.

W tej grupie znajdują się przedsiębiorstwa, które po zakupie ciepła u wytwórcy zajmowały się wyłącznie przesyłem i dystrybucją. Poniżej prezentujemy podział według sprzedaży ciepła, niezależnie od tego, czy sprzedaż była realizowana bezpośrednio ze źródła, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej, czy też ciepło było odsprzedawane po zakupie u wytwórcy oraz po przesłaniu go i dystrybucji. Podział ten przy prezentacji będzie uwzględniał zagregowane dane uzyskane zarówno od przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, jak i od tych, które ciepło wyłącznie przesyłają siecią ciepłowniczą.

Z tabeli 4 wynika, że ponad 85% przedsiębiorstw sprzedaje ciepło w wielkości nie przekraczającej 1 mln GJ, co stanowi tylko 21,2% łącznej sprzedaży ciepła. Przedsiębiorstwa sprzedające powyżej 1 mln GJ to duże PEC-e, elektrownie i elektrociepłownie, ciepłownie zaopatrujące duże systemy ciepłownicze. To one wpływają głównie na wskaźniki.

Tabela 3. Liczba przedsiębiorstw w podziale według WZDE i ich udział w łącznej sprzedaży ciepła

WZDE	2002		2003		2004		2005	
	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %
0 ÷ 19%	134	10,9	139	11,2	146	12,4	156	13,3
20 ÷ 69%	154	34,2	149	33,8	152	34,0	145	32,9
70 ÷ 100%	311	54,9	313	55,0	303	53,6	300	53,8

Tabela 4. Liczba przedsiębiorstw według wielkości sprzedaży ciepła i ich udział w łącznej sprzedaży ciepła

GJ	2002		2003		2004		2005	
	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %
0 ÷ 100 tys.	252	2,4	250	2,4	267	2,7	271	2,7
> 100 tys.+1 mln	264	18,7	264	17,8	253	18,5	251	18,5
> 1 mln+2 mln	32	9,8	32	9,3	33	11,2	32	11,1
powyżej 2 mln	53	69,1	55	70,5	48	67,6	47	67,6

Mówiąc o różnorodności przedsiębiorstw, nie sposób pominąć form prawnych, które charakteryzują poszczególne podmioty gospodarcze.

Na podstawie tabeli 5 należy stwierdzić, że w latach objętych badaniem nastąpiły zmiany własnościowe i organizacyjne. Wzrosła przede wszystkim liczba spółek akcyjnych i spółek z ograniczoną odpowiedzialnością. Poprzez komercjalizację wiele przedsiębiorstw państwowych zmieniło formułę bytu prawnego na spółki skarbu państwa.

Tabela 6 obrazuje liczbę i udział w sprzedaży ciepła przedsiębiorstw zaangażowanych w poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej.

Największą liczebnie grupą w tym układzie jest ta, która zawiera przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła. Są to przedsiębiorstwa posiadające duże ciepłownie połą-

czony z siecią ciepłowniczą obsługującą całe miasto lub przeważającą jego część. W grupie tej przedsiębiorstwa nie zakupują ciepła w innych przedsiębiorstwach w celu dalszego odsprzedania po przesłaniu własną siecią ciepłowniczą.

Bardzo istotnym czynnikiem cenotwórczym, o którym należy pamiętać zwłaszcza przy wszelkich porównaniach cen sprzedawanego ciepła, jest rodzaj paliwa w danym przedsiębiorstwie wytwarzającym ciepło. Tabela 7 przedstawia udział w produkcji ciepła z poszczególnych paliw w produkcji ciepła ogółem oraz średnią cenę ciepła uzyskaną przez przedsiębiorstwa wytwórcze w poszczególnych latach z danego rodzaju paliwa.

Najczęściej używanym paliwem w kotłowniach i elektrociepłowniach jest węgiel kamienny. Na drugiej i trzeciej pozycji znajdują się oleje oraz gaz. Jednakże, nie biorąc pod uwagę bloków gazowo-parowych, w niektórych

Tabela 5. Liczba przedsiębiorstw według form prawnych i ich udział w łącznej sprzedaży ciepła

Forma prawna	2002		2003		2004		2005	
	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %
Jednostki samorządu terytorialnego	57	1,0	54	0,8	52	0,8	50	0,8
Spółki akcyjne	126	56,8	129	56,5	132	59,1	136	59,4
Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością	377	37,8	378	38,3	380	38,4	381	38,5
Spółdzielnie mieszkaniowe	10	0,2	10	0,2	10	0,2	10	0,1
Przedsiębiorstwa państwowe	15	4,0	12	3,8	7	1,0	5	0,8
Inne	16	0,4	18	0,4	20	0,5	19	0,4

Tabela 6. Liczba przedsiębiorstw posiadających koncesje w poszczególnych rodzajach działalności ciepłowniczej i ich udział w łącznej sprzedaży ciepła

Rodzaj działalności	2002		2003		2004		2005	
	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %	liczba	udział w %
WPIDO	125	42,4	99	39,500	96	38,600	89	35,200
WPID	359	40,7	377	43,700	381	44,800	384	44,500
WO	2	1,9	2	1,900	2	1,800	2	1,900
W	60	11,1	60	10,900	57	10,700	59	14,200
PIDO	55	3,9	60	4,000	62	4,100	64	4,200
O	---	---	3	0,001	3	0,001	3	0,002

W – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie ciepła
 PID – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na przesył i dystrybucję
 O – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na obrót ciepłem

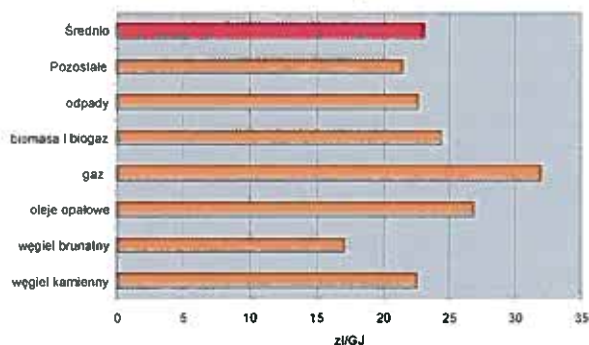
Tabela 7. Udział w produkcji ciepła i cena w zależności od rodzaju paliwa

Rodzaj paliwa	2002		2003		2004		2005	
	%	zł/GJ	%	zł/GJ	%	zł/GJ	%	zł/GJ
węgiel kamienny	78,9	22,44	79,7	22,25	78,10	22,64	78,30	22,59
węgiel brunatny	1,4	16,26	1,4	16,26	1,50	16,59	1,50	17,07
oleje opalowe	9,4	24,10	8,4	25,89	8,10	26,32	8,10	26,89
gaz	4,1	31,81	4,3	31,87	5,00	31,57	5,00	31,98
biomasa i biogaz	2,7	26,25	3,5	23,84	3,80	26,44	4,10	24,45
odpady	---	---	---	---	0,01	21,90	0,01	22,67
pozostałe	3,5	22,88	2,7	23,80	3,49	21,95	2,99	21,46
ogółem/średnio	100,0	22,83	100,0	22,75	100,00	23,12	100,00	23,11

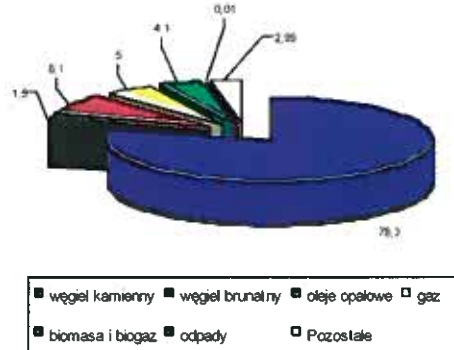
elektrociepłowniach paliwem tym opalane są z reguły mniejsze ciepłownie zasilające w ciepło osiedla, a nie całe systemy miejskie. Często są to źródła dodatkowe, małe, a także kotłownie lokalne będące własnością przedsiębiorstw posiadających podstawowe duże źródła – zwykle węglowe – połączone z siecią ciepłowniczą. Biomasa i biogaz to paliwa do niedawna eksperymentalne, ale widać wyraźnie jak zyskują na znaczeniu i uznaniu wytwórców ciepła. Liczba przedsiębiorstw stosujących to paliwo zwiększyła się z 30 w 2002 r. do 57 w roku ubiegłym. Jest to wzrost o 52%. Wpływ na to mają regulacje prawne związane z kierunkami wytyczonymi przez dyrektywy Unii Europejskiej, nakazujące zwiększanie udziału energii pochodzącej ze źródeł energii odnawialnej. Nie bez znaczenia jest także coraz bardziej popularny w UE trend, związany z rosnącą rolą ochrony środowiska.

Rysunek 1. Ceny ciepła i udział paliw w rynku w 2005 r.

ceny ciepła w 2005 r.



udział paliw w rynku w 2005 r.



Odpady z zakładów przemysłowych (np. trociny czy odpady drewna z fabryki mebli) u dobrych gospodarzy, a także nastawionych proekologicznie przedsiębiorców, są wykorzystywane i zasilają paleniska kotłów, najczęściej jako paliwo dodatkowe.

Do grupy „paliwa pozostałe” wchodzi paliwa rzadko używane jak koks i propan-butan, a także ciepło uzyskiwane z wnętrza ziemi (energia geotermalna), i w tej grupie znajduje się również energia elektryczna.

Na poziom średniej ceny ciepła (23,11 zł/GJ) bez wątplenia największy wpływ ma cena ze źródeł opalanych węglem kamiennym – co jest oczywiste przy tak znaczącym udziale tego paliwa w rynku (rysunek 1).

Wybrane wskaźniki

Coraz bardziej odległe są czasy, kiedy ciepło dostarczane do naszych domów kojarzyło nam się z czymś naturalnym, za co prawie wcale nie trzeba było płacić, co zawsze było, i tak na dobrą sprawę, nie wiadomo skąd się brało. Niekiedy w dużych miastach, dopiero zimą, podczas awarii sieci można było przekonać się, że system ciepłowniczy istnieje. Dawał o tym znać roztopiony śnieg w miejscach nieszczelności sieci lub rozkopy utrudniające przemieszczanie się ulicami. Widoczne były fizyczne skutki ciepła. A ekonomia?

Prof. Marek Okólski we wstępie do opracowania *Energetyka ciepła w Polsce – 2002*⁵⁾ zwrócił uwagę na pozornie banalną prawdę, że: „(...) istotą energetyki ciepłej jest nie tylko proces technologiczny, fizyko-chemiczny, ale zarazem stanowi ją działalność go-

spodarcza. W ramach tej ostatniej miejsce potencjalnej transformacji potencjalnej energii paliw w realną energię ciepłą ucieleśnioną w wodzie i parze wodnej zajmują odpowiednio regulowane stosunki ekonomiczne między podmiotami gospodarczymi, zaś do opisu tych stosunków służą nie techniczne, lecz ekonomiczne kategorie i jednostki miary. W praktyce, porównywalność kategorii i zjawisk ekonomicznych zapewnia w większości przypadków cena towaru, która jest kategorią obiektywną a nie konwencją prawną lub technologiczną. Pomiar większości kategorii i zjawisk ekonomicznych

5) *Energetyka ciepła w Polsce – 2002* op. cit. str. 7.

Tabela 8. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła w grupach przedsiębiorstw

Ogółem cena	28,33	28,54	29,02	29,23
PKD	2002	2003	2004	2005
40.10	22,24	22,12	21,33	21,88
40.30	31,92	32,57	32,66	31,64
sekcja D	21,89	21,74	21,65	21,36
inne	33,65	32,58	36,07	38,89
WZDE	2002	2003	2004	2005
0-19%	20,89	20,93	21,60	21,80
20-69%	23,53	24,14	24,48	24,73
70-100%	32,79	32,80	33,62	33,80
Forma prawna	2002	2003	2004	2005
Jednostki samorządu terytorialnego	35,13	34,37	35,00	35,83
Spółki akcyjne	25,40	25,98	26,79	27,07
Spółki z o.o.	31,94	31,51	32,01	32,15
Spółdzielnie mieszkaniowe	36,63	36,82	37,50	35,64
Przedsiębiorstwa państwowe	33,41	34,01	36,23	35,77
Pozostałe przedsiębiorstwa	34,65	37,77	36,69	40,20
Wielkość sprzedaży	2002	2003	2004	2005
0÷100 tys.	36,98	37,95	38,63	39,02
> 100 tys. ÷ 1 mln	31,80	32,47	32,69	33,33
> 1 mln ÷ 2 mln	29,23	29,87	30,17	29,96
powyżej 2 mln	27,97	27,06	27,44	27,58
Rodzaj działalności ciepłowniczej	2002	2003	2004	2005
WPiDO	33,10	33,79	34,62	34,96
WPiD	25,19	25,35	25,71	26,76
WO	19,03	19,33	20,05	19,66
W	21,96	22,45	22,79	22,72
PiDO	32,10	32,46	32,67	33,38
O	---	31,08	33,73	32,17

następuje przy tym za pomocą procedury zwanej agregacją, polegającej na zsumowaniu jednostek pieniężnych, wygenerowanych przez ogół realnych transakcji, odpowiadających każdej z tych kategorii lub każdemu z tych zjawisk”.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne⁶⁾ i zawartą w art. 23 dyspozycją, działalność Prezesa URE ma zmierzać do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Jest zrozumiałe i całkowicie naturalne, że w interesie odbiorców leży uzyskanie stanu, w którym opłaty za paliwa, energię i ciepło byłyby jak najniższe. A więc wykładnikiem interesów odbiorców jest cena jednostki energii. W przypadku ciepła cena ta będzie wyrażona w złotych za GJ.

Cena ujęta w tabeli 8 jest ilorazem następujących wielkości:⁷⁾

- **Przychodu ze sprzedaży;**
- **Sprzedaży ciepła ogółem.**

6) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 i Nr 105 poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217).

7) za: Energetyka ciepła w liczbach – 2005 op. cit. str. 31.

Przychód ze sprzedaży liczony jest jako suma:

- **Przychodu ze sprzedaży bezpośrednio ze źródeł** (Przychód ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła);
- **Przychodu ze sprzedaży z sieci ciepłowniczych** (Przychodu ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz Przychodu z przesyłania i dystrybucji);
- **Przychodu ze sprzedaży z czystego obrotu** (Przychodu ze sprzedaży mocy, ciepła, nośnika, zakupionej usługi przesyłowej oraz Przychodu z obsługi odbiorców).

Sprzedaż ciepła ogółem to suma:

- **Sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł;**
- **Sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych;**
- **Sprzedaży ciepła z czystego obrotu.**

Podana cena jest **Średnią jednoskładnikową ceną ciepła** w zagregowanym zbiorze przedsiębiorstw ciepłowniczych, niezależnie od tego, czy ciepło jest wytwarzane i przesyłane przez jedno przedsiębiorstwo, czy też wytwarzane, a następnie po zakupie przez inne przedsiębiorstwo przesyłane i niejako „powtórnie” sprzedawane.

Aby ocenić efektywność gospodarowania, grupom przedsiębiorstw przypisany został jeden ze wskaźników oceny tej efektywności. Wybrany wskaźnik, **Rentow-**

Tabela 9. Rentowność przedsiębiorstw w grupach

Ogółem rentowność	- 0,11	1,73	1,77	1,52
PKD	2002	2003	2004	2005
40.10	1,52	4,60	5,74	6,65
40.30	- 0,54	1,02	0,79	0,68
sekcja D	0,39	- 5,42	- 0,88	- 1,78
inne	- 6,01	- 5,24	- 4,14	- 7,40
WZDE	2002	2003	2004	2005
0-19%	- 4,25	- 1,06	1,94	- 4,06
20-69%	1,35	4,27	4,92	5,17
70-100%	- 0,23	0,96	0,30	0,80
Forma prawna	2002	2003	2004	2005
Jednostki samorządu terytorialnego	- 2,29	- 2,18	- 4,81	- 4,06
Spółki akcyjne	0,70	3,39	3,41	3,49
Spółki z o.o.	0,54	0,54	0,14	- 0,73
Spółdzielnie mieszkaniowe	- 2,30	- 0,12	4,14	- 2,52
Przedsiębiorstwa państwowe	- 4,40	- 4,80	- 8,08	- 2,06
Pozostałe przedsiębiorstwa	1,17	0,56	- 2,79	- 6,71
Wielkość sprzedaży	2002	2003	2004	2005
0÷100 tys.	- 6,38	- 4,52	- 5,74	- 7,34
> 100 tys.÷1 mln	- 0,02	- 0,56	- 0,67	- 1,62
> 1 mln÷2 mln	- 0,69	0,61	- 1,55	- 0,67
powyżej 2 mln	0,26	2,89	3,58	3,45
Rodzaj działalności	2002	2003	2004	2005
WPiDO	- 0,26	1,65	1,13	1,35
WPiD	- 0,83	1,09	2,03	2,53
WO	9,63	11,63	6,90	1,35
W	1,86	5,16	5,59	0,04
PiDO	1,02	- 1,21	- 2,60	- 2,38
O	---	- 0,05	- 0,31	- 0,15

ność, umożliwia porównanie różnych co do wielkości grup przedsiębiorstw, a także porównanie tych grup przedsiębiorstw przez inne, opisane wyżej różnicujące je czynniki. Rentowność, w zależności od wykazanej w wyniku finansowym przedsiębiorstwa straty lub zysku, może przybierać wartości ujemne lub dodatnie.

W tabeli 9 Rentowność to wyrażony w % iloraz:

- **Różnicy: (Przychodów ogółem i Kosztów ogółem);**
- **Przychodów ogółem.**

Czy znajdziemy prawidłowości?

Analizując ceny oraz rentowność po wydzieleniu grup przedsiębiorstw wg klas PKD zauważamy, że te sklasyfikowane w grupie 40.10 oraz w „sekcji D” czyli elektrownie i przedsiębiorstwa produkcyjno-przemysłowe, przez wszystkie kolejne lata objęte badaniem, miały ceny niższe od średniej krajowej i jednocześnie bardzo zbliżone do siebie. Wydaje się, że taki poziom cen wynika ze specyfiki działalności tych przedsiębiorstw, dla których aktywność ciepłownicza jest często drugoplanowa. Prawdopodobnie, w szczególnych okolicznościach, taka sytuacja powoduje mniejsze zainteresowanie maksymalizowaniem przychodów ze sprzedaży ciepła. Jednakże, pomimo zbliżonego poziomu cen w tych gru-

pach, rentowność jest diametralnie różna. A więc to nie poziom cen ciepła jest podstawowym czynnikiem wpływającym na efektywność omawianych przedsiębiorstw. Przedsiębiorstwa sklasyfikowane w grupie 40.10 uzyskały dodatni wynik finansowy, a rentowność z roku na rok poprawia się, osiągając w 2005 r. poziom 6,65%. Może to wynikać z efektu skali, bo podmioty z grupy 40.10 to przedsiębiorstwa duże, ich produkcja ciepła stanowi 22,4% w łącznej sprzedaży ciepła w 2005 r., a do tej grupy zaliczono zaledwie 38 przedsiębiorstw. Grupę podmiotów w „sekcji D” stanowią przedsiębiorstwa przemysłowe, dla których działalność energetyczna jest uboczna lub dodatkowa. Może w tym należałoby upatrywać niskiej rentowności z działalności ciepłowniczej w kolejnych latach.

Przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze (PKD 40.30) to aż 391 firm, które sprzedały 73,4% ciepła w 2005 r. Poziom cen w tych przedsiębiorstwach był w badanym okresie nieco wyższy niż średnia w kraju, a rentowność niższa od ogólnokrajowej, jednak utrzymująca się przez trzy ostatnie lata na niewielkim dodatnim poziomie. Wskaźnik WZDE w tej grupie jest wysoki (przedział pomiędzy 70 a 100% zaangażowania w działalność koncesjonowaną).

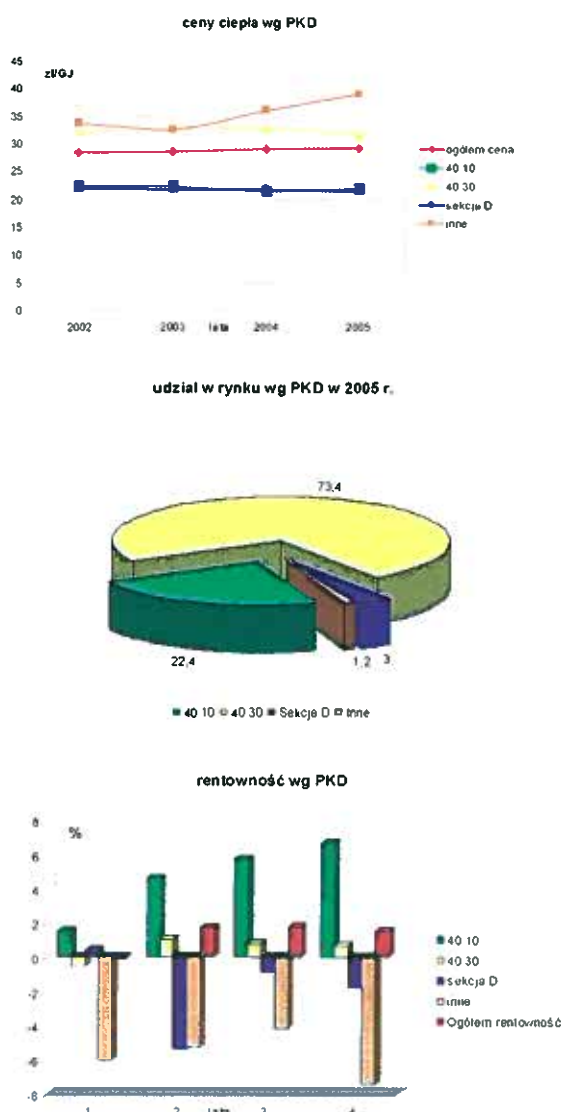
W grupie „inne” znaczącą liczbę przedsiębiorstw stanowią przedsiębiorstwa komunalne, spółdzielnie

mieszkańcowie i podmioty działające w formie zakładów budżetowych. Są to przedsiębiorstwa, które sprzedają małe ilości ciepła. Aż 88 z nich (na 97 w 2005 r.) sprzedało poniżej 100 tys. GJ. Są to jednocześnie przedsiębiorstwa, których WZDE (w większości przypadków) nie przekracza 70%. Cena ciepła 38,89 zł/GJ uzyskana w 2005 r. jest o 33% wyższa niż średnia w kraju i o 78% wyższa niż w przedsiębiorstwach z grupy PKD 40.10. W 2005 r. przedsiębiorstwa te odnotowały najniższą rentowność w ciągu 4 lat. Aż 80 z nich poniosło stratę na działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło.

Przedsiębiorstwa z grupy WZDE 70-100% przez wszystkie kolejne lata objęte badaniem miały cenę wyższą niż średnia krajowa. Grupa ta liczy 300 firm i stanowi blisko połowę badanych przedsiębiorstw. Ich rentowność kształtuje się w każdym roku poniżej średniej krajowej, wykazując jednak wynik dodatni.

Przedsiębiorstwa z grupy WZDE 20-69% mają ceny niższe od średniej krajowej, a w każdym z badanych

Rysunek 2. Ceny ciepła, rentowność przedsiębiorstw i ich udział w rynku wg PKD



okresów osiągnęły dodatni wynik finansowy, ich rentowność z roku na rok poprawia się i ponad dwukrotnie przewyższa średnią rentowność w kraju.

Grupa przedsiębiorstw o najniższym wskaźniku zaangażowania w działalność koncesjonowaną (WZDE 0-19%) to grupa z najniższymi cenami, jednak z trudnościami w osiągnięciu satysfakcjonującego wyniku finansowego. Jedynie w 2004 r. wykazano w tej grupie dodatnią rentowność. Duże prawdopodobieństwo takiego stanu rzeczy to fakt, że aż 61 z nich posiada WZDE poniżej 1%, a kolejne 34 to przedsiębiorstwa o WZDE nie przekraczającym 5%. Wydaje się, że dla tych przedsiębiorstw działalność koncesjonowana to często marginalny dodatek do działalności wiodącej. Są to podmioty w znacznej części sklasyfikowane wg PKD w grupie „sekcja D” oraz w grupie „inne”.

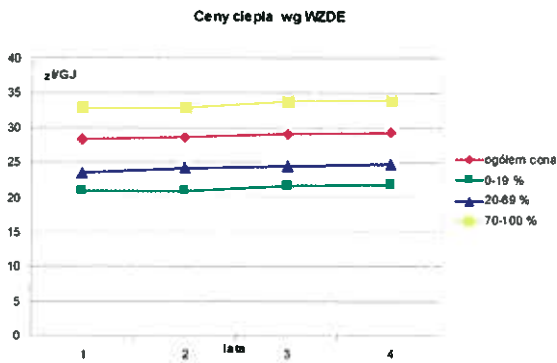
Dokonując analizy cen ciepła oraz rentowności przedsiębiorstw w zależności od wielkości sprzedaży ciepła, co w naszym artykule jest tożsame z wielkością przedsiębiorstw, należy zauważyć, że przedsiębiorstwa największe, sprzedające rocznie powyżej 2 mln GJ (47 przedsiębiorstw) mają najwyższą rentowność, a zarazem ceny ciepła – poniżej cen ogólnych dla całego kraju. Poziom cen wśród przedsiębiorstw z największą sprzedażą kształtują podmioty o średnim i niskim WZDE. Ponadto 30 z 47 przedsiębiorstw tej grupy to spółki akcyjne, których ceny w badanym okresie również były niższe od cen ogólnokrajowych. W 2005 r. udział grupy o największej sprzedaży ciepła (liczonej w GJ), stanowił 67,6% łącznej sprzedaży. W tej grupie znajduje się 35 przedsiębiorstw z grupy 40.30 wg podziału PKD. Ich udział w sprzedaży tej grupy stanowił 71%, natomiast wskaźnik rentowności w 2005 r. wynosił 1,9%. Sprzedaż stanowiąca 27% w tej grupie to sprzedaż 11 przedsiębiorstw sklasyfikowanych pod symbolem 40.10 wg PKD (9 z nich to spółki akcyjne). W ubiegłym roku w grupie tych 11 przedsiębiorstw odnotowano rentowność na poziomie 9%.

Kolejną grupę o cenach ciepła zbliżonych do przeciętnych cen ogółem w Polsce stanowią przedsiębiorstwa o sprzedaży mieszczącej się w przedziale od 1 do 2 mln GJ. Spośród 32 przedsiębiorstw w tej grupie należałoby zwrócić uwagę na 24 firmy ujęte w podziale PKD pod symbolem 40.30, z rentowością w 2005 r. – minus 0,1%, a także na kolejne 7 podmiotów sklasyfikowanych wg PKD w grupie 40.10, z rentowością minus 2% w 2005 r. Tylko w 2003 r. rentowność w tej grupie przedsiębiorstw charakteryzował wskaźnik dodatni. Poziom ceny ciepła – 29,96 zł/GJ jest nieznacznie wyższy od przeciętnej ceny w Polsce w 2005 r. – 29,23 zł/GJ. Należy zauważyć, że ceny w omawianej grupie kształtowały się na podobnym poziomie w całym badanym okresie.

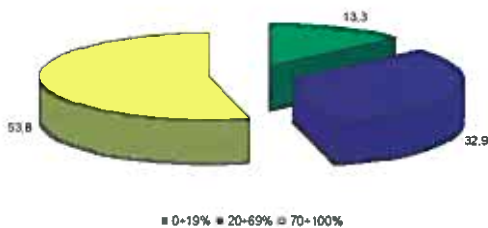
Przedsiębiorstwa, których roczna sprzedaż wynosi powyżej 100 tys. GJ ale poniżej 1 mln GJ, to grupa przedsiębiorstw licząca 251 podmiotów, mająca 18,5% udziału w sprzedaży. Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością to 199 przedsiębiorstw w tej grupie. W 2005 r. sprzedaż w przedsiębiorstwach będących spółkami

z o.o. stanowiła 79,6% sprzedaży omawianej grupy przedsiębiorstw. Można stwierdzić, że spółki z o.o. najbardziej wpływają na poziom cen ciepła oraz rentowność tej grupy przedsiębiorstw. Nie bez znaczenia jest również to, że 208 z 251 podmiotów, to typowe przedsiębiorstwa ciepłownicze sklasyfikowane wg PKD jako 40.30 (sprzedaż ciepła tych podmiotów stanowi 83,1% sprzedaży całej grupy). Ceny ciepła przedsiębiorstw o PKD 40.30 w każdym roku były wyższe od ogólnokrajowych cen w poszczególnych latach, a poziom rentowności tych przedsiębiorstw był niższy od przeciętnego wskaźnika rentowności badanych podmiotów. Grupę przedsiębiorstw o sprzedaży zawierającej się w przedziale powyżej 100 tys. GJ do 1 mln GJ charakteryzuje także bardzo duży udział w sprzedaży ciepła podmiotów o najwyższym wskaźniku zaangażowania w działalność koncesjonowaną (WZDE powyżej 70%). Jest to grupa 173 przedsiębiorstw, ich udział w sprzedaży w 2005 r. to 72% łącznej sprzedaży ciepła podmiotów tej grupy.

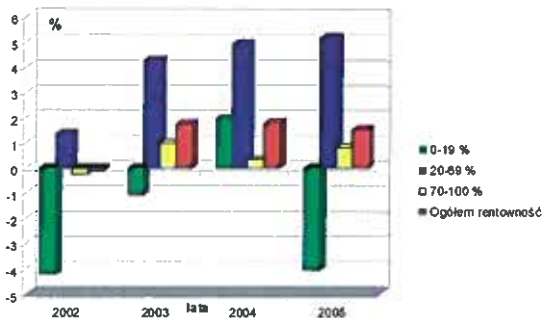
Rysunek 3. Ceny ciepła, rentowność przedsiębiorstw i ich udział w rynku wg WZDE



udział w rynku wg WZDE w 2005 r.



rentowność wg WZDE

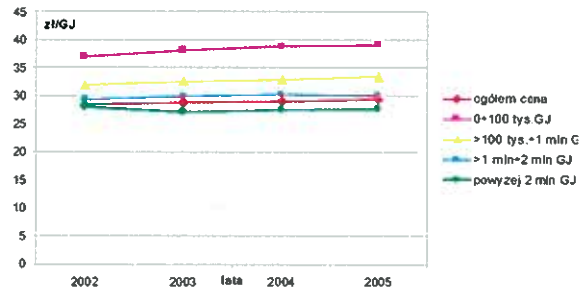


Najwyższe ceny ciepła i najniższą rentowność uzyskały przedsiębiorstwa w najliczniejszej grupie (271 przedsiębiorstw) o sprzedaży do 100 tys. GJ. Rentowność tej grupy w badanym okresie w każdym roku była ujemna i od 2003 r. jest coraz niższa. Cena 39,02 zł/GJ jest wyższa od przeciętnej ceny w kraju w 2005 r. o 33,5%. Do tej grupy zalicza się 124 przedsiębiorstwa sklasyfikowane jako PKD 40.30 (w badanym okresie ceny tej grupy były wyższe od cen ogółem w kraju). Przedsiębiorstwa sklasyfikowane wg PKD jako „inne” – przedsiębiorstwa komunalne, zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe itp. także mają w tej grupie duży wpływ, a ich ceny na przełomie ostatnich 4 lat były najwyższe w kraju.

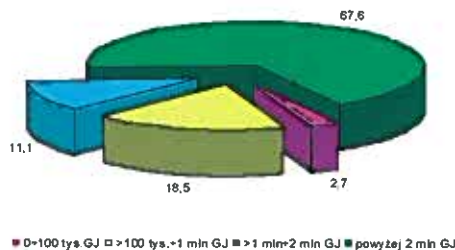
Analizując ceny ciepła i rentowność przedsiębiorstw w zależności od form własności, można zauważyć, że spółki akcyjne, jako jedyne mają ceny niższe od ogólnych cen w kraju, a rentowność tych przedsiębiorstw

Rysunek 4. Ceny ciepła, rentowność przedsiębiorstw oraz ich udział w rynku wg wielkości sprzedaży

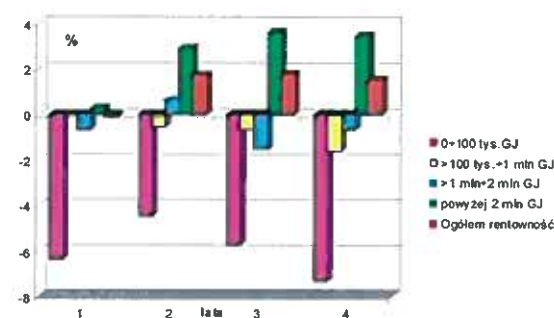
cena ciepła wg wielkości przedsiębiorstw



udział w rynku wg wielkości przedsiębiorstw w 2005 r.



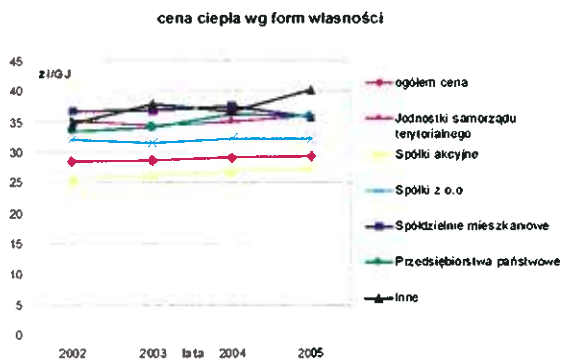
rentowność wg wielkości przedsiębiorstw



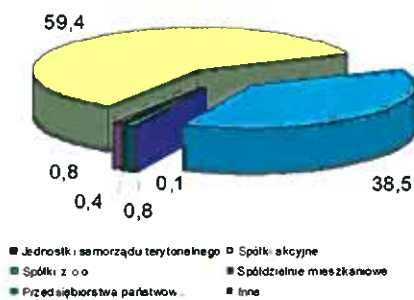
zdecydowanie przewyższa przeciętną rentowność ogółem. Dotyczy to 136 przedsiębiorstw, z których duża część to firmy z „sekcji D” w podziale PKD, a także przedsiębiorstwa z grupy PKD 40.10. Rentowność spółek akcyjnych (średnio 3,49% w 2005 r.) została uzyskana w zdecydowanej przewadze przez elektrownie (PKD 40.10). Udział spółek akcyjnych w sprzedaży to 59,4%. Dobra kondycja tak dużej grupy zdecydowanie wpływa na rentowność ogółem.

Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością to największa liczbowo grupa przedsiębiorstw w podziale wg form własności, chociaż w sprzedaży zajmuje miejsce drugie (38,5%). Zdecydowanie w tej grupie przeważają przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze. Średnia cena ciepła uzyskana w 2005 r. wyniosła 32,15 zł/GJ i była wyższa od średniej krajowej o ok. 10%. Jednak w tej grupie cena jest najbardziej stabilna, od 2002 r. zmieniła się jedynie o +0,07%. Działalność tych spółek to

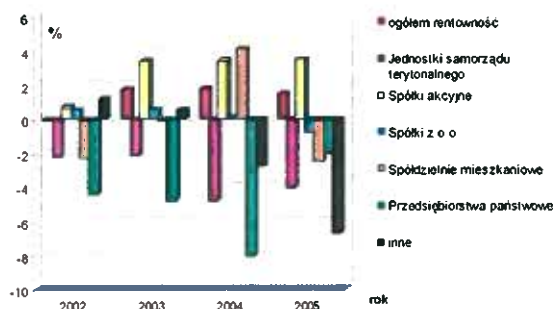
Rysunek 5. Ceny ciepła, rentowność przedsiębiorstw i ich udział w rynku wg form własności



udział w rynku wg form własności w 2005 r.



rentowność wg form własności



działalność na granicy opłacalności. Aż 62% z ogólnej liczby przedsiębiorstw w tej grupie w 2005 r. poniosło stratę na działalności ciepłowniczej.

Obok spółek akcyjnych, spółki z ograniczoną odpowiedzialnością w sposób znaczący wpływają zarówno na średnie ceny w kraju jak i na rentowność ogółem w poszczególnych latach.

Jednostki samorządu terytorialnego to 50 firm, do których zalicza się tylko dwie grupy sklasyfikowane wg PKD. Są to przedsiębiorstwa występujące w grupie 40.30 oraz w grupie „inne”, a więc zakłady komunalne, zakłady energetyki ciepłej oraz zakłady opieki zdrowotnej. Cena ciepła uzyskana w 2005 r. w tej grupie przedsiębiorstw, chociaż od 2002 r. wzrosła tylko o 2%, wyniosła 35,83 zł/GJ. Jedynie 10 przedsiębiorstw tej grupy w 2005 r. pokryło swoje koszty przychodami. Rentowność tej grupy przedsiębiorstw ogółem w badanym okresie była ujemna, pomimo tego, że blisko połowa z nich to przedsiębiorstwa o WZDE 20-69% (czyli grupa w której jest najlepsza rentowność w kraju). Jednocześnie znaczna część to firmy o niskim zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą a także o niewielkiej sprzedaży (94% z nich to przedsiębiorstwa, których sprzedaż sklasyfikowana jest w grupie do 100 tys. GJ rocznie).

Przedsiębiorstwa państwowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz przedsiębiorstwa pozostałe to nieliczna grupa 34 przedsiębiorstw. Ich liczba z roku na rok zmniejsza się, a od 2002 r. nastąpił spadek o 17%. Przedsiębiorstwa te mają jedne z najwyższych cen a ich wynik finansowy w grupach był w 2005 r. ujemny. W przedsiębiorstwach państwowych przez wszystkie badane lata rentowność charakteryzowała się wartością ujemną, a dodatkowo w 2005 r. cena ciepła w tych przedsiębiorstwach była najwyższa w kraju i wyższa od średniej krajowej o blisko 38%.

Porównując ceny ciepła jak również rentowność w zależności od rodzaju prowadzonej działalności, można zauważyć, że najwyższe ceny w badanym okresie miały przedsiębiorstwa zajmujące się jednocześnie wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem – WPiDO (89 przedsiębiorstw). W tej grupie znajdują się przede wszystkim przedsiębiorstwa sklasyfikowane jako PKD 40.30, czyli typowo ciepłownicze. W 2005 r. stanowiły one aż 83% podmiotów tej grupy. Na przestrzeni badanych lat ich wskaźnikowe ceny były w każdym roku wyższe od średnich cen ogółem. Grupę tę stanowią głównie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością – 61% przedsiębiorstw. Są to przede wszystkim przedsiębiorstwa z grupy 70-100% w podziale WZDE – 64 z ogólnej liczby 89 firm. W badanym okresie wskaźnik rentowności podmiotów prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie ciepłem był nieznacznie niższy od wskaźnika dla kraju ogółem, jednak w ostatnich trzech latach utrzymuje się na dodatnim poziomie powyżej 1%.

Grupę przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem – (PiDO)

stanowią 64 podmioty, ale ich sprzedaż to zaledwie 4% łącznej sprzedaży w kraju. Są to głównie przedsiębiorstwa sklasyfikowane jako PKD 40.30. W 2005 r. przedsiębiorstwa zakwalifikowane jako PKD 40.30 miały 80% udział w sprzedaży w tej grupie. Z ogólnej liczby 64 przedsiębiorstw 38 z nich to spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, których sprzedaż w 2005 r. stanowiła 91,3% sprzedaży PiDO. Około 30% podmiotów w tej grupie to przedsiębiorstwa o wysokim wskaźniku zaangażowania w działalność ciepłowniczą (WZDE 70-100%). We wszystkich omawianych podgrupach ceny były wyższe od cen ogółem w kraju w badanym okresie. Natomiast rentowność z działalności ciepłowniczej była niższa od ogólnej w kraju. W latach 2003-2005 przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem (PiDO) miały ujemną rentowność, jedynie w 2002 r. odnotowano dodatni wskaźnik rentowności.

Dane dotyczące przedsiębiorstw obrotu zostały ujęte od 2003 r. Grupę tę stanowią tylko trzy przedsiębiorstwa, które w 2005 r. charakteryzowały się bardzo małą sprzedażą ciepła.

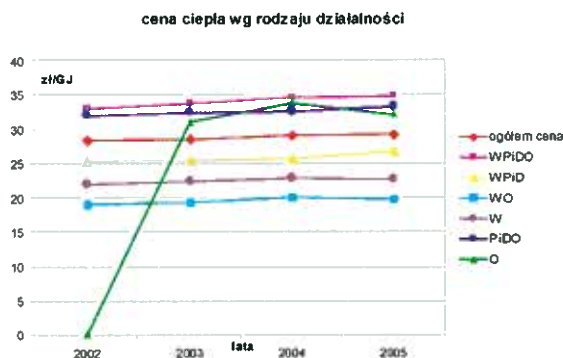
Najniższe ceny i zarazem dodatnią rentowność w badanym okresie odnotowano w przedsiębiorstwach prowadzących działalność gospodarczą związaną z wytwarzaniem ciepła oraz jego obrotem (WO). To zaledwie dwa przedsiębiorstwa, których sprzedaż w 2005 r. wyniosła 1,9% w łącznej sprzedaży ciepła. Cena ciepła w skali całej grupy była bardzo niska – w 2005 r. to 19,66 zł/GJ i była niższa o 32,7% od ceny ogółem. W latach 2002-2004 przedsiębiorstwa te odnotowały najwyższe wskaźniki rentowności. W 2005 r. rentowność wynosiła 1,35% i była nieznacznie niższa od ogólnej rentowności przedsiębiorstw.

Przedsiębiorstwa typowo wytwórcze (W) – to grupa 59 podmiotów, których sprzedaż w 2005 r. wyniosła 14% ogólnej sprzedaży w kraju. 21 z nich to podmioty należące do klasy PKD 40.30 – sprzedaż stanowiła 49% łącznej sprzedaży wytwórców oraz 10 przedsiębiorstw o PKD 40.10 – sprzedaż 46% sprzedaży wytwórców. Grupa ta w 2005 r. odnotowała dodatni, ale niższy od ogólnego wskaźnik rentowności w kraju. Należy zauważyć, że w latach 2002-2004 wskaźnik ten był zdecydowanie wyższy od rentowności ogółem badanych firm. Natomiast ceny ciepła w ostatnich 4 latach były znacznie niższe od średnich cen w kraju. Niski poziom cen ciepła w tej grupie przedsiębiorstw, może wynikać z rodzaju prowadzonej działalności polegającej wyłącznie na wytwarzaniu ciepła. Przedsiębiorstwa te nie ponoszą kosztów utrzymywania infrastruktury przesyłowej (sieci ciepłowniczych, instalacji odbiorczych oraz węzłów cieplnych), ani nie wykazują kosztów start.

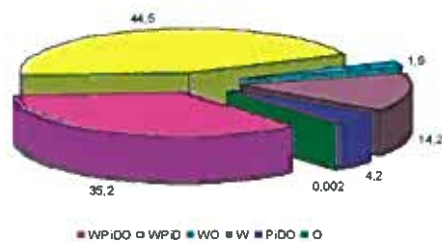
Najwyższy wskaźnik rentowności w 2005 r. odnotowano w przedsiębiorstwach zajmujących się wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła (WPiD). Jest to najliczniejsza grupa składająca się z 384 przedsiębiorstw. Sprzedaż ciepła tej grupy stanowi 44,5% łącznej sprzedaży ciepła. Spośród 384 przedsiębiorstw,

aż 270 zostało sklasyfikowanych w klasie PKD 40.30. Zaledwie 20 przedsiębiorstw należy do PKD 40.10, podkreślić wypada, że są to duże podmioty, których łączna sprzedaż w 2005 r. wyniosła 35% ogólnej sprzedaży tej grupy. Duży wpływ na dodatni wskaźnik rentowności, jak również poziom wskaźnikowej ceny przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła – miały przedsiębiorstwa z klasy PKD 40.10. W 2005 r. przedsiębiorstwa te uzyskały bardzo wysoką rentowność 12%. Na uwagę zasługuje również fakt, że dodatni wynik finansowy w 2005 r. w tej grupie uzyskało 135 przedsiębiorstw, których sprzedaż stanowi 55% łącznej sprzedaży w grupie. Na uzyskany przez podmioty zajmujące się zarówno wytwarzaniem jak i przesyłaniem i dystrybucją ciepła w 2005 r. – wskaźnik rentowności w wysokości 2,53%, wpływa również rentowność przedsiębiorstw o WZDE powyżej 20%, z której to grupy 303 podmioty uzyskały w 2005 r. wskaź-

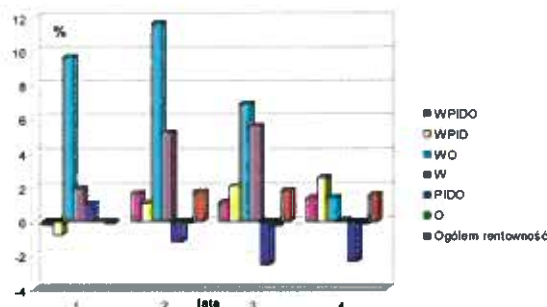
Rysunek 6. Ceny ciepła, rentowność przedsiębiorstw i ich udział w rynku wg rodzaju działalności



udział w rynku wg rodzaju działalności w 2005 r.



rentowność wg rodzaju działalności



nik rentowności powyżej 3%. Przedsiębiorstwa o WZDE 20-69% w 2005 r. odnotowały wskaźnik rentowności w wysokości 6%. Rentowność w tej grupie z roku na rok jest coraz wyższa, natomiast ceny ciepła w badanym okresie były niższe od cen ogółem w kraju.

Co robić aby przedsiębiorstwo zwiększało swoją efektywność a ceny były akceptowalne przez odbiorców?

W niniejszym opracowaniu staraliśmy się pokazać stan zastany, a w mniejszym stopniu poszukiwać przyczyn dlaczego tak jest. Zarówno zbiór badanych przedsiębiorstw jak i różnorodność przedsiębiorstw są bardzo duże. Trudno w sposób jednoznaczny – bez szczegółowej analizy poszczególnych firm – określić przyczyny wysokiej ceny czy niskiej rentowności w grupie przedsiębiorstw. Dlatego wszystkie komentarze i próby oceny sytuacji pojawiają się w formie przypuszczeń, sugestii, wskazania grup przedsiębiorstw, które wpłynęły na uzyskany obraz po podziale zagregowanego zbioru.

Nie uzurpując sobie prawa do jedyne go słusznego remedium dla wszystkich tych, którzy znaleźli się w grupach o wysokich cenach i niskiej rentowności, chcielibyśmy podzielić się kilkoma spostrzeżeniami.

Przede wszystkim przyjrzyjmy się naszym odbiorcom. Dlaczego zmniejszają moc zamówioną. Czy tylko z powodu solidnie wykonanej termomodernizacji i uczciwie wykonanego audytu energetycznego, który pokazał nadmiar tej mocy? Spróbujmy wyperswadować odbiorcom, którzy zgłaszają chęć wypowiedzenia umowy sprzedaży ciepła nieopłacalność ich decyzji. Spróbujmy uzmysłowić tym, którzy bezzasadnie zmniejszają tę moc, że to działanie opłacalne tylko w krótkim horyzoncie czasu. Zastosujmy wszelkie możliwe techniki marketingu, myśląc o zaspokajaniu potrzeb odbiorców wcześniej niż przyjdzie im pomysł ucieczki. A scenariusz, gdy utracimy odbiorców lub duży odsetek mocy zamówionej na dalsze lata jest już znany. Koszty stałe przedsiębiorstwa pozostaną na poziomie zbliżonym do ustalonego, a liczba chętnych do ich pokrycia zmniejszy się. Cóż, naturalnym w takiej sytuacji będzie wzrost cen

i głębokie przemyślenia kolejnych odbiorców, potencjalnie chętnych do zmiany sposobu ogrzewania swoich mieszkań. Wydaje się, że uświadamianie odbiorcom faktycznych kosztów odłączania się od zasilania scentralizowanym ciepłem, opracowanie i wdrażanie polityki lojalności odbiorców poprzez różne sposoby dbania o nich, jest właściwym podejściem do naszego klienta i skutecznie może zminimalizować problemy związane z trendem redukcji mocy zamówionej.

Spójrzmy na nasze koszty. Czy naprawdę musimy wszystkie je ponosić? A może niektóre uda się rozłożyć na kilka lat zamiast uparcie próbować zrealizować wszystkie zamierzenia modernizacyjne w ciągu jednego roku? Takie działanie spowoduje złagodzenie gwałtownego skoku cen, co może być argumentem dla odbiorców na rzecz dalszego korzystania z naszych usług.

W tym miejscu należałoby zwrócić uwagę na racjonalizację przedsięwzięć modernizacyjnych, w czym może pomóc planowanie. Zarówno dla gospodarki rynkowej, jak i dla specyficznych przedsiębiorstw monopolu naturalnego, bardzo istotną czynnością jest planowanie. Planowanie, które ma na celu nie tylko wskazanie w jaki sposób i w jakim tempie dążyć do wytyczonych celów, ale również planowanie, które może być narzędziem wskazującym metody dojścia do celu, a przede wszystkim pokazującym w poszczególnych okresach działalności na jakim etapie realizacji celów znajduje się przedsiębiorstwo.

Jako swoistego rodzaju pomoc w planowaniu należałoby potraktować wniosek o zatwierdzenie taryfy, składany przez przedsiębiorstwo. Tutaj znajdują się wskazówki jakie czynniki należałoby brać pod uwagę przy planowaniu. Okresowe opracowanie taryfy pomaga w konsekwentnym i jednolitym podejściu do planu, a także przedstawiona do zatwierdzenia taryfa jest odzwierciedleniem tego planu.

No i chyba rzecz najważniejsza – pozyskiwanie nowych odbiorców. Są przykłady przedsiębiorstw, którym takie dokonania – powiecie państwo graniczące z cudem – udają się.



Paweł Bogusławski
Dyrektor



Agnieszka Wróbel
Starszy specjalista



Agnieszka Szypulska
Główny specjalista

Wschodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Lublinie

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 9 października 2006 r.

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło

(Dz. U. Nr 193, poz. 1423)

Na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, magazynowaniem, przetwarzaniem, przesyłaniem lub dystrybucją lub obrotem ciepłem;
- 2) kalkulacji taryf dla ciepła;
- 3) rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) przedsiębiorstwo ciepłownicze – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła w eksploatowanych przez to przedsiębiorstwo źródłach ciepła, przesyłaniem i dystrybucją oraz sprzedażą ciepła wytworzonego w tych źródłach lub zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 2) wytwórca ciepła – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła;
- 3) dystrybutor ciepła – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 4) przedsiębiorstwo obrotu ciepłem – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wyłącznie handlem ciepłem;
- 5) źródło ciepła – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła;
- 6) lokalne źródło ciepła – zlokalizowane w obiekcie źródło ciepła bezpośrednio zasilające instalacje odbiorcze wyłącznie w tym obiekcie;
- 7) sieć ciepłownicza – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła ze źródeł ciepła do węzłów cieplnych;
- 8) przyłączy – odcinek sieci ciepłowniczej doprowadzający ciepło wyłącznie do jednego węzła cieplnego

1) Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie §1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

albo odcinek zewnętrznych instalacji odbiorczych za grupowym węzłem cieplnym lub źródłem ciepła, łączący te instalacje z instalacjami odbiorczymi w obiektach;

- 9) węzeł cieplny – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju lub parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych;
- 10) grupowy węzeł cieplny – węzeł cieplny obsługujący więcej niż jeden obiekt;
- 11) instalacja odbiorcza – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do transportowania ciepła lub ciepłej wody z węzłów cieplnych lub źródeł ciepła do odbiorników ciepła lub punktów poboru ciepłej wody w obiekcie;
- 12) zewnętrzna instalacja odbiorcza – odcinki instalacji odbiorczych łączące grupowy węzeł cieplny lub źródło ciepła z instalacjami odbiorczymi w obiektach, w tym w obiektach, w których zainstalowany jest grupowy węzeł cieplny lub źródło ciepła;
- 13) obiekt – budowlę lub budynek wraz z instalacjami odbiorczymi;
- 14) układ pomiarowo-rozliczeniowy – dopuszczony do stosowania, zgodnie z odrębnymi przepisami, zespół urządzeń, służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczenia ciepła;
- 15) grupa taryfowa – grupę odbiorców korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w ciepło, z którymi rozliczenia są prowadzone na podstawie tych samych cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania;
- 16) handlowa obsługa odbiorców – czynności związane z:
 - a) kontrolą układów pomiarowo-rozliczeniowych i odczytywaniem ich wskazań, stanowiących podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczenia ciepła lub ustalenia udziału odbiorcy w kosztach ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego,
 - b) obliczaniem należności, wystawianiem faktur oraz egzekwowaniem tych należności,
 - c) wykonywaniem kontroli dotrzymania warunków umowy i prawidłowości rozliczeń;
- 17) moc cieplna – ilość ciepła wytworzonego lub dostarczonego do podgrzania określonego nośnika

ciepła albo ilość ciepła odebranego z tego nośnika w jednostce czasu;

- 18) zamówiona moc cieplna – ustaloną przez odbiorcę lub podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej największą moc cieplną, jaka w danym obiekcie wystąpi w warunkach obliczeniowych, która zgodnie z określonymi w odrębnych przepisach warunkami technicznymi oraz wymaganiami technologicznymi dla tego obiektu jest niezbędna do zapewnienia:
 - a) pokrycia strat ciepła w celu utrzymania normalnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach,
 - b) utrzymania normalnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych,
 - c) prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji;
- 19) przyłączeniowa moc cieplna – moc cieplną ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danej sieci ciepłowniczej na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców przyłączonych do tej sieci, po uwzględnieniu strat mocy cieplnej podczas przesyłania ciepła tą siecią oraz niejednoczesności występowania szczytowego poboru mocy cieplnej u odbiorców;
- 20) obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła – największe natężenie przepływu nośnika ciepła, odpowiadające w przypadku:
 - a) sieci ciepłowniczej – przyłączeniowej mocy cieplnej i parametrom nośnika ciepła dostarczanego ze źródła ciepła do tej sieci, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
 - b) węzła cieplnego – zamówionej mocy cieplnej dla obiektu lub obiektów zasilanych z tego węzła cieplnego oraz parametrom nośnika ciepła dostarczanego do tego węzła, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
 - c) obiektu zasilanego z grupowego węzła cieplnego za pośrednictwem eksploatowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zewnętrznej instalacji odbiorczej – zamówionej mocy cieplnej na potrzeby ogrzewania tego obiektu oraz parametrom wody dostarczanej z grupowego węzła cieplnego do instalacji centralnego ogrzewania, określonym dla warunków obliczeniowych na podstawie danych projektowych dla tej instalacji;
- 21) tabela regulacyjna – przedstawioną w postaci tabeli lub na wykresie zależność temperatury nośnika ciepła od warunków atmosferycznych;
- 22) warunki obliczeniowe:
 - a) obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego określoną dla strefy klimatycznej, w której są zlokalizowane obiekty, do których jest dostarczane ciepło,
 - b) normalną temperaturę ciepłej wody;
- 23) sezon grzewczy – okres, w którym warunki atmosferyczne powodują konieczność ciągłego dostarczania ciepła w celu ogrzewania obiektów.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, oraz kosztów ponoszonych odpowiednio w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy;
- 2) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę odpowiednio do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło, rodzaju odbiorców i charakteru ich zapotrzebowania na ciepło.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą, która nie wymaga uzyskania koncesji, lub zwolnione przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia opracowuje taryfę zgodnie z zasadami określonymi w ustawie i rozporządzeniu oraz wprowadza ją do stosowania przy zawieraniu umów z odbiorcami.

§ 5. 1. Taryfa powinna, odpowiednio do wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określać:

- 1) grupy taryfowe;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania;
- 3) bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) opłaty za nielegalny pobór ciepła.

2. Określone w taryfie ceny i stawki opłat różnicuje się dla poszczególnych grup taryfowych, odpowiednio do kosztów uzasadnionych.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w ciepło, określone w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowie kompleksowej.

§ 6. 1. Określone w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat ustala się z uwzględnieniem parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w umowie sprzedaży ciepła, umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, umowie kompleksowej albo w odrębnych przepisach.

2. Warunki, o których mowa w ust. 1, powinny określać w szczególności:

- 1) zakres świadczonych usług dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych;

- 2) parametry jakościowe nośnika ciepła;
- 3) standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 4) sposób obliczania opłat w przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 7. 1. Taryfa wytwórcy ciepła zawiera:

- 1) ceny za zamówioną moc cieplną – wyrażone w złotych za MW;
- 2) ceny ciepła – wyrażone w złotych za GJ;
- 3) ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania sieci ciepłowniczych i instalacji odbiorczych oraz do uzupełnienia ubytków wody poza źródłem ciepła lub niezwróconych skroplin – wyrażone odpowiednio w złotych za metr sześcienny lub za tonę.

2. Taryfa przedsiębiorstwa ciepłowniczego zawiera:

- 1) ceny za zamówioną moc cieplną – wyrażone w złotych za MW;
- 2) ceny ciepła – wyrażone w złotych za GJ;
- 3) ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania i uzupełniania jej ubytków w instalacjach odbiorczych lub niezwróconych skroplin – wyrażone odpowiednio w złotych za metr sześcienny lub za tonę;
- 4) stawki opłat stałych za usługi przesyłowe – wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej;
- 5) stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe – wyrażone w złotych za GJ.

3. Taryfa dystrybutora ciepła zawiera:

- 1) stawki opłat stałych za usługi przesyłowe – wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej;
- 2) stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe – wyrażone w złotych za GJ.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 2 i 3, zakupuje ciepło od innych przedsiębiorstw energetycznych, taryfa tego przedsiębiorstwa określa sposób stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, od których ciepło to zostało zakupione.

5. Taryfa przedsiębiorstwa obrotu ciepłem zawiera stawki opłat za obsługę odbiorców, wyrażone w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej, oraz określa warunki stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach innych przedsiębiorstw energetycznych.

6. W przypadku wytwarzania ciepła w lokalnym źródle ciepła, które nie jest wyposażone w układ pomiarowo-rozliczeniowy, taryfa zawiera stawki opłaty miesięcznej i sezonowej; stawki te wyraża się w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej lub w złotych za metr kwadratowy powierzchni lokali.

7. W przypadku wytwarzania ciepła w lokalnym źródle ciepła wyposażonym w układ pomiarowo-rozliczeniowy lub źródle ciepła, w którym zainstalowana moc cieplna nie przekracza 5 MW, bezpośrednio zasilającym zewnętrzne instalacje odbiorcze, taryfa zawiera stawki opłaty:

- 1) miesięcznej za zamówioną moc cieplną – wyrażone w złotych za MW;
- 2) za ciepło – wyrażone w złotych za GJ.

8. Taryfa przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zawiera stawki opłat za przyłączenie do sieci, kalkulowane w odniesieniu do jednostki długości przyłącza na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę przyłączy, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

§ 8. Taryfa określa sposób ustalania cen za zamówioną moc cieplną oraz cen ciepła i cen nośnika ciepła, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do sieci ciepłowniczej w przypadku, gdy dostarczane tym odbiorcom ciepło i nośnik ciepła są:

- 1) wytworzone w kilku własnych źródłach ciepła;
- 2) wytworzone we własnych źródłach ciepła oraz zakupione od innych wytwórców ciepła;
- 3) zakupione w kilku źródłach ciepła należących do jednego lub kilku wytwórców ciepła.

§ 9. 1. Taryfa może określać sposób ustalania opłat pokrywających koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie indywidualnych kalkulacji tych opłat, na zasadach określonych w odrębnej umowie.

§ 10. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z dostarczaniem ciepła do tych odbiorców według następujących kryteriów:

- 1) rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów;
- 2) źródła ciepła lub zespołu źródeł ciepła zasilających sieć ciepłowniczą;
- 3) sieci ciepłowniczej, którą ciepło jest przesyłane do węzłów cieplnych w postaci określonego nośnika ciepła;
- 4) miejsca dostarczania ciepła;
- 5) zakresu usług przesyłowych świadczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne;
- 6) wymagań w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dotyczących niezawodności i ciągłości dostarczania ciepła;
- 7) wielkości zamówionej mocy cieplnej oraz charakterystyki odbioru ciepła, w tym stopnia wykorzystania mocy cieplnej.

2. Ustalając grupę taryfową na podstawie kryteriów, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się w szczególności odbiorców, którzy są zasilani w ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne:

- 1) źródeł ciepła – do których instalacje odbiorcze są przyłączone bezpośrednio – bez pośrednictwa sieci ciepłowniczej;
- 2) wydzielonych sieci ciepłowniczych, odpowiednio do rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów oraz sposobu regulacji w zależności od warunków atmosferycznych i zapotrzebowania na ciepło;

3) węzłów ciepłych, z którymi są połączone instalacje odbiorcze obsługujące:

- a) jeden obiekt,
- b) więcej niż jeden obiekt, a zewnętrzne instalacje odbiorcze:
 - nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne,
 - są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne.

3. Ustalając grupy taryfowe, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się zróżnicowanie kosztów eksploatacji źródeł ciepła, wydzielonych sieci ciepłowniczych, węzłów ciepłych i zewnętrznych instalacji odbiorczych, o których mowa w ust. 2, w zależności, czy należą one do przedsiębiorstwa energetycznego^{11,5}

§ 13. 1. Planowany uzasadniony przychód ze sprzedaży ciepła, stanowiący podstawę kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla przedsiębiorstw energetycznych, które wytwarzają ciepło użytkowe oraz energię elektryczną w skojarzeniu, z ogólną roczną sprawnością na poziomie co najmniej 70%, oblicza się jako różnicę między łącznymi planowanymi uzasadnionymi przychodami z wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przetwarzania oraz magazynowania ciepła oraz wytwarzania energii elektrycznej w danym źródle a planowanym przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej według wzoru:

$$P_c = P_{ec} - E_s \times C_e$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

P_c – planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy [w zł];

P_{ec} – planowane łączne uzasadnione przychody ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej dla pierwszego roku stosowania taryfy, stanowiące sumę planowanych łącznych kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywanie działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej [w zł];

E_s – planowaną wielkość sprzedaży energii elektrycznej dla pierwszego roku stosowania taryfy [w MWh];

C_e – cenę energii elektrycznej ustaloną w taryfie dla danego źródła, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy, lub cenę planowaną do uzyskania w warunkach konkurencji, o których mowa w art. 49 ustawy, dla pierwszego roku stosowania taryfy [w zł/MWh].

2. W przypadku innych niż określone w ust. 1 przedsiębiorstw energetycznych, w których występuje wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, planowany przychód ze sprzedaży ciepła oblicza się według wzoru:

$$P_c = K_{cs} + E_u \times C_e$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

P_c – planowany przychód ze sprzedaży ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy [w zł];

K_{cs} – planowane koszty operacyjne wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, dotyczące urządzeń i instalacji służących do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom, dla pierwszego roku stosowania taryfy [w zł];

E_u – planowane obniżenie produkcji energii elektrycznej dla pierwszego roku stosowania taryfy, spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom [w MWh];

C_e – cenę, o której mowa w ust. 1.

§ 14. 1. Koszty uzasadnione zakupu ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego te obowiązki, przyjmując, że każda jednostka ciepła sprzedawana odbiorcom przez to przedsiębiorstwo energetyczne jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym koszty wspólne dotyczące modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

3. Metoda podziału kosztów, o której mowa w ust. 2, nie może ulec zmianie w okresie obowiązywania taryfy.

§ 15. 1. Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w § 11 ust. 1 pkt 2, ustala się jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji.

2. Roczne koszty, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ustala na podstawie obowiązującego dla przedsiębiorstwa planu inwestycji oraz określonego w tym planie sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie:

- 1) wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła – planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska dla źródeł ciepła;
- 2) przesyłania i dystrybucji ciepła – planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

3. Koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w ust. 1 i 2, obejmują w szczególności:

- 1) odpisy amortyzacyjne, a w przypadku zakładów budżetowych odpisy umorzeniowe, obliczone zgodnie

z obowiązującymi przepisami dla środków trwałych przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska;

- 2) koszty kalkulacyjne związane z eksploatacją nowych urządzeń i instalacji w zakresie kosztów robocizny, zużycia materiałów, paliw, energii, wody, usuwania odpadów, kosztów transportu, remontów i innych kosztów wynikających z rodzaju urządzeń i instalacji oraz warunków ich pracy.

4. Planowane koszty rozwoju w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe, nie mogą obejmować kosztów wynikających z nakładów, o których mowa w § 7 ust. 8, planowanych do pokrycia przez odbiorców opłatami za przyłączenie.

§ 16. Koszty, o których mowa w § 11, 14 i 15, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, obejmują koszty:

- 1) stałe i koszty zmienne wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, a także koszty:

- a) utrzymania zapasów paliw, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy,
b) utrzymania przewidzianych w programie pracy sieci ciepłowniczych źródeł ciepła, pracujących w okresie największego poboru mocy cieplnej w sezonie grzewczym lub w okresie letnim,
c) handlowej obsługi odbiorców bezpośrednio zasilanych ze źródeł ciepła;

- 2) stałe i koszty zmienne pozyskania, uzdatniania i podgrzewania nośnika ciepła oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w tym zakresie;

- 3) stałe i koszty zmienne przesyłania i dystrybucji ciepła, koszty handlowej obsługi odbiorców oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła siecią ciepłowniczą od źródła ciepła do przyłączy, wraz z kosztami rozwoju związanymi z przyłączaniem obiektów do tej sieci, a także koszty związane:

- a) z magazynowaniem i przepompowywaniem wody krążącej w sieci ciepłowniczej,
b) ze stratami mocy cieplnej, stratami ciepła i ubytkami nośnika ciepła podczas ich przesyłania,
c) z utrzymaniem przewidzianych w programie pracy sieci ciepłowniczej źródeł ciepła, pracujących w okresie największego poboru mocy cieplnej w sezonie grzewczym lub w okresie letnim, jeżeli nie zostały uwzględnione w kosztach wytwarzania ciepła, o których mowa w pkt 1 lit. b);

- 4) stałe i koszty zmienne przesyłania i dystrybucji ciepła, koszty handlowej obsługi odbiorców oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju

i ochrony środowiska w zakresie usług przesyłowych związanych z eksploatacją:

- a) węzłów cieplnych, z którymi są połączone instalacje odbiorcze obsługujące jeden obiekt,
b) grupowych węzłów cieplnych,
c) zewnętrznych instalacji odbiorczych;
5) obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem.

§ 17. W przypadku gdy odbiorca lub inny podmiot udostępni przedsiębiorstwu energetycznemu pomieszczenie, w którym są zainstalowane urządzenia należące do tego przedsiębiorstwa lub przez nie eksploatowane, służące do wytwarzania lub przesyłania i dystrybucji ciepła, koszty ponoszone z tego tytułu przedsiębiorstwo energetyczne uwzględni w rozliczeniach tylko z tymi odbiorcami, do których ciepło jest dostarczane za pomocą tych urządzeń, na zasadach ustalonych w taryfie lub w umowie sprzedaży ciepła, lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, lub umowie kompleksowej albo w odrębnej umowie.

§ 18. Ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła oblicza się według wzorów:

$$C_{jm} = A \times P_c : N$$

$$C_{jc} = (1 - A) \times P_c : Q$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_{jm} – cenę za zamówioną moc cieplną dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła [w zł/MW];
 C_{jc} – cenę ciepła dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła [w zł/GJ];
 P_c – uzasadnione, planowane przychody z wytwarzania ciepła w postaci określonego nośnika ciepła [w zł];
 A – określony dla danego źródła ciepła i nośnika ciepła wskaźnik udziału kosztów stałych (K_{st}) w łącznych kosztach wytwarzania ciepła ($K_{st} + K_{zm}$), którego wartość nie może być wyższa od udziału kosztów stałych (K_{st}) w łącznych kosztach wytwarzania ciepła ($K_{st} + K_{zm}$);
 N – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, moc cieplną, obliczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła – jako sumę przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczych zasilanych z tego źródła i zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zasilanych bezpośrednio z tego źródła [w MW];
 Q – planowaną dla pierwszego roku stosowania taryfy ilość ciepła, określoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła, która jest obliczana przez wytwórcę ciepła – jako suma planowanych do sprzedaży odbiorcom ilości ciepła, a przez przedsiębiorstwo ciepłownicze – jako suma ilości ciepła planowanych do sprzedaży odbiorcom i strat ciepła podczas przesyłania sieciami ciepłowniczymi [w GJ].

§ 19. Cenę nośnika ciepła oblicza się jako iloraz planowanych dla pierwszego roku stosowania taryfy kosztów z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału oraz planowanej ilości nośnika ciepła, dostarczanego do sieci ciepłowniczych w celu napełniania i uzupełniania jego ubytków w tych sieciach, oraz sprzedaży tego nośnika odbiorcom w celu napełniania instalacji odbiorczych i uzupełnienia ubytków wody w tych instalacjach.

§ 20. 1. W przypadku źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6 i 7, koszty stanowiące podstawę do obliczenia cen i stawek opłat obejmują:

- 1) uzasadnione koszty stałe i koszty zmienne:
 - a) wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła,
 - b) pozyskania, uzdatniania i podgrzewania nośnika ciepła,
 - c) przesyłania i dystrybucji ciepła;
- 2) planowane uzasadnione roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska;
- 3) planowane uzasadnione koszty związane z:
 - a) utrzymaniem zapasów paliw, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy,
 - b) handlową obsługą odbiorców.

2. Stawkę opłaty miesięcznej i stawkę opłaty sezonowej, dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6, oblicza się według wzorów:

$$C_{jm} = 1/12 (A_1 \times P_1 : N_{oz}) \text{ lub } C_{jm} = 1/12 (A_1 \times P_1 : P_{oz})$$

$$C_{js} = 1/7 [(1 - A_1) \times P_1 : N_{oz}] \text{ lub } C_{js} = 1/7 [(1 - A_1) \times P_1 : P_{oz}]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_{jm} – stawkę opłaty miesięcznej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w zł/MW lub w zł/m² powierzchni lokali];
- C_{js} – stawkę opłaty sezonowej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w zł/MW lub w zł/m² powierzchni lokali];
- P_1 – planowany roczny przychód dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w zł];
- N_{oz} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, zamówioną moc cieplną dla obiektów zasilanych z danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w MW];
- P_{oz} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, powierzchnię lokali w obiektach zasilanych z danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła [w m²];
- A – współczynnik udziału opłat stałych, którego wartość nie może być wyższa od udziału kosztów stałych w łącznych kosztach dostarczania ciepła z lokalnych źródeł, o których mowa w § 7 ust. 6.

3. Stawkę opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną i stawkę opłaty za ciepło dla danego rodzaju źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7, oblicza się według wzorów:

$$C_{jzN} = 1/12 (A_2 \times P_2 : N_{oz})$$

$$C_{jzQ} = (1 - A_2) \times P_2 : Q_{oz}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_{jzN} – stawkę opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną dla danego rodzaju źródeł ciepła [w zł/MW];
- C_{jzQ} – stawkę opłaty za ciepło dla danego rodzaju źródeł ciepła [w zł/GJ];
- P_2 – planowane roczne przychody dla danego rodzaju źródeł ciepła [w zł];
- N_{oz} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, zamówioną moc cieplną dla obiektów zasilanych z danego rodzaju źródeł ciepła [w MW];
- Q_{oz} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, ilość ciepła przeznaczoną do sprzedaży odbiorcom, określoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego rodzaju źródeł ciepła i określonego nośnika ciepła [w GJ];
- A_2 – współczynnik udziału opłat stałych, którego wartość nie może być wyższa od udziału kosztów stałych w łącznych kosztach dostarczania ciepła z lokalnych źródeł, o których mowa w § 7 ust. 7.

§ 21. 1. Stawki opłat za usługi przesyłania i dystrybucji ciepła ustala się w zakresie:

- 1) sieci ciepłowniczej – dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z przyłączy,
- 2) sieci ciepłowniczej i węzłów cieplnych – dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła węzłów cieplnych obsługujących jeden obiekt,
- 3) sieci ciepłowniczej i grupowych węzłów cieplnych – dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła grupowych węzłów cieplnych,
- 4) sieci ciepłowniczej i grupowych węzłów cieplnych oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych – dla grup taryfowych, do których są zaliczani odbiorcy pobierający ciepło z eksploatowanych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutora ciepła grupowych węzłów cieplnych wraz z zewnętrznymi instalacjami odbiorczymi

– odpowiednio do zakresu wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło, na podstawie kosztów jednostkowych obliczonych w sposób określony w ust. 2.

2. Koszty jednostkowe, o których mowa w ust. 1, oblicza się, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło, według wzorów:

- 1) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1:

$$k_{sp} = B \times [K_{ps} : N_s]$$

$$k_{zp} = (1 - B) [K_{ps} \times N_{gp} : N_s] : Q_{gp}$$

2) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2:

$$k_{sw} = B \times [K_{ps} : N_s + K_{pw} : N_{gw}]$$

$$k_{zw} = (1 - B) [K_{ps} \times N_{gw} : N_s + K_{pw}] : Q_{gw}$$

3) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 3:

$$k_{swg} = B \times [K_{ps} : N_s + K_{pwg} : (N_{gw} + N_{giz})]$$

$$k_{zswg} = (1 - B) [K_{ps} \times N_{gw} : N_s + K_{pwg} \times N_{gw} : (N_{gw} + N_{giz})] : Q_{gw}$$

4) dla grup taryfowych, o których mowa w ust. 1 pkt 4:

$$k_{siz} = B \times [K_{ps} : N_s + K_{pwg} : (N_{gw} + N_{giz}) + K_{piz} : N_{giz}]$$

$$k_{ziz} = (1 - B) [K_{ps} \times N_{giz} : N_s + K_{pwg} \times N_{giz} : (N_{gw} + N_{giz}) + K_{piz}] : Q_{giz}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

k_{sp} – koszt jednostkowy stały za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w zł/MW];

k_{zp} – koszt jednostkowy zmienny za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w zł/GJ];

B – wskaźnik udziału opłat stałych za usługi przesyłowe w łącznych opłatach za te usługi;

K_{ps} – planowane roczne koszty za usługi przesyłowe w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła daną siecią ciepłowniczą od źródła ciepła do przyłączy [w zł];

N_{gp} – sumę zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zaliczonych do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w MW];

N_s – sumę zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców przyłączonych do danej sieci ciepłowniczej [w MW];

Q_{gp} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 [w GJ];

k_{sw} – koszt jednostkowy stały za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w zł/MW];

k_{zw} – koszt jednostkowy zmienny za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w zł/GJ];

K_{pw} – planowane roczne koszty za usługi przesyłowe w zakresie eksploatacji węzłów cieplnych obsługujących jeden obiekt, o których mowa w ust. 1 pkt 2 [w zł];

N_{gw} – sumę zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w MW];

Q_{gw} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 [w GJ];

k_{swg} – koszt jednostkowy stały za usługi przesyłowe

obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w zł/MW];

k_{zswg} – koszt jednostkowy zmienny za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w zł/GJ];

K_{pwg} – planowane roczne koszty za usługi przesyłowe w zakresie eksploatacji grupowych węzłów cieplnych, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4 [w zł];

N_{gw} – sumę zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w MW];

N_{giz} – sumę zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w MW];

Q_{gw} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 3 [w GJ];

k_{siz} – koszt jednostkowy stały za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w zł/MW];

k_{ziz} – koszt jednostkowy zmienny za usługi przesyłowe obliczony dla grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w zł/GJ];

K_{piz} – planowane roczne koszty za usługi przesyłowe w zakresie eksploatacji zewnętrznych instalacji odbiorczych, o których mowa w ust. 1 pkt 4 [w zł];

Q_{giz} – planowaną, dla pierwszego roku stosowania taryfy, sprzedaż ciepła odbiorcom zaliczonym do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 1 pkt 4 [w GJ].

3. Koszt jednostkowy, stanowiący podstawę do określenia stawki opłaty za obsługę odbiorców, oblicza się jako iloraz planowanych kosztów obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem i zamówionej mocy cieplnej dla pierwszego roku stosowania taryfy przez odbiorców obsługiwanych przez to przedsiębiorstwo.

4. Stawki opłat, określone w ust. 1-3, stosownie do wykonywanej działalności gospodarczej ustala się na podstawie kosztów jednostkowych z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału.

§ 22. W odniesieniu do cen za zamówioną moc cieplną, stawek opłat stałych za usługi przesyłowe i stawek opłat za obsługę odbiorców, w taryfie ustala się również ich raty miesięczne, stanowiące 1/12 ich wartości.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, na wniosek odbiorcy, określa w zawartej z nim umowie średnią:

- 1) cenę ciepła, wyrażoną w złotych za GJ, zamiast ustalonej w taryfie ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła lub stawki opłaty miesięcznej i stawki opłaty za ciepło;
- 2) stawkę opłaty za usługi przesyłowe, wyrażoną w złotych za GJ, zamiast ustalonej w taryfie stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe i stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe.

2. Średnią cenę ciepła i średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, oblicza się według wzorów:

$$C_s = (N_{zo} \times C_{in} + Q_{so} \times C_{ic}) : Q_{so}$$

$$O_{sp} = (N_{zo} \times O_{isp} + Q_{so} \times O_{izp}) : Q_{so}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_s – średnią cenę ciepła dla danego odbiorcy [w zł/GJ];
 O – średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe dla danego odbiorcy [w zł/GJ];
 N_{zo} – moc cieplną zamówioną przez danego odbiorcę [w MW];
 C_{in} – cenę za zamówioną moc cieplną lub dwunastokrotność stawki opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną, określone w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zaliczony dany odbiorca [w zł/MW];
 O_{isp} – stawkę opłaty stałej za usługi przesyłowe, określoną w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zaliczony dany odbiorca [w zł/MW];
 Q_{so} – planowaną wielkość sprzedaży ciepła dla danego odbiorcy [w GJ];
 C_{ic} – cenę ciepła lub stawkę opłaty za ciepło, określone w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zaliczony dany odbiorca [w zł/MW];
 O_{izp} – stawkę opłaty zmiennej za usługi przesyłowe, określoną w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zaliczony dany odbiorca [w zł/GJ].

3. W przypadku gdy pobór ciepła przez odbiorcę występuje wyłącznie poza sezonem grzewczym, przedsiębiorstwo energetyczne może stosować w rozliczeniach z takim odbiorcą tylko określone w taryfie dla danego źródła ciepła i sieci ciepłowniczej cenę ciepła lub stawkę opłaty za ciepło i stawkę opłaty zmiennej za usługi przesyłowe.

§ 24. 1. Koszty jednostkowe, stanowiące podstawę do obliczenia stawki opłaty za przyłączenie, oblicza się według wzoru:

$$k_p = K_p : L_p$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- k_p – koszty jednostkowe, stanowiące podstawę do obliczenia stawki opłaty za przyłączenie, określone dla danego rodzaju przyłączy [w zł/m];
 K_p – jedną czwartą średniorocznych nakładów inwestycyjnych, o których mowa w § 7 ust. 8, dla danego rodzaju przyłączy [w zł];
 L_p – planowaną, średnią w roku, łączną długość odcinków rurociągów dla danego rodzaju przyłączy określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy [w m].

2. Nakłady inwestycyjne na budowę przyłączy powinny być określone w obowiązującym dla przedsiębiorstwa planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

3. Nakłady, o których mowa w § 7 ust. 8, obejmują w przypadku przyłączenia do:

- 1) sieci ciepłowniczej – nakłady na budowę odcinków przyłącza do ściany węzła cieplnego i wykonanie

przejścia przyłącza przez tę ścianę oraz zainstalowanie w pomieszczeniu węzła cieplnego układu pomiarowo-rozliczeniowego wraz z niezbędnym osprzętem i armaturą oraz dokonaniem koniecznych połączeń, a w przypadku sieci ciepłowniczej, w której nośnikiem ciepła jest woda, także nakłady na zainstalowanie urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła;

- 2) zewnętrznych instalacji odbiorczych należących do przedsiębiorstwa energetycznego – nakłady na budowę odcinków przyłącza do ściany obiektu i wykonanie przejścia przyłącza przez tę ścianę oraz zainstalowanie w obiekcie:

- a) urządzenia regulującego natężenie przepływu wody dostarczanej do instalacji centralnego ogrzewania w tym obiekcie,
- b) urządzeń, których wskazania będą stanowiły podstawę do określenia udziału tego obiektu w kosztach ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego,
- c) niezbędnego osprzętu i armatury oraz koniecznych połączeń.

4. Jeżeli w pomieszczeniu węzła cieplnego jest instalowany, na koszt odbiorcy, prefabrykowany węzeł cieplny wyposażony przez producenta w układ pomiarowo-rozliczeniowy i urządzenie regulujące natężenie przepływu nośnika ciepła, nakłady, o których mowa w ust. 3 pkt 1, obejmują tylko nakłady na budowę odcinków przyłącza i wykonanie przejścia tego przyłącza przez ścianę węzła cieplnego wraz z niezbędnym osprzętem i armaturą oraz dokonaniem koniecznych połączeń.

§ 25. 1. Planowana wielkość zwrotu z kapitału, o którym mowa w § 11 ust. 1 pkt 3, § 13, § 19 i § 21 ust. 4, powinna uwzględniać zwrot z kapitału własnego i obcego, służących do finansowania majątku zaangażowanego do wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne.

2. Uzasadniona wielkość zwrotu z kapitału, o której mowa w ust. 1, powinna być odpowiednia do charakteru wykonywanej działalności gospodarczej i ponoszonego w związku z tym ryzyka, a przy jej określaniu należy w szczególności uwzględniać następujące przesłanki:

- 1) warunki panujące na rynkach finansowych i wynikające z nich poziom stóp procentowych, ocenę ryzyka wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, a także wartość aktywów przedsiębiorstwa, która jest faktycznie zaangażowana w działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło i energię elektryczną;
- 2) uwzględnienie zwrotu z kapitału w kalkulacji cen i stawek opłat nie może spowodować nadmiernego wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców;
- 3) oszczędności uzyskane w wyniku obniżenia kosztów działalności przedsiębiorstwa energetycznego wynikające z poprawy efektywności jego funkcjonowania;
- 4) poziom cen ciepła z alternatywnych źródeł ciepła, które mogłyby być, w sposób ekonomicznie i tech-

nicznie uzasadniony, wykorzystane w celu pokrycia zapotrzebowania na to ciepło.

§ 26. 1. W okresie stosowania taryfy, nie krótszym niż dwa lata, ceny i stawki opłat ustalone dla pierwszego roku jej stosowania przedsiębiorstwo energetyczne może dostosowywać do zmieniających się warunków wykonywania działalności gospodarczej w sposób określony w ust. 2.

2. Dostosowywanie cen i stawek opłat, o którym mowa w ust. 1, może nastąpić nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy od ich wprowadzenia jako obowiązujących i nie częściej niż co 12 miesięcy, a wysokość tych cen i stawek opłat oblicza się według wzoru:

$$C_{sn} = C_{sb} \times [1 + (RPI - X) : 100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{sn} – nową cenę lub stawkę opłaty;

C_{sb} – dotychczas stosowaną cenę lub stawkę opłaty przed ich zmianą;

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %];

X – współczynnik korekcyjny, ustalany dla danego rodzaju działalności gospodarczej wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy [w %].

§ 27. 1. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej jest możliwa zmiana taryfy wprowadzonej do stosowania, w trybie określonym w art. 47 ustawy lub przez zawarcie umów, o których mowa w § 4 ust. 2, po dokonaniu analizy oceny skutków ekonomicznych tych zmian.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie ceny i stawki opłat w taki sposób, aby łagodzić skutki wprowadzenia w pierwszym roku stosowania taryfy cen i stawek opłat, o których mowa w § 18-22, dla tych grup taryfowych, których ochrona ich interesów tego wymaga, biorąc pod uwagę eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 28. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło podstawą do określenia kosztów jednostkowych oraz ustale-

nia cen i stawek opłat stanowią koszty planowane dla pierwszego roku wykonywania nowej działalności gospodarczej, a uzasadnienie kalkulacji cen i stawek opłat powinno uwzględniać analizy porównawcze z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się takim samym rodzajem działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło

§ 29. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne kupuje ciepło od innego przedsiębiorstwa energetycznego w celu sprzedaży tego ciepła odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczej lub korzysta z usług przesyłowych świadczonych przez inne przedsiębiorstwo energetyczne, w rozliczeniach prowadzonych na podstawie zawartych między tymi przedsiębiorstwami umów sprzedaży ciepła i umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła stosuje się odpowiednio opłatę:

- 1) za zamówioną moc cieplną, stanowiącą iloczyn zamówionej mocy cieplnej i ceny za zamówioną moc cieplną dla określonego nośnika ciepła – opłata ta jest pobierana w 12 ratach miesięcznych;
- 2) za ciepło, stanowiącą iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu określonym w umowie sprzedaży ciepła, i ceny ciepła dla określonego nośnika ciepła – opłata ta jest pobierana za każdy miesiąc, w którym dostarczono ciepło;
- 3) za nośnik ciepła, stanowiącą iloczyn ilości tego nośnika, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu określonym w umowie sprzedaży ciepła albo umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, i ceny nośnika ciepła dla danej sieci ciepłowniczej – opłata ta jest pobierana za każdy miesiąc, w którym dostarczono nośnik ciepła;
- 4) stałą za usługi przesyłowe, stanowiącą iloczyn zamówionej mocy cieplnej i stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej sieci ciepłowniczej – opłata ta jest pobierana w 12 ratach miesięcznych;
- 5) zmienną za usługi przesyłowe, stanowiącą iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu określonym w umowie sprzedaży ciepła, i stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej sieci ciepłowniczej – opłata ta jest pobierana za każdy miesiąc, w którym dostarczono ciepło.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi rozliczenia z odbiorcami ciepła, odpowiednio do zakresu świadczonych usług dla poszczególnych grup taryfowych, na podstawie odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub w innych miejscach rozgrani-

czenia eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z wyłączeniem lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6.

2. Wytwórca ciepła w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami stosuje opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła, a w przypadku:

- 1) lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6 – opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie miesięcznych i sezonowych stawek opłat;
- 2) źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7 – opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za zamówioną moc cieplną i stawek opłat za ciepło.

3. Przedsiębiorstwo ciepłownicze w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła stosuje opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła, cen nośnika ciepła oraz stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, a w przypadku:

- 1) lokalnych źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 6 – opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie miesięcznych i sezonowych stawek opłat;
- 2) źródeł ciepła, o których mowa w § 7 ust. 7 – opłaty obliczane na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za zamówioną moc cieplną i stawek opłat za ciepło;
- 3) zakupu ciepła od innego przedsiębiorstwa energetycznego – opłaty obliczane na podstawie cen i stawek opłat ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, od którego jest kupowane ciepło sprzedawane odbiorcom.

4. Dystrybutor ciepła, w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła, stosuje opłaty obliczane na podstawie:

- 1) ustalonych w taryfie stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe;
- 2) cen i stawek opłat ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, od którego jest kupowane ciepło sprzedawane odbiorcom.

5. Przedsiębiorstwo obrotu ciepłem w rozliczeniach prowadzonych z odbiorcami ciepła stosuje opłaty obliczane na podstawie stawek opłat za obsługę odbiorców, ustalonych w taryfie tego przedsiębiorstwa, oraz opłaty obliczane na podstawie:

- 1) cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła, ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwa energetyczne, od których jest kupowane ciepło sprzedawane odbiorcom;
- 2) stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, ustalonych dla danej sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi przesyłowe dla przedsiębiorstwa obrotu ciepłem.

§ 31. Przedsiębiorstwo energetyczne wyodrębnia w fakturze wystawionej odbiorcy ciepła opłaty obliczone na podstawie cen lub stawek opłat ustalonych przez:

- 1) to przedsiębiorstwo w taryfie dla ciepła;
- 2) inne przedsiębiorstwa energetyczne, z którymi prowadzi rozliczenia w obrocie ciepłem.

§ 32. Rodzaje opłat pobieranych od odbiorców ciepła oraz podstawy i sposób ich obliczania powinny być określone w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej, a wysokość tych opłat oblicza się w następujący sposób:

- 1) miesięczna rata opłaty za zamówioną moc cieplną, pobierana w każdym miesiącu, stanowi iloczyn zamówionej mocy cieplnej oraz 1/12 ceny za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej lub stawki opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej zasilanej ze źródła ciepła, o którym mowa w § 7 ust. 7;
- 2) opłata za ciepło, pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, stanowi iloczyn ilości dostarczonego ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego na przyłączy do węzła cieplnego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, o których mowa w § 30 ust. 1, oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej lub stawki opłaty za ciepło dla danej grupy taryfowej zasilanej ze źródła ciepła, o którym mowa w § 7 ust. 7;
- 3) opłata za nośnik ciepła, pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór nośnika ciepła, stanowi iloczyn ilości nośnika ciepła dostarczonego do napełniania i uzupełnienia ubytków wody w instalacjach odbiorczych, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w węźle cieplnym, oraz ceny nośnika ciepła dla danej grupy taryfowej;
- 4) miesięczna rata opłaty stałej za usługi przesyłowe, pobierana w każdym miesiącu, stanowi iloczyn zamówionej mocy cieplnej oraz 1/12 stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej;
- 5) opłata zmienna za usługi przesyłowe, pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, stanowi iloczyn ilości dostarczonego ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego na przyłączy do węzła cieplnego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, o których mowa w § 30 ust. 1, oraz stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej;
- 6) miesięczna rata opłaty za obsługę odbiorców, pobierana przez przedsiębiorstwo obrotu ciepłem w każdym miesiącu, stanowi iloczyn zamówionej mocy cieplnej i 1/12 stawki opłaty za obsługę odbiorców dla danej grupy taryfowej.

§ 33. W przypadku odbiorców zasilanych z lokalnych źródeł ciepła, niewyposażonych w układy pomiarowo-

-rozliczeniowe, o których mowa w § 7 ust. 6, rodzaje opłat pobieranych od odbiorców ciepła oraz podstawa i sposób ich obliczania powinny być określone w umowie sprzedaży ciepła, a wysokość tych opłat oblicza się w następujący sposób:

- 1) opłata miesięczna, pobierana w każdym miesiącu, stanowi iloczyn stawki opłaty miesięcznej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła i powierzchni lokali w obiektach odbiorcy;
- 2) opłata sezonowa, pobierana przez 7 miesięcy sezonu grzewczego, stanowi iloczyn stawki opłaty sezonowej dla danego rodzaju lokalnych źródeł ciepła i powierzchni lokali w obiektach odbiorcy.

§ 34. 1. W przypadku dostarczania ciepła do grupowego węzła ciepłego, obsługującego obiekty więcej niż jednego odbiorcy, zawarte z odbiorcami umowy sprzedaży ciepła, umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo umowy kompleksowe powinny określać także rodzaje opłat pobieranych od tych odbiorców oraz podstawy ich obliczania.

2. O ile umowy, o których mowa w ust. 1, nie stanowią inaczej, wysokość opłat oblicza się w następujący sposób:

- 1) miesięczne raty opłaty za zamówioną moc cieplną, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 ceny za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej;
- 2) miesięczne raty opłaty stałej za usługi przesyłowe, pobierane od odbiorców w każdym miesiącu, stanowią iloczyn zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy oraz 1/12 stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe dla danej grupy taryfowej;
- 3) opłata za dostarczone ciepło, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, jest obliczana w następujący sposób:
 - a) w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłatę za ciepło dostarczone:
 - w celu ogrzewania – oblicza się jako iloczyn ilości ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w obiektach danego odbiorcy, oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej,
 - w celu podgrzewania wody wodociągowej – oblicza się według wzoru:

$$O_{cwo} = Q_{wgcw} \times C_{wg} \times G_{cwo} : G_{scwo}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{cwo} – opłatę za ciepło dostarczone w celu podgrzewania wody wodociągowej, obliczoną dla danego odbiorcy [w zł];
- Q_{wgcw} – ilość ciepła dostarczonego do grupowego węzła ciepłego w celu podgrzewania wody

wodociągowej, określoną na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w tym węźle [w GJ];

- C_{wg} – cenę ciepła dla danej grupy taryfowej [w zł/GJ];
- G_{cwo} – sumę odczytów wskazań wodomierzy zainstalowanych na przyłączach do instalacji ciepłej wody w obiektach danego odbiorcy [w m³];
- G_{scwo} – sumę odczytów wskazań wodomierzy zainstalowanych na przyłączach do instalacji ciepłej wody we wszystkich obiektach zasilanych z grupowego węzła ciepłego [w m³];

- b) w przypadku gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłatę za ciepło oblicza się jako sumę iloczynów ilości ciepła dostarczonego do grupowego węzła ciepłego, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w węźle ciepłym, oraz ceny ciepła dla danej grupy taryfowej;
- 4) opłata zmienna za usługi przesyłania i dystrybucji ciepła, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, jest obliczana:
 - a) w przypadku, gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne – jako iloczyn stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłania i dystrybucji ciepła dla danej grupy taryfowej oraz łącznej ilości ciepła, ustalonej w sposób określony w pkt 3 lit. a,
 - b) w przypadku, gdy zewnętrzne instalacje odbiorcze nie są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne – jako iloczyn stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłania i dystrybucji ciepła dla danej grupy taryfowej oraz łącznej ilości ciepła, ustalonej w sposób określony w pkt 3 lit. b;
- 5) opłata za nośnik ciepła, pobierana od odbiorców za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór nośnika ciepła, dostarczonego do napełniania i uzupełnienia ubytków wody w instalacji centralnego ogrzewania, jest obliczana według wzoru:

$$O_{no} = G_{nwg} \times C_n \times N_{oo} : N_{owg}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{no} – opłatę za nośnik ciepła, obliczoną dla danego odbiorcy [w zł];
- G_{nwg} – ilość nośnika ciepła dostarczonego do grupowego węzła ciepłego w celu napełniania i uzupełnienia ubytków wody w połączonej z tym węźłem instalacji centralnego ogrzewania [w m³];
- C_n – cenę nośnika ciepła dla danej grupy taryfowej [w zł/m³];
- N_{oo} – sumę mocy cieplnej instalacji ogrzewania dla obiektów danego odbiorcy [w MW];
- N_{owg} – sumę mocy cieplnej instalacji ogrzewania dla

wszystkich obiektów zasilanych z grupowego węzła ciepłego [w MW].

§ 35. 1. W przypadku gdy na wniosek odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne zawarło z nim umowę, w której zamiast ustalonych w taryfie ceny za zamówioną moc ciepłą i ceny ciepła lub stawki opłaty miesięcznej i stawki opłaty za ciepło określono średnią cenę ciepła albo zamiast ustalonych w taryfie stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe i stawki opłaty zmiennej za te usługi określono średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe, rozliczenia z takim odbiorcą prowadzone są na podstawie średniej ceny ciepła i średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe, obliczonych w sposób określony w § 23 ust. 2 i 3.

2. Rodzaje opłat pobieranych od odbiorcy ciepła oraz podstawa i sposób ich obliczania powinny być określone w umowie, o której mowa w ust. 1, a wysokość tych opłat oblicza się w następujący sposób:

- 1) opłata za ciepło, pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, stanowi iloczyn ilości dostarczonego ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w przyłączy do węzła ciepłego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, o których mowa w § 30 ust. 1, oraz średniej ceny ciepła, o której mowa w ust. 1;
- 2) opłata za usługi przesyłowe, pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpił pobór ciepła, stanowi iloczyn ilości dostarczonego ciepła, ustalonej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego na przyłączy do węzła ciepłego lub do zewnętrznych instalacji odbiorczych albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, o których mowa w § 30 ust. 1, oraz średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe, o której mowa w ust. 1.

§ 36. 1. Opłatę za przyłączenie oblicza się jako iloczyn długości przyłącza i stawki opłaty za przyłączenie, ustalonej w taryfie dla danego rodzaju przyłącza.

2. W przypadku grupowego węzła ciepłego, z którym połączone są instalacje odbiorcze zasilające obiekty więcej niż jednego odbiorcy, opłatę za przyłączenie grupowego węzła ciepłego do sieci ciepłowniczej, ustaloną w sposób określony w ust. 1, dzieli się między poszczególnych odbiorców proporcjonalnie do ich udziału w obciążeniu grupowego węzła ciepłego według wzoru:

$$O_{po} = O_{pwg} \times N_o : N_{wg}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{po} – opłatę za przyłączenie dla danego odbiorcy;
 O_{pwg} – opłatę za przyłączenie grupowego węzła ciepłego do sieci ciepłowniczej;
 N_o – sumę zamówionej mocy cieplnej dla obiektów danego odbiorcy [w MW];
 N_{wg} – sumę zamówionej mocy cieplnej dla wszystkich

obiektów obsługiwanych przez grupowy węzeł cieplny [w MW].

§ 37. 1. W przypadku uszkodzenia lub stwierdzenia nieprawidłowych wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie braku prawidłowego pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, wysokość opłat ustala się w sposób określony w rozporządzeniu, o ile umowa sprzedaży ciepła, umowa o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.

2. W przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ilość ciepła dostarczonego w okresie braku prawidłowego pomiaru, oznaczoną symbolem „ Q_b ”, oblicza się według wzoru:

$$Q_b = [Q_{ow} (t_w - t_b) : (t_w - t_o) + Q_{cwt}] \times h_b : h_o$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Q_b – ilość ciepła dostarczonego w okresie braku prawidłowego pomiaru [w GJ];
 Q_{ow} – ilość ciepła zależną od warunków atmosferycznych, dostarczoną na ogrzewanie i wentylację w miesięcznym okresie rozliczeniowym przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego [w GJ];
 Q_{cwt} – ilość ciepła niezależną od warunków atmosferycznych, dostarczoną na podgrzewanie wody wodociągowej i na cele technologiczne w miesięcznym okresie rozliczeniowym przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego [w GJ];
 t_w – normatywną temperaturę ogrzewanych pomieszczeń [w °C];
 t_b – średnią temperaturę zewnętrzną w okresie braku prawidłowego pomiaru [w °C];
 t_o – średnią temperaturę zewnętrzną w miesięcznym okresie rozliczeniowym przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego [w °C];
 h_b – liczbę dni w okresie braku prawidłowego pomiaru;
 h_o – liczbę dni w miesięcznym okresie rozliczeniowym przed uszkodzeniem układu pomiarowo-rozliczeniowego.

3. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowych wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego wprowadza się uzgodnioną przez strony korektę odczytów wskazań tego układu, a jeżeli uzgodnienie tej korekty nie jest możliwe, ilość ciepła dostarczonego w okresie nieprawidłowych wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oblicza się w sposób określony w ust. 2.

4. Jeżeli nie można ustalić liczby dni w okresie braku prawidłowego pomiaru, ilość dostarczonego ciepła oblicza się, poczynawszy od dnia rozpoczęcia okresu rozliczeniowego do dnia usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości.

5. Żądanie odbiorcy sprawdzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub zawiadomienie o jego wadliwym działaniu nie zwalnia odbiorcy od terminowe-

go regulowania bieżących należności za usługi związane z zaopatrzeniem w ciepło.

6. Odbiorca pokrywa koszty zażądane przez niego sprawdzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadku, gdy nie stwierdzono:

- 1) błędów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego większego od określonego w odrębnych przepisach, z uwzględnieniem klasy dokładności;
- 2) innych niż wymienione w pkt 1 wad powodujących nieprawidłowe działanie układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 38. 1. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców lub niedotrzymania przez odbiorcę warunków określonych w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowie kompleksowej, o ile umowy te nie stanowią inaczej, wysokość opłat ustala się w następujący sposób:

1) jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne bez zmiany postanowień umowy sprzedaży ciepła, umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła lub umowy kompleksowej:

- a) zwiększyło obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczyło jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła i zamówioną moc cieplną przyjmuje się obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła,
- b) zmniejszyło obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczyło jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za zamówioną moc cieplną przyjmuje się zmniejszone natężenie przepływu,
- c) podniosło temperaturę dostarczanego nośnika ciepła i przekroczyło jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się temperaturę nośnika ciepła, w wysokości określonej w umowie,
- d) obniżyło temperaturę dostarczanego nośnika ciepła i przekroczyło jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się obniżoną temperaturę nośnika ciepła;

2) jeżeli odbiorca, bez zmiany postanowień umowy sprzedaży ciepła, umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła lub umowy kompleksowej:

- a) zwiększył obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczył jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła i zamówioną moc cieplną przyjmuje się zwiększone natężenie przepływu nośnika ciepła,
- b) zmniejszył obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i przekroczył jego dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za:
 - ilość dostarczonego ciepła – przyjmuje się zmniejszone natężenie przepływu nośnika ciepła,

- zamówioną moc cieplną – przyjmuje się obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła,
- c) podniósł temperaturę zwracanego nośnika ciepła i przekroczył jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się temperaturę nośnika ciepła, która jest zgodna z warunkami umowy,
- d) obniżył temperaturę zwracanego nośnika ciepła i przekroczył jej dopuszczalne odchylenie, do obliczenia wysokości opłat za ilość dostarczonego ciepła przyjmuje się obniżoną temperaturę nośnika ciepła.

2. Sprawdzenie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców i dotrzymywania przez odbiorcę warunków umowy sprzedaży ciepła lub umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowy kompleksowej w zakresie określonym w ust. 1 jest dokonywane, o ile umowy te nie stanowią inaczej, na podstawie średniego natężenia przepływu i temperatury nośnika ciepła w:

- 1) okresie doby – gdy nośnikiem ciepła jest woda;
- 2) ciągu godziny – gdy nośnikiem ciepła jest para.

3. O ile umowa nie stanowi inaczej, średnie natężenie przepływu i średnia temperatura nośnika ciepła, o których mowa w ust. 2, stanowią podstawę do ustalania opłat za zamówioną moc cieplną i ciepło oraz opłaty stałej i zmiennej za usługi przesyłowe, pobieranych za miesiąc, w którym stwierdzono niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub niedotrzymanie przez odbiorcę warunków umowy.

§ 39. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty w przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków umowy sprzedaży ciepła lub umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo umowy kompleksowej w zakresie:

- 1) terminów rozpoczęcia i zakończenia dostarczania ciepła w celu ogrzewania;
- 2) planowanych przerw w dostarczaniu ciepła w okresie letnim.

2. Wysokość bonifikat, o których mowa w ust. 1, jeżeli umowa sprzedaży ciepła lub umowa o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:

- 1) jeżeli rozpoczęcie lub zakończenie dostarczania ciepła w celu ogrzewania nastąpiło z opóźnieniem w stosunku do ustalonych standardów jakościowych obsługi odbiorców, bonifikata stanowi 1/30 miesięcznej opłaty za zamówioną moc cieplną dla obiektów, w których nastąpiło opóźnienie – za każdą rozpoczętą dobę opóźnienia;
- 2) jeżeli planowa przerwa w dostarczaniu ciepła w okresie letnim była dłuższa od ustalonych standardów jakościowych obsługi odbiorców, bonifikata stanowi 1/30 miesięcznej opłaty za zamówioną moc cieplną dla obiektów, w których nastąpiło przedłużenie przerwy w dostarczaniu ciepła – za każdą rozpoczętą dobę przedłużenia tej przerwy.

§ 40. 1. Zamówiona moc cieplna jest ustalana przez odbiorcę co najmniej na okres 12 miesięcy i może być zmieniona wyłącznie w terminie ustalonym w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

2. W przypadku gdy zamówiona przez odbiorcę moc cieplna jest mniejsza od mocy cieplnej określonej w umowie o przyłączenie danego obiektu do sieci ciepłowniczej albo gdy wartości współczynnika wykorzystania zamówionej mocy cieplnej znacznie różnią się od wartości technicznie uzasadnionych, przedsiębiorstwo energetyczne może dokonać w sezonie grzewczym kontroli prawidłowości określenia przez odbiorcę zamówionej mocy cieplnej.

3. Jeżeli zawarta z odbiorcą umowa nie stanowi inaczej, sprawdzenie, o którym mowa w ust. 2, może być dokonane na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz następujących obliczeń:

$$N_{sdco} = Q_{dco} : 24$$

$$N_{sdcw} = Q_{dcw} : 24$$

$$i \quad N_z = N_{sdco} (t_w - t_o) : (t_w - t_{sd}) + N_{sdcw}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

N_{sdco} – średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze w danym obiekcie w ciągu doby, podczas której średnia temperatura zewnętrzna wynosiła t_{sd} [w MW];

Q_{dco} – ilość ciepła dostarczonego na cele grzewcze w ciągu doby, dla której obliczany jest średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze w danym obiekcie, określona na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego [w MWh];

N_{sdcw} – średni pobór mocy cieplnej na cele podgrzewania wody wodociągowej w danym obiekcie w ciągu doby, podczas której średnia temperatura zewnętrzna wynosiła t_{sd} [w MW];

Q_{dcw} – ilość ciepła dostarczonego na cele podgrzewania wody wodociągowej w ciągu doby, dla której obliczany jest średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze w danym obiekcie, określona na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego [w MWh];

N_z – obliczoną wielkość zamówionej mocy cieplnej dla danego obiektu [w MW];

t_w – normatywną temperaturę ogrzewanych pomieszczeń w danym obiekcie [w K];

t_o – obliczeniową temperaturę zewnętrzną dla strefy klimatycznej, w której jest zlokalizowany dany obiekt [w K];

t_{sd} – średnią temperaturę zewnętrzną w ciągu doby, dla której obliczono średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze i na cele podgrzewania wody wodociągowej w danym obiekcie N_{sdco} i N_{sdcw} [w K].

4. W przypadku powstania sporu w sprawie ustalenia wielkości zamówionej mocy cieplnej, jeżeli zawarta

przez strony umowa nie stanowi inaczej, przedsiębiorstwo energetyczne zleca wykonanie audytu energetycznego przez uprawnioną jednostkę według standardów określonych w odrębnych przepisach, a wynik tego audytu jest wiążący dla obu stron.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne obciąża odbiorcę kosztami wykonania audytu, o którym mowa w ust. 4, jeżeli wynik tego audytu potwierdził zaniżenie przez odbiorcę wielkości zamówionej mocy cieplnej.

§ 41. 1. W przypadku wodnych sieci ciepłowniczych przedsiębiorstwo energetyczne ustala obliczeniowe natężenie przepływu w przyłączach do poszczególnych węzłów cieplnych na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców dla obiektów zasilanych z tych węzłów i różnicy temperatury wody dostarczanej do przyłącza i zwracanej do sieci ciepłowniczej w warunkach obliczeniowych na podstawie wzoru:

$$G_o = \frac{N_z}{c_w \times \rho_{sr} \times [(T_{zo} - dT_{zo}) - T_{po}]} \times 3.6 \times 10^6$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

G_o – obliczeniowe natężenie przepływu wody w danym przyłączu do węzła cieplnego [w m³/h];

N_z – zamówioną moc cieplną dla obiektów zasilanych z danego węzła cieplnego [w MW];

c_w – średnie ciepło właściwe wody w parametrach pracy węzła w warunkach obliczeniowych [w kJ/kgK];

ρ_{sr} – średnią gęstość wody w parametrach pracy węzła w warunkach obliczeniowych [w kg/m³];

T_{zo} – temperaturę wody w rurociągu zasilającym dany węzeł cieplny, określoną w tabeli regulacyjnej dla danej sieci ciepłowniczej dla warunków obliczeniowych [w K];

dT_{zo} – obniżenie temperatury wody dostarczanej do danego przyłącza wskutek strat ciepła podczas przesyłania [w K];

T_{po} – temperaturę wody w rurociągu powrotnym z danego węzła cieplnego, określoną dla warunków obliczeniowych [w K].

2. Obniżenie temperatury wody w przyłączu dT_{zo} , o którym mowa w ust. 1, powinno być określone w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

3. Temperaturę wody zwracanej z danego węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej ustala się, uwzględniając jego układ funkcjonalny i warunki cieplno-hydrauliczne oraz maksymalne wykorzystanie ciepła w urządzeniach zainstalowanych w węźle.

4. Obliczeniowe natężenie przepływu wody dla węzła cieplnego stanowi podstawę doboru urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła w tym przyłączu.

§ 42. 1. Wielkość poboru mocy cieplnej oblicza się na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Przy dostarczaniu ciepła, którego nośnikiem jest para wodna, wielkość poboru mocy cieplnej oblicza się jako różnicę odczytów wskazań ciepłomierza, dokonanych w odstępie jednej godziny, a w przypadku braku ciepłomierza – na podstawie średniego w ciągu godziny natężenia przepływu, ciśnienia i temperatury pary dostarczanej ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej lub z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego oraz średniego w ciągu tej godziny natężenia przepływu i temperatury skroplin, zwracanych z sieci ciepłowniczej do źródła ciepła lub z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej.

3. Przy dostarczaniu ciepła, którego nośnikiem jest gorąca woda, wielkość poboru mocy cieplnej oblicza się jako 1/24 różnicy odczytów wskazań ciepłomierza, dokonanych w odstępie 24 godzin, a w przypadku braku ciepłomierza – na podstawie średniego w ciągu doby natężenia przepływu i temperatury wody dostarczanej ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej lub z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego oraz średniego w ciągu tej doby natężenia przepływu i temperatury wody zwracanej z sieci ciepłowniczej do źródła ciepła lub z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej.

4. Ograniczenie lub przekroczenie mocy cieplnej określa się jako różnicę między wielkością poboru mocy cieplnej, obliczoną w sposób określony w ust. 2 lub 3, a mocą cieplną określoną w przypadku, gdy nośnikiem ciepła jest:

- 1) para wodna – na podstawie umowy zawartej między stronami;
- 2) gorąca woda – na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i parametrów tego nośnika, określonych w tabeli regulacyjnej, dla tych samych warunków atmosferycznych, w których określono wielkość poboru mocy cieplnej.

5. Jeżeli umowa sprzedaży ciepła lub umowa o świadczenie usługi przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, a ustalone w odrębnych przepisach standardy jakościowe obsługi odbiorców określające dopuszczalne odchylenia natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła są dotrzymane przez przedsiębiorstwo energetyczne, wynikające z tych odchyłeń dopuszczalne ograniczenie mocy cieplnej wynosi w warunkach obliczeniowych:

- 1) przy dostarczaniu ciepła do sieci ciepłowniczej:
 - a) do 7% – gdy nośnikiem ciepła jest woda,
 - b) do 10% – gdy nośnikiem ciepła jest para;
- 2) przy dostarczaniu ciepła do węzła cieplnego:
 - a) do 10% – gdy nośnikiem ciepła jest woda,
 - b) do 17% – gdy nośnikiem ciepła jest para.

§ 43. 1. Jeżeli z powodu niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców nastąpiło ograniczenie mocy cieplnej, o ile umowa sprzedaży ciepła lub umowa o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła

albo umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, odbiorcy przysługuje bonifikata, której wysokość oblicza się w następujący sposób:

- 1) jeżeli ograniczenie mocy cieplnej wynosi do 40%, wysokość bonifikaty oblicza się według wzorów:

$$S_u = S_{um} + S_{uc}$$

$$S_{um} = 0,25 (N_t - N_p) \times C_n \times h_p : 365$$

$$S_{uc} = 0,4 (N_t - N_p) \times 3,6 \times 24 \times h_p \times C_c$$

- 2) jeżeli ograniczenie mocy cieplnej wynosi powyżej 40%, wysokość bonifikaty oblicza się według wzorów:

$$S_u = S_{um} + S_{uc}$$

$$S_{um} = 0,5 (N_t - N_p) \times C_n \times h_p : 365$$

$$S_{uc} = 0,8 (N_t - N_p) \times 3,6 \times 24 \times h_p \times C_c$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_u – łączną bonifikatę za ograniczenia w dostarczeniu ciepła;
- S_{um} – bonifikatę za ograniczenie mocy cieplnej;
- S_{uc} – bonifikatę za niedostarczone ciepło;
- N_t – moc cieplną określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła określonych w tabeli regulacyjnej [w MW];
- N_p – rzeczywistą moc cieplną, określoną na podstawie natężenia przepływu i rzeczywistych parametrów nośnika ciepła [w MW];
- 24 – mnożnik, oznaczający 24 godziny w ciągu doby [w h];
- h_p – liczbę dni, w których wystąpiły ograniczenia w dostarczaniu ciepła, spowodowane niedotrzymaniem przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- C_n – cenę za zamówioną moc cieplną dla danej grupy taryfowej [w zł/MW];
- C_c – cenę ciepła dla danej grupy taryfowej [w zł/GJ].

2. Niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, o których mowa w ust. 1, wymaga potwierdzenia protokołem podpisanym przez strony, które zawarły umowę sprzedaży ciepła lub umowę o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowę kompleksową.

3. W przypadku niestawienia się przedstawiciela jednej ze stron w uzgodnionym miejscu i czasie w celu sporządzenia protokołu, o którym mowa w ust. 2, protokół może być sporządzony przez jedną ze stron oraz stanowi podstawę do dochodzenia bonifikat, o których mowa w ust. 1.

§ 44. Bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, obliczone w sposób określony w § 43 ust. 1 na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w grupowym węźle cieplnym, obsługującym obiekty więcej niż jednego odbiorcy, dzieli się między poszczególnych odbiorców proporcjonalnie do ich udziału w obciążeniu grupowego węzła cieplnego według wzoru:

$$U_o = U_{wg} \times N_o : N_{wg}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- U_o – bonifikata dla danego odbiorcy;
 U_{wg} – bonifikata obliczona na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w grupowym węźle cieplnym;
 N_o – zamówioną moc cieplną dla obiektów danego odbiorcy [w MW];
 N_{wg} – zamówioną moc cieplną dla wszystkich obiektów zasilanych z grupowego węzła cieplnego [w MW].

§ 45. 1. W przypadku gdy ciepło jest pobierane bez zawarcia umowy sprzedaży ciepła lub umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne obciąża nielegalnie pobierającego ciepło opłatami w wysokości wynikającej z pięciokrotności cen za zamówioną moc cieplną i ciepło oraz stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe, określonych w taryfie dla grupy taryfowej, której kryteria odpowiadają nielegalnie pobierającemu ciepło, oraz:

- 1) wielkości nielegalnie pobranej przez niego mocy cieplnej, ustalonej na podstawie wielkości jego obiektów, w których ciepło jest pobierane bez zawarcia umowy, oraz zamówionej mocy cieplnej dla podobnych obiektów;
- 2) wielkości nielegalnie pobranego przez niego ciepła, ustalonej na podstawie wielkości nielegalnie pobranej mocy cieplnej, o której mowa w pkt 1, i średniego czasu jej wykorzystania dla podobnych obiektów.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, oblicza się dla całego nieobjętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania ciepła, a w przypadku braku możliwości udowodnienia tego okresu – dla okresu roku.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w wysokości obliczonej na podstawie dwukrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla danej grupy taryfowej, w przypadku, gdy odbiorca:

- 1) pobierał ciepło niezgodnie z warunkami określonymi w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła albo umowie kompleksowej, w szczególności gdy pobierał ciepło z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub dokonał ingerencji w ten układ, powodując zafalszowanie pomiarów ilości pobranego ciepła;
- 2) uniemożliwił dokonanie wstrzymania dostarczania ciepła na podstawie art. 6 ust. 3a ustawy.

4. W przypadku przekroczenia zamówionej mocy cieplnej przez odbiorcę, bez uzgodnienia z przedsiębiorstwem energetycznym lub niezgodnie z warunkami umowy, przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie wielkości mocy wynikającej z tego przekroczenia może obciążyć odbiorcę opłatą za zamówioną moc cieplną oraz opłatą stałą za usługę przesyłową w sposób określony w ust. 3.

5. Opłaty, o których mowa w ust. 3 i 4, oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpił pobór ciepła niezgodnie z umową albo odbiorca uniemożliwił wstrzymanie dostarczania ciepła, mimo spełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków określonych w art. 6 ust. 3a ustawy.

Rozdział 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 46. 1. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych, obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują do dnia określonego w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających te taryfy.

2. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w § 4 ust. 2, obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują do dnia uzgodnionego przez strony w zawartych umowach.

3. Do spraw wszczętych, a niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, dotyczących taryf, stosuje się przepisy rozporządzenia.

§ 47. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 184, poz. 1902).

§ 48. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 3 listopada 2006 r.

zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii

(Dz. U. Nr 205, poz. 1510)

Na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187) w § 3 pkt 3-10 otrzymują brzmienie:

- „3) 5,1% – w 2007 r.;
- 4) 7,0% – w 2008 r.;
- 5) 8,7% – w 2009 r.;
- 6) 10,4% – w 2010 r.;
- 7) 10,4% – w 2011 r.;
- 8) 10,4% – w 2012 r.;
- 9) 10,4% – w 2013 r.;
- 10) 10,4% – w 2014 r.”.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

1) Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r.

w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).



Elektrownia Wodna Trzyczyn

Comiesięczne spotkanie członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE zajmujących się energią elektryczną i gazem ziemnym

Połączone spotkanie odbyło się 15 listopada 2006 r. w gościnnych i przestronnych progach Banku Gospodarki Żywnościowej przy ul. Kasprzaka 14 w Warszawie. Tematem przewodnim, istotnym dla odbiorców i rynku energii była **efektywność energetyczna**.

Prezes URE dr Leszek Juchniewicz postanowił o zorganizowaniu połączonego spotkania dla członków obydwu zespołów, ponieważ poruszało tematy i aspekty, które są podstawowe dla zagadnienia efektywności energetycznej i dotyczą zarówno sektora energii elektrycznej, jak i sektora gazu. Problematyka efektywności energetycznej będzie kontynuowana na następnych spotkaniach.

Uczestnicy spotkania listopadowego mieli przyjemność wysłuchać następujących prelegentów:

- dr Samera Masri z Urzędu Regulacji Energetyki, prezentacja pt. „Efektywność energetyczna – definicje, miary, statystyka”,
- dr inż. Arkadiusza Węglarza z Krajowej Agencji Poszanowania Energii SA, prezentacja pt. „Efektywność energetyczna – polityka energetyczna UE”,
- Jacka Biedrzyckiego i Piotra Sekleckiego z Urzędu Regulacji Energetyki, prezentacja pt. „Efektywność energetyczna w prawodawstwie wspólnotowym i polskim”,
- Izabeli Najdy z Urzędu Regulacji Energetyki, prezentacja pt. „Zielona księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii – Raport z debaty”,
- dr Piotra Staręgi z Urzędu Regulacji Energetyki, prezentacja pt. „Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału”.

Poniżej przedstawione zostały wybrane prezentacje, przedstawione na ww. spotkaniu.

(Rafał Rosłon)

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA – WYBRANE ASPEKTY I DEFINICJE

dr Samer Masri

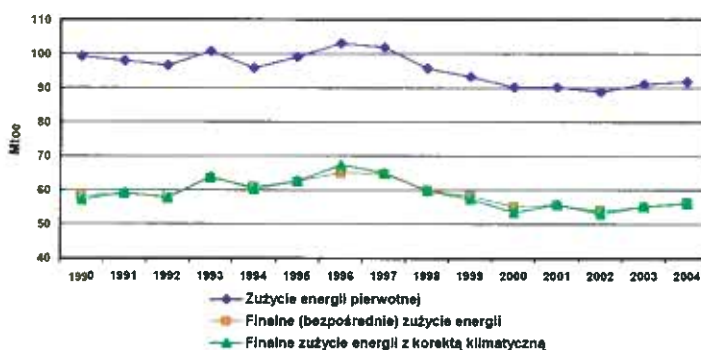
Definicje:

- efektywność energetyczna: stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii
- poprawa efektywności energetycznej: zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii

dzięki zmianom technologicznym, gospodarczym lub zmianom zachowań¹⁾.

efektywność energetyczna = wyniki / nakłady
energochłonność = nakłady / wyniki

Rysunek 1. Zużycie energii pierwotnej oraz finalne zużycie energii w Polsce w latach 1990-2004

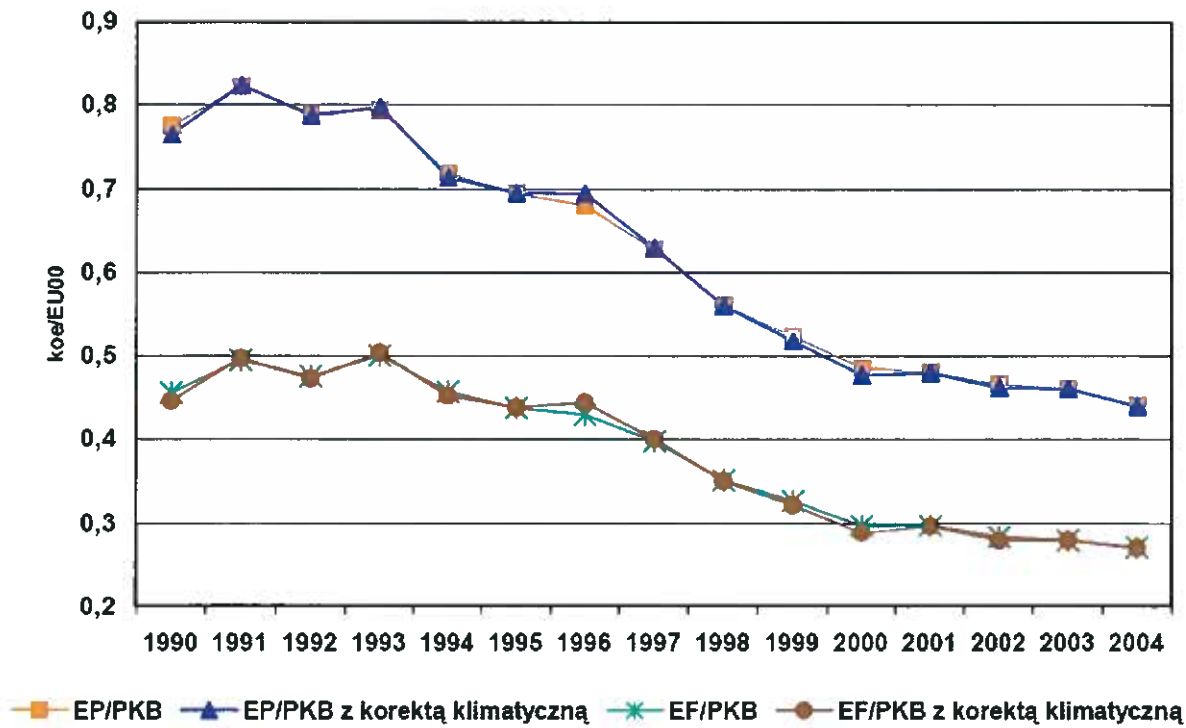


Źródło: *Efektywność wykorzystania energii w latach 1994-2004*, GUS, Warszawa 2006

1) Art. 3. Dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końco-

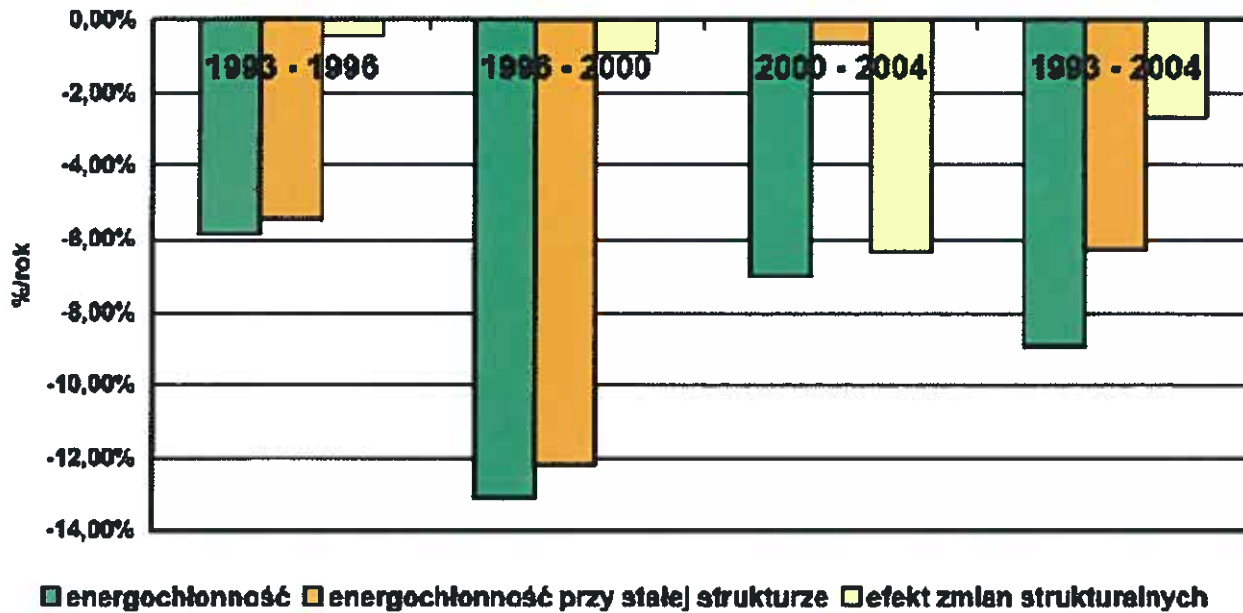
wego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG.

Rysunek 2. Zmiany wskaźnika energochłonności PKB w Polsce



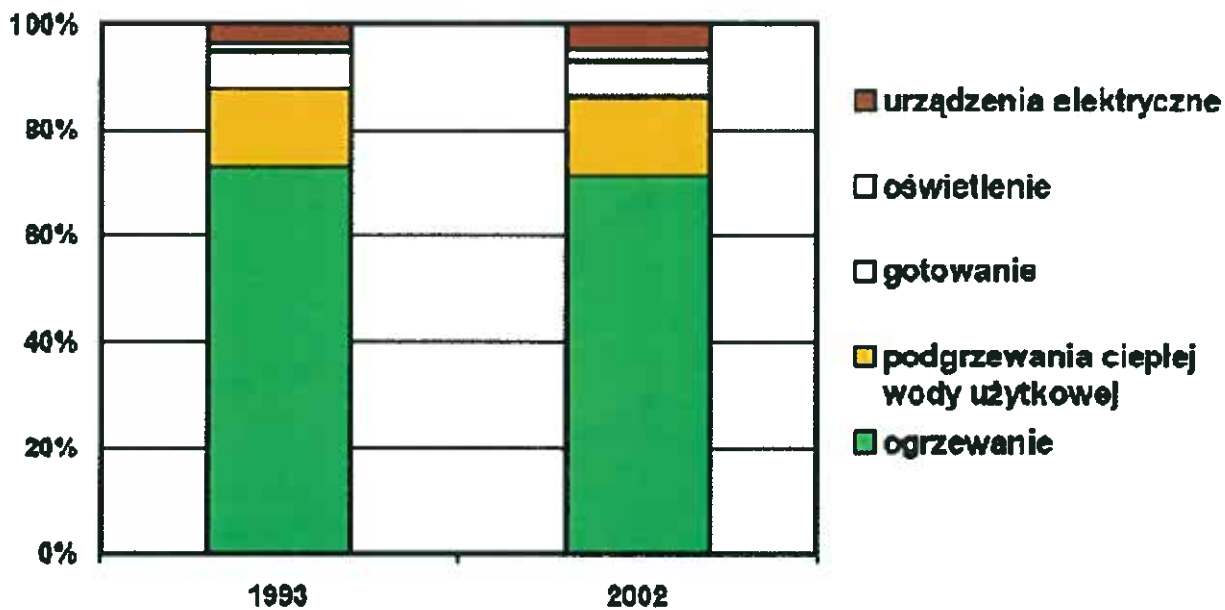
Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 1994-2004, GUS, Warszawa 2006

Rysunek 3. Zmiany energochłonności przemysłu przetwórczego – rola zmian strukturalnych



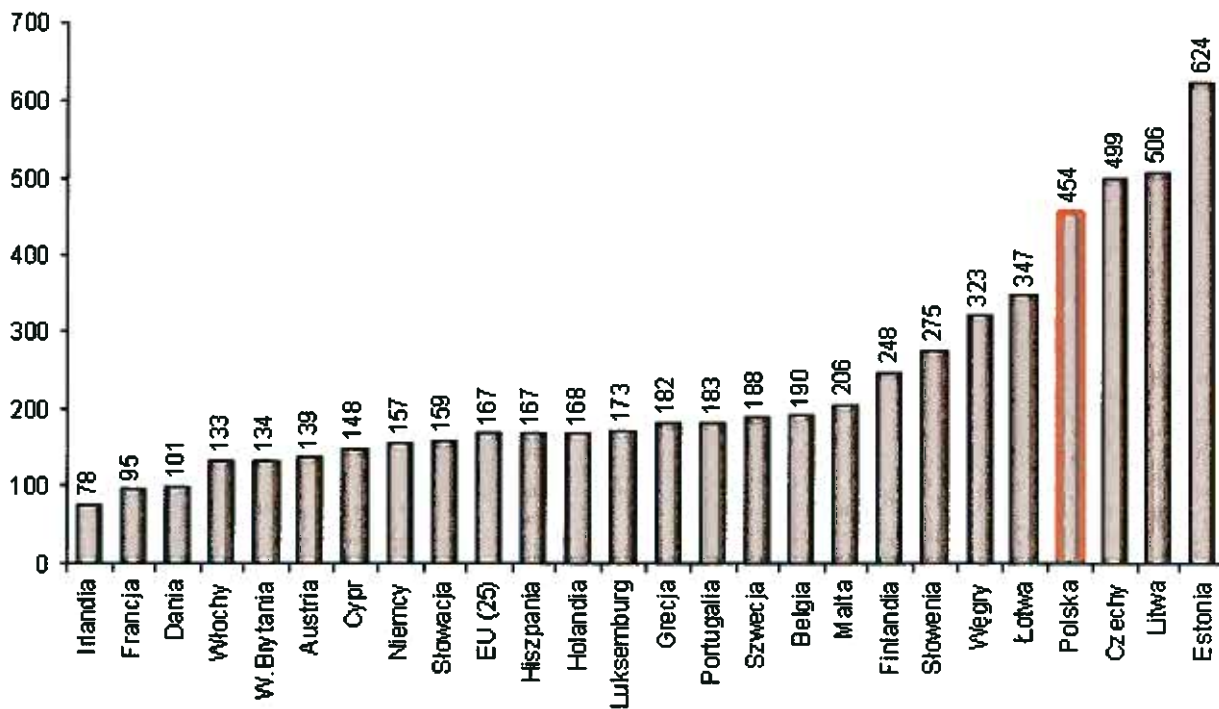
Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 1994-2004, GUS, Warszawa 2006

Rysunek 4. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych według kierunków użytkowania



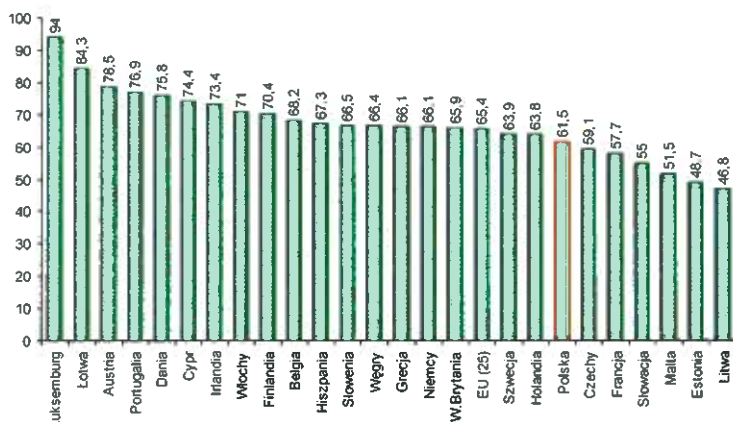
Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 1994-2004, GUS, Warszawa 2006

Rysunek 5. Energochłonność PKB w UE w 2004 r. [toe/mln euro PKB]



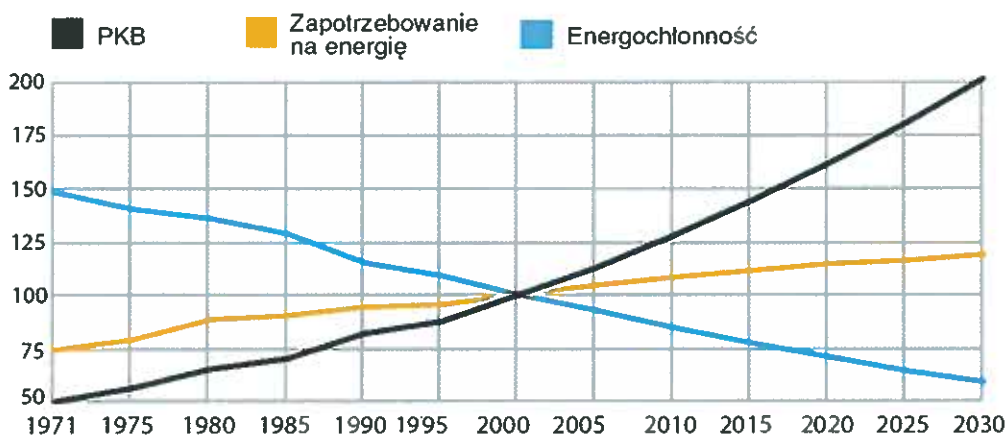
Źródło: URE na podstawie EUROSTAT'u

Rysunek 6. Efektywność końcowego wykorzystania energii w UE w 2004 r. – zużycie energii przez odbiorców końcowych/zużycie krajowe brutto [%]



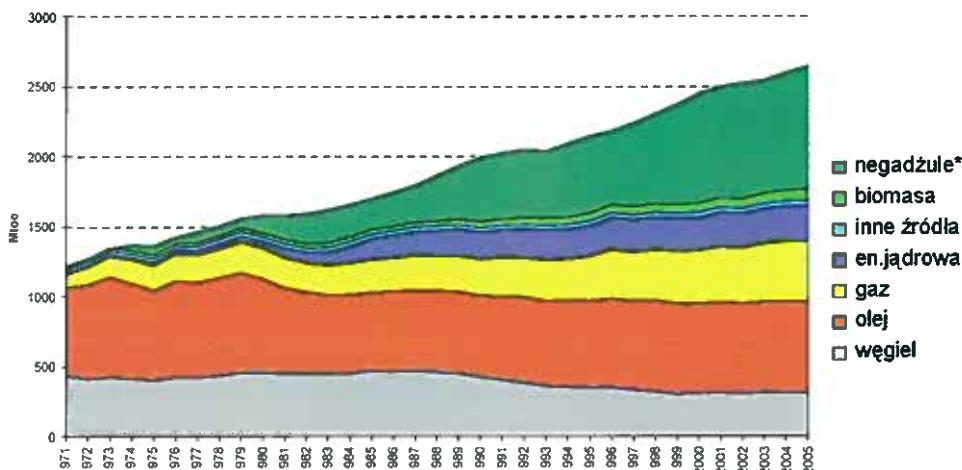
Źródło: URE na podstawie EUROSTAT'u

Rysunek 7. Długookresowy wzrost PKB, zapotrzebowania na energię i energochłonności w UE (2000 r. = 100)



Źródło: Zrób więcej za mniej, Zielona księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii, Urząd Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich, Luksemburg 2005

Rysunek 8. Zapotrzebowanie na energię na skutek racjonalizacji zużycia energii w UE



* negadźule – oszczędności energii obliczone w odniesieniu do energochłonności z 1971 r.

Źródło: Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału, Komisja Wspólnot Europejskich, Bruksela 2006

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA W PRAWODAWSTWIE WSPÓLNOTOWYM

Jacek Biedrzycki, Piotr Seklecki

Założenia wspólnej polityki efektywnego wykorzystania energii znalazły odzwierciedlenie w aktach prawnych przyjętych przez organa ustawodawcze Unii Europejskiej. Zapisy dyrektyw regulują zagadnienia efektywnościowe w wielu aspektach funkcjonowania tak przedsiębiorstw, jak i gospodarstw domowych. Stąd krótka prezentacja najistotniejszych regulacji prawnych dotyczących tego tematu.

1. Dyrektywa 2006/32/WE z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG

Głównym celem Dyrektywy 2006/32/WE¹⁾ jest osiągnięcie uzasadnionej ekonomicznie poprawy efektywności końcowego użytkownika paliw i energii w państwach Unii Europejskiej przez:

- ustalenie celów, mechanizmów i zachęt,
- ustalenie instytucjonalnych, finansowych i prawnych ram dla usunięcia istniejących barier rynkowych mających wpływ na efektywność końcowego użytkownika energii,
- promowanie programów służących poprawie efektywności energetycznej,
- rozwijanie rynku wysokiej jakości usług energetycznych dla użytkowników końcowych,
- zharmonizowanie metodologii obliczania i weryfikowania oszczędności energii.

Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do przyjęcia krajowego celu indykatywnego w zakresie oszczędności energii w wysokości 9% w dziewiątym roku jej stosowania. Czas na jej wdrożenie kraje członkowskie mają do 17 maja 2008 r.

2. Dyrektywa 2004/8/WE z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG²⁾

Dyrektywa 2004/8/WE, której dostosowanie do prawa krajowego miało nastąpić do 21 lutego 2006 r., zobowiązała Komisję Europejską do określenia ujednoczonych wartości referencyjnych sprawności rozdzielnej

produkcji energii elektrycznej i ciepła wg których będzie obliczana sprawność kogeneracji. Po określeniu przez Komisję ujednoczonych wartości referencyjnych, państwa członkowskie są zobowiązane w okresie 6 miesięcy od dnia opublikowania ww. wartości do wydania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, czyli w takiej, w której wytwarzana ilość energii przynosi oszczędności energii pierwotnej (obliczonej wg wzoru zawartego w załączniku nr III do dyrektywy) w wysokości co najmniej 10% w porównaniu z wartościami odpowiednimi dla rozdzielnej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Ponadto państwa członkowskie są obowiązane do podjęcia niezbędnych środków do zagwarantowania przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji. Państwa członkowskie mogą zapewnić tak produkowanej energii priorytetowy dostęp do systemu sieciowego. Kolejnym wsparciem dla kogeneracji jest nałożenie na państwa członkowskie obowiązku przeglądu dotychczasowego ustawodawstwa krajowego m.in. pod względem środków i mechanizmów zachęcających do projektowania jednostek kogeneracyjnych dostosowanych do gospodarczo uzasadnionego zapotrzebowania na produkcję ciepła użytkowego.

3. Dyrektywa 2005/32/WE z 6 lipca 2005 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów wykorzystujących energię

Dyrektywa 2005/32/WE, obowiązująca od 11 sierpnia 2005 r., określa ramy uwzględniania aspektów środowiskowych w procesie projektowania i opracowywania produktów. Podaje ona definicję wymagań, jakie produkty wykorzystujące energię muszą spełniać, aby mogły zostać wprowadzone na rynek. Dyrektywa zmieniła również zapisy: Dyrektywy Rady 92/42/EWG z 21 maja 1992 r. w sprawie wymogów sprawności dla nowych kotłów wody gorącej opalanych paliwem płynnym lub gazowy, Dyrektywy 96/57/WE z 3 września 1996 r. w sprawie wymagań efektywności energetycznej chłodziarek, chłodziarek-zamrażarek i zamrażarek typu domowego oraz Dyrektywy 2000/55/WE z 18 września 2000 r. w sprawie wymogów efektywności energetycznej stateczników do oświetlenia fluorescencyjnego.

1) Tocząca się od kilku lat dyskusja nad poprawą funkcjonowania wewnętrznego rynku Unii Europejskiej zaowocowała przygotowaniem przez Komisję Europejską i przedstawieniem w grudniu 2003 r. pakietu projektów aktów prawnych w skład którego wszedł m.in. projekt ww. dyrektywy (patrz: Biuletyn URE Nr 2/2005).

2) Więcej na temat tej dyrektywy w art. Małgorzaty Kozak pt. *Kogeneracja w Unii Europejskiej – nowe regulacje*, Biuletyn URE Nr 4/2004.

4. Dyrektywa 2002/91/WE z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków

Dyrektywa 2002/91/WE, która zaczęła obowiązywać od 4 stycznia 2003 r., wymaga zaostrożenia norm dotyczących zużycia energii w budynkach całej Europy. Zgodnie z zapisami dyrektywy w całej UE stosowana będzie wspólna metodologia obliczania charakterystyki energetycznej budynku. Metoda ta powinna uwzględniać wszystkie czynniki wpływające na zużycie energii i klasyfikować budynki zgodnie z ich rodzajem, wielkością i przeznaczeniem. Ponadto państwa członkowskie określą minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej a system certyfikacji oceny charakterystyki energetycznej budynków spowoduje, że poziomy zużycia energii będą bardziej przejrzyste dla właścicieli budynków, najemców i użytkowników. Obowiązek udostępniania informacji o charakterystyce energetycznej budynku nabywcy lub użytkownikowi spowoduje, że firmy budowlane lub wynajmujący będą promować energooszczędne technologie, a to z kolei będzie powodować zmniejszenie kosztów użytkowania, np. kotły grzewcze i systemy klimatyzacji o mocach większych niż ustalone minimum będą podlegać regularnym kontrolom, mającym na celu sprawdzenie ich sprawności energetycznej i emisji gazów cieplarnianych.

Pakiet legislacyjny w tej dziedzinie uzupełniają także następujące akty prawne:

- Dyrektywa Rady 92/42/EWG z 21 maja 1992 r. w sprawie wymogów sprawności dla nowych kotłów wody gorącej opalanych paliwem płynnym lub gazowym;
- Dyrektywa Rady nr 89/106/EWG z 21 grudnia 1988 r. w sprawie zbliżenia przepisów ustawowych, wykonawczych i administracyjnych państw członkowskich odnoszących się do wyrobów budowlanych;
- Dyrektywa Rady 93/68/EWG z 22 lipca 1993 r. zmieniająca m.in. Dyrektywę 89/106/EWG.

5. Etykietowanie efektywności energetycznej urządzeń AGD oraz biurowych³⁾

Zgodnie z regulacjami wspólnotowymi, wszystkie nowe sprzęty gospodarstwa domowego muszą być opatrzone etykietą energetyczną. Etykiety te są bardzo przydatne, kiedy szukamy nowych sprzętów gospodarstwa domowego, pomagają bowiem nam w podjęciu właściwej decyzji. Dla różnego rodzaju urządzeń AGD

brane są pod uwagę odmienne kryteria, jednakże standardem na wszystkich etykietach są symbole: wydajność energetyczna (skala od „A” – najbardziej efektywny do „G” – najmniej efektywny) oraz zużycie energii. Ponadto etykiety pralek i zmywarek informują o zużyciu wody i pojemności urządzenia, natomiast w przypadku żarówek oprócz skali efektywności, etykiety mówią o długości ich działania w godzinach, a także informują o ich mocach. Ilość wymienionych poniżej dyrektyw ilustruje unijny dorobek legislacyjny w tej sprawie:

- Dyrektywa Komisji 2003/66/WE z 3 czerwca 2003 r. zmieniająca Dyrektywę 94/2/WE wykonującą Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykiet efektywności energetycznej chłodziarek, chłodziarko-zamrażarek, zamrażarek typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 2002/40/WE z 8 maja 2002 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w sprawie etykiet efektywności energetycznej piekarników elektrycznych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 2002/31/WE z 22 marca 2002 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w sprawie etykiet efektywności energetycznej urządzeń klimatyzacyjnych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 1999/9/WE z 26 lutego 1999 r. zmieniająca dyrektywę 97/17/WE wykonującą Dyrektywę Rady 92/75/EWG w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej zmywarek bębnowych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 98/11/WE z 27 stycznia 1998 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykietowania energii lamp gospodarstwa domowego;
- Dyrektywa Komisji 2002/31/WE z 22 marca 2002 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w sprawie etykiet efektywności energetycznej urządzeń klimatyzacyjnych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 1999/9/WE z 26 lutego 1999 r. zmieniająca Dyrektywę 97/17/WE wykonującą Dyrektywę Rady 92/75/EWG w odniesieniu do etykiet efektywności energetycznej zmywarek bębnowych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 98/11/WE z 27 stycznia 1998 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykietowania energii lamp gospodarstwa domowego;
- Dyrektywa Komisji 97/17/WE z 16 kwietnia 1997 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykiet efektywności energetycznej zmywarek bębnowych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 96/89/WE z 17 grudnia 1996 r. zmieniająca Dyrektywę 95/12/WE wykonującą Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykiet efektywności energetycznej pralek bębnowych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 96/60/WE z 19 września 1996 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykiet efektywności energetycznej pralko-suszarek bębnowych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 95/13/WE z 23 maja 1995 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie

3) Na podstawie porozumienia z grudnia 2000 r. Stany Zjednoczone oraz Unia Europejska wspólnie koordynują program „Energy Star”, który promuje na obu rynkach urządzenia sprzętu biurowego, które charakteryzują się efektywnym zużyciem energii. Producenci sprzętu biurowego mogą dobrowolnie umieszczać na swoich produktach logo „Energy Star” zyskując tym samym uznanie, że ich produkt spełnia najwyższe kryteria efektywnościowe. Negocjacje w sprawie kontynuacji programu zakończyły się w czerwcu 2006 r. i spodziewane jest podpisanie drugiego porozumienia na przełomie 2006/2007 r.

etykiet efektywności energetycznej suszarek bębnowych typu domowego;

- Dyrektywa Komisji 95/12/WE z 23 maja 1995 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykiet efektywności energetycznej pralek bębnowych typu domowego;
- Dyrektywa Komisji 94/2/WE z 21 stycznia 1994 r. wykonująca Dyrektywę Rady 92/75/EWG w zakresie etykiet efektywności energetycznej chłodziarek, chłodziarko-zamrażarek i zamrażarek typu domowego;
- Dyrektywa Rady 92/75/EWG z 22 września 1992 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcji, zużycia energii oraz innych zasobów przez urządzenia gospodarstwa domowego.

* * *

W prawodawstwie wspólnotowym są również dyrektywy pośrednio związane z problematyką efektywności energetycznej, np. Dyrektywa 96/61/WE (IPPC) z 24 września 1996 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli; Dyrektywa 2001/80/WE (LCP) Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania; Dyrektywa 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza; Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.

Efektywność energetyczna w krajowym porządku prawnym

Podstawowe zagadnienia odnoszące się do efektywności energetycznej zapisane zostały w ustawie – Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. z późniejszymi zmianami (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217), w następujących artykułach:

- Art. 9a

Artykuł ten ustanawia pewne preferencje dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem, promuje on tym samym pro-efektywnościowe technologie wytwórcze. Preferencje te polegają na nałożeniu na:

- przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia,
- sprzedawcę z urzędu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych,
- przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem ciepłem i sprzedające to ciepło obowiązku zakupu ciepła wy-

tworzonego w źródłach odnawialnych,

- przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem.

- Art. 13 i art. 14

Artykuły te umieszczają efektywność energetyczną pośród innych ważnych celów polityki energetycznej państwa.

- Art. 16 ust. 3 pkt 3

Artykuł wprowadzając przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców do planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, stwarza podstawy do uznania przez regulatora nakładów poniesionych na ww. cel za koszty uzasadnione, w procesie zatwierdzania taryf (tychże przedsiębiorstw sieciowych).

- Art. 23 ust. 2

Zapisy tego artykułu umiejscawiają różne obowiązki związane z szeroko rozumianym pomiarem, kontrolowaniem i rozpowszechnianiem informacji nt. poprawy efektywności energetycznej w zakresie działania Prezesa URE.

- Art. 45

Artykuł pozwala na uwzględnienie nakładów inwestycyjnych poniesionych przez elektroenergetyczne przedsiębiorstwa sieciowe na m.in. poprawę efektywności wytwarzania energii elektrycznej w latach 1993-1998, w kosztach uzasadnionych działalności tychże przedsiębiorstw. Stwarza on także możliwość uwzględnienia w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła kosztów współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców.

- Art. 46

Zapisy artykułu 46 nakładają na ministra właściwego ds. gospodarki obowiązek wydania rozporządzeń określających szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła wraz ze szczegółowymi zasadami rozliczeń w obrocie tymi nośnikami energii. W świetle tego artykułu wymienione wcześniej rozporządzenia uwzględniać muszą m.in. zapisy o poprawie efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła.

- Art. 52

Artykuł ten nakłada na producentów i importerów wprowadzanych do obrotu urządzeń obowiązek zamieszczania informacji o efektywności energetycznej tychże na etykiecie i w charakterystyce technicznej.

Akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne regulujące poszczególne zagadnienia z obszaru efektywności:

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 20 maja 2005 r. w sprawie wymagań dotyczących dokumentacji technicznej, stosowania etykiet i charakterystyk technicznych oraz wzorów etykiet dla urządzeń (Dz. U. z 6 czerwca 2005 r.),

- Rozporządzenia taryfowe z 2004 r.,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 17 grudnia 2004 r.),
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 29 grudnia 2005 r.).

Ustawa o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych z 18 grudnia 1998 r. (Dz. U. z 1998 r. Nr 162, poz. 1121 z 30 grudnia 1998 r.).

Celem ustawy jest:

- wspieranie przedsięwzięć termomodernizacyjnych nakierowanych na:
 - a) zmniejszenie zużycia energii dostarczanej do budynków mieszkalnych, budynków zbiorowego zamieszkania i budynków służących do wykonywania przez jednostki samorządu terytorialnego zadań publicznych na potrzeby ogrzewania oraz podgrzewania wody użytkowej;
 - b) zmniejszenie strat energii w lokalnych sieciach ciepłowniczych oraz zasilających je lokalnych źródłach ciepła, jeżeli budynki wymienione

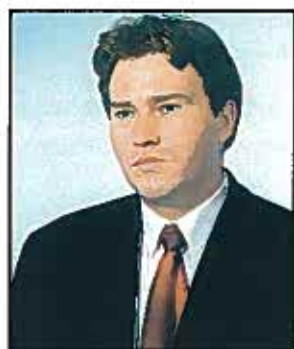
w lit. a), do których dostarczana jest z tych sieci energia, spełniają wymagania w zakresie oszczędności energii określone obowiązującymi przepisami lub zostały podjęte działania mające na celu zmniejszenie zużycia energii dostarczanej do tych budynków;

- c) całkowitą lub częściową zamianę konwencjonalnych źródeł energii na źródła niekonwencjonalne, w tym źródła odnawialne,
- stworzenie Funduszu Termomodernizacji i dysponowanie jego środkami.

Akty wykonawcze do powyższej ustawy regulujące zagadnienia przeprowadzania i weryfikacji audytu energetycznego:

- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 15 stycznia 2002 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy audytu energetycznego. (Dz. U. z 15 lutego 2002 r.),
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 15 stycznia 2002 r. w sprawie weryfikacji audytu energetycznego. (Dz. U. z 15 lutego 2002 r.).

Ustawa o ratyfikacji Traktatu Karty Energetycznej oraz Protokołu Karty Energetycznej dotyczącego efektywności energetycznej i odnośnych aspektów ochrony środowiska z 26 maja 2000 r. (Dz. U. z 2000 r. Nr 53, poz. 636 z 7 lipca 2000 r.) jest aktem o charakterze ideowym oraz wyrażającym wolę polityczną wdrożenia do krajowego porządku prawnego zapisów dotyczących między innymi efektywności energetycznej.



Jacek Biedrzycki



Piotr Seklecki

*Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

ZIELONA KSIĘGA W SPRAWIE RACJONALIZACJI ZUŻYCIA ENERGII – RAPORT Z DEBATY¹⁾

Izabela Najda

Zielona Księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii została opublikowana 22 czerwca 2005 r. Jednym z celów dokumentu jest identyfikacja przeszkód we wprowadzaniu środków na rzecz racjonalizacji zużycia energii. Jak wskazano w Księdze przeszkody mają główne źródło w braku informacji, w szczególności braku informacji na temat własnego zużycia odbiorców energii. Nie należy również zapominać o przeszkodach natury czysto technicznej. Problem w działaniach na rzecz racjonalizacji zużycia energii stanowią także niedoskonałości rynku oraz brak odpowiedniego wsparcia finansowego.

Kolejnym celem *Zielonej Księgi* jest wskazanie sposobów usunięcia ww. przeszkód, a w konsekwencji wskazanie propozycji działań mających na celu racjonalizację zużycia energii. Działania te mają szczególną wagę w świetle osiągnięć w zakresie zmniejszenia energochłonności gospodarek.

Opublikowanie *Zielonej Księgi* otworzyło publiczną debatę, dla której podstawę stanowiło 25 pytań zawartych w dokumencie. Pytania postawione w *Zielonej Księdze* mają złożoną strukturę: pierwsze zdanie przedstawia dany obszar zainteresowania, natomiast po nim następuje zazwyczaj szereg pytań szczegółowych, których celem jest uzyskanie informacji na temat konkretnych rozwiązań na danym polu.

W ramach debaty zakończonej 31 marca 2006 r., uzyskano 241 odpowiedzi od uczestników, z których 31 stanowiły organizacje pozarządowe, 66 – państwa członkowskie i instytucje publiczne, 106 – przedsiębiorstwa przemysłowe oraz przedstawiciele sektora prywatnego, a także 38 – osoby prywatne.

Poniżej przedstawiono w sposób syntetyczny poszczególne zagadnienia wraz z uwagami i propozycjami rozwiązań wskazanymi przez uczestników debaty.

Pytanie 1 – Rola WE i Komisji Europejskiej

- budowanie świadomości,
- podejście indywidualne (identyfikacja obszarów, w których działania przyniosą najlepsze rezultaty),
- zachęty fiskalne i inne,
- wsparcie dla czystych technologii węglowych, kogeneracji, pojazdów hybrydowych, programów izolacji termicznej itp.

1) Niniejszy artykuł został opracowany na podstawie prezentacji przedstawionej przez autorkę 14.11.2006 r. na spotkaniu członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej

Pytanie 2 – Mechanizm handlu emisjami

- kluczowe narzędzie w osiągnięciu postanowień z Kyoto,
- rozszerzenie mechanizmu na inne sektory (transport, lotnictwo) i inne gazy cieplarniane,
- przyznawanie uprawnień na podstawie działań i osiągnięć w zakresie racjonalizacji zużycia energii zamiast historii emisji,
- zintegrowanie mechanizmu z innymi politykami.

Pytanie 3 – Połączenie konkurencyjności i efektywności energetycznej w kontekście strategii Lizbońskiej

- postępowanie zgodnie z „Planami działań”; wyznaczenie wskaźników,
- ujednoczenie raportowania,
- wsparcie i wdrażanie już istniejących programów.

Pytanie 4 – Zachęty fiskalne

- zmniejszenie podatku VAT i innych,
- obciążenie sektora transportu,
- ujednoczona polityka podatkowa UE.

Pytanie 5 – Pomoc państwa

- proste, przejrzyste i praktyczne zasady (rewizja Wytocznych Komisji Europejskiej),
- charakter czasowy.

Pytanie 6 – Władze publiczne

- energooszczędne rozwiązania w budynkach; oświetlenie,
- zamówienia publiczne.

Pytanie 7 – Fundusze na rzecz racjonalizacji zużycia energii

- rozwijanie dotychczasowych inicjatyw,
- fundusze strukturalne i spójności wykorzystywane w celu budowania świadomości oraz realizacji projektów na szczeblu lokalnym,
- partnerstwo publiczno-prywatne.

Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE zajmujących się energią elektryczną i gazem.

Pytanie 8-9 – Racjonalizacja zużycia energii w budynkach

- wdrożenie dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i rozszerzenie jej zakresu przedmiotowego,
- promowanie systemu certyfikatów dla budynków, zarządzanie budynkami.

Pytanie 10 – Gospodarstwa domowe

- rozszerzenie zakresu stosowania obecnego systemu etykietowania (włączenie pojazdów; standardy uaktualniane co 3-5 lat),
- budowanie świadomości poprzez niekonwencjonalne kampanie informacyjne,
- nowe rozwiązania technologiczne,
- VAT na AGD,
- wdrożenie minimalnych standardów.

Pytanie 11 – Przemysł samochodowy

- promowanie pojazdów energooszczędnych,
- dopracowany system opodatkowania,
- etykietowanie.

Pytanie 12 – Kampanie informacyjne

- istotne dla powodzenia wszelkich działań,
- proste, jasne; bilans kosztów i oszczędności,
- zintegrowane z innymi przedsięwzięciami,
- lokalne podejście.

Pytanie 13-14 – Przedsiębiorstwa energetyczne

- decentralizacja działalności wytwórczej,
- wspieranie czystych technologii i kogeneracji,
- poprawa jakości infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej (redukcja strat sieciowych i zarządzanie ograniczeniami),
- tworzenie i promowanie przedsiębiorstw usług energetycznych (Energy Service Companies – ESCOs), współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi,
- promowanie rozwiązań rynkowych.

Pytanie 15 – Białe certyfikaty

- dalsze wspieranie systemu białych certyfikatów.

Pytanie 16 – Wykorzystanie energooszczędnych technologii w przemyśle

- pomoc finansowa i zachęty fiskalne,
- dobrowolne zobowiązania lepsze niż regulacje,
- etykietowanie.

Pytanie 17-21 – Środki transportu

- postanowienia na szczeblu UE,
- opłaty za korzystanie z infrastruktury drogowej (w miastach promowanie komunikacji zbiorowej),
- poprawa jakości alternatywnych usług transportowych,
- plany zagospodarowania przestrzennego,
- 3P – zasada „zanieczyszczający płaci” (środki na

- poprawę infrastruktury), partnerstwo publiczno-prywatne, zintegrowane plany finansowania,
- wiążące standardy dotyczące jakości paliwa i in.,
- system zachęt (i kar),
- kampanie informacyjne,
- działalność badawcza,
- władze publiczne jako przykład („zielona flota samochodowa”).

Pytanie 22 – Programy finansowania na poziomie lokalnym i regionalnym

- wsparcie i rozszerzenie programów (współpraca z ESCO, współpraca przedsiębiorców i władz na szczeblu lokalnym).

Pytanie 23-25 – UE a kraje trzecie

- rozpowszechnianie dobrych praktyk (rola małych i średnich przedsiębiorstw),
- wsparcie projektów w krajach trzecich,
- stworzenie międzynarodowych standardów dot. efektywności energetycznej,
- UE jako gwarant pierwszeństwa w międzynarodowych instytucjach finansujących dla projektów z zakresu efektywności energetycznej,
- transfer wiedzy, wspieranie współpracy,
- tworzenie możliwości rozwojowych (capacity building),
- najlepsze technologie powinny być dostępne bez utrudnień w handlu międzynarodowym.

Podsumowując wyniki *Raportu z debaty* należy w pierwszym rzędzie wskazać, że inicjatywy mające na celu racjonalizację zużycia energii znajdują silne poparcie ze strony biorących udział w konsultacji.

Uczestnicy debaty wskazali kilka istotnych obszarów dla powodzenia przedsięwzięć propagujących efektywność energetyczną.

Takim podstawowym obszarem jest informacja, która stanowi podstawę wszelkich działań. Chodzi bowiem o to, by uczestnicy rynku wiedzieli „co” i „jak” robić, by osiągnąć cel w postaci racjonalizacji zużycia energii.

Uczestnicy debaty podkreślili również, że istnieje wiele instrumentów prawnych, które mogą służyć jako wsparcie dla działań w zakresie racjonalizacji zużycia energii. Jednak sam fakt istnienia danej regulacji nie przesądza o jej stosowaniu. Dlatego ważne jest skuteczne wdrażanie tych instrumentów zgodnie z hasłem „więcej działania, mniej polityki”. Poza wdrażaniem instrumentów prawnych istotne są również działania polegające na rozpowszechnianiu najlepszych praktyk, tak aby dobre wzorce postępowania nie były nakładane na uczestników rynku jedynie w sposób odgórny, lecz były przyjmowane przez nich także na zasadzie dobrowolności. W przypadku przedsiębiorstw wdrażanie najlepszych praktyk powinno przynosić korzyści w postaci poprawy pozycji konkurencyjnej.

Nie do przecenienia jest rola władz publicznych w upowszechnianiu działań na rzecz racjonalizacji zu-

życia energii. Tworzenie ram i narzędzi prawnych jest istotnym, choć dość oczywistym, aspektem działania władz publicznych. Jako że przykład płynie z góry, uczestnicy debaty zwrócili uwagę na to, że władze w swojej działalności powinny stosować rozwiązania na rzecz efektywności energetycznej i promować takie rozwiązania. Oznacza to, że odpowiednie rozwiązania powinny być stosowane w odniesieniu m.in. do budynków oraz sprzętu wykorzystywanego przez administrację.

Obecny system etykietowania uznany jest za bardzo skuteczny. Uczestnicy debaty proponują szersze zastosowanie tego systemu tak, by obejmował on również pojazdy, urządzenia przemysłowe oraz budynki. Ponieważ postęp w zmniejszaniu energochłonności jest znaczny, system etykietowania powinien podlegać regularnym uaktualnieniom.

Sektor transportu oraz sektor energetyczny to obszary o ogromnym potencjale w zakresie racjonalizacji zużycia energii. Racjonalizacja, zdaniem uczestników debaty, powinna dokonywać się głównie poprzez zwiększenie efektywności energetycznej pojazdów, działania w zakresie planowania przestrzennego, wprowadzanie opłat za korzystanie z infrastruktury oraz efektywne zarządzanie ruchem. W sektorze energii na pierwszy plan wysuwane są postulaty unowocześnienia jednostek wytwórczych, poprawy stanu infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz promowania kogeneracji i OZE.

Z zebranych odpowiedzi wynika, że jednym z warunków powodzenia działań na rzecz racjonalizacji zużycia energii jest odpowiednie wsparcie finansowe. Uczestnicy debaty podkreślili znaczenie bodźców podatkowych stanowiących swego rodzaju system zachęt i kar.

W odniesieniu do roli UE na arenie międzynarodowej w zakresie racjonalizacji zużycia energii uczestnicy debaty zaznaczyli konieczność wzmocnienia pozycji UE,

jako inicjatora i promotora działań w tym obszarze. Poprawa pozycji UE przyczyni się do rozpowszechniania energooszczędnych rozwiązań, wzmocni możliwości wdrażania nowych technologii w krajach trzecich oraz stanowić będzie formę promocji dla rozwiązań technologicznych i produktów pochodzących z państw członkowskich UE. Mając na względzie konieczność zintegrowanego podejścia, działania powinny być realizowane we współpracy z instytucjami międzynarodowymi (np. IEA), by zapewnić wielostronne podejście do problemu oraz środki na finansowanie przedsięwzięć.

Raport z debaty na temat Zielonej Księgi w sprawie racjonalizacji zużycia energii stanowi przegląd poglądów, wniosków i propozycji działań ze strony uczestników rynku oraz władz publicznych. Zgodnie z intencją Rady Europejskiej dokument ten (wraz z innymi opracowaniami) stanowi punkt wyjścia dla przygotowania przez Komisję skonkretyzowanych planów działania w zakresie racjonalizacji zużycia energii.



Autorka jest pracownikiem Kancelarii Prezesa Rady Ministrów

Warunki Prenumeraty

na rok 2007

Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki

– na stronach 79-80

HANDEL UPRAWNIENIAMI DO EMISJI JAKO INSTRUMENT OCHRONY ŚRODOWISKA

dr Ryszard Pocheć

Troska o środowisko naturalne i działania nakierowane na zmniejszenie efektu cieplarnianego prowadzone przez organizacje światowe, doprowadziły do podjęcia działań mających na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych ze szczególnym uwzględnieniem dwutlenku węgla.

Jednym z pierwszych osiągnięć w tej dziedzinie było podpisanie w grudniu 1997 r. Protokołu z Kioto, który wskazywał na konieczność wprowadzenia mechanizmów ograniczających emisję zanieczyszczeń. Sygnatariusze dokumentu zobowiązują się w nim do redukcji 5,7% emisji gazów cieplarnianych w porównaniu do 1990 r. Poziom redukcji zanieczyszczeń jest jednak różny dla poszczególnych krajów (kraje Unii Europejskiej redukują swoje emisje o 8%, USA o 7%). W protokole zaleca się wdrożenie instrumentów ograniczających zanieczyszczanie atmosfery. Jednym z takich narzędzi stał się handel emisjami (*emissions trading*) jako instrument polityki ekologicznej państw. W lutym 2005 r. Protokół z Kioto ratyfikowało 141 krajów, które emitowały w sumie 61% gazów cieplarnianych. Warunkiem wejścia w życie dokumentu była zasada 2x55, czyli ratyfikacja przez co najmniej 55 krajów emitujących co najmniej 55% światowej emisji dwutlenku węgla. Bardzo ważnym etapem realizacji protokołu z Kioto była ratyfikacja dokumentu przez Rosję, gdyż to ona była 55 krajem, który podpisał Protokół. Od tego czasu dokument stał się obowiązującym prawem międzynarodowym.

Podstawy prawne dla realizacji ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na poziomie Unii Europejskiej dała Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu i Rady Europy, a na grunt polski przeniosła je ustawa z 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji.

Rozwój przemysłowy i wykorzystanie w nim węgla kamiennego, brunatnego i ropy naftowej jako źródła

energii pierwotnej prowadzą do wzrostu emisji gazów cieplarnianych a w konsekwencji do zmian klimatycznych określanych mianem efektu cieplarnianego. W celu eliminacji skutków efektu cieplarnianego powołano w 1988 r. Międzyrządowy Zespół do Spraw Klimatu. W ramach zespołu naukowcy z różnych krajów starają się znaleźć przyczyny zmian klimatu ziemi, jak również starają się ocenić skutki takiego stanu. W 2001 r. Zespół opublikował raport, z którego wynika, iż konieczne staje się podjęcie stanowczych działań zapobiegawczych. Jeżeli takie działania nie zostaną podjęte, wówczas temperatura powietrza wzrośnie na tyle, iż podnoszący się poziom wody zaburzy cały ekosystem.

Wśród gazów cieplarnianych objętych limitowaniem znalazły się istniejące w przyrodzie: dwutlenek węgla – CO₂, metan – CH₄, podtlenek azotu – N₂O i ozon – O₃. Oprócz nich emitowane są do atmosfery gazy przemysłowe wytwarzane przez człowieka: fluorowęglowodory – HFCs, perfluorowęglowodory – PFCs, i sześciochlorek siarki – SF₆.

Poziom ich emisji w latach 1988-2004 przedstawia tabela 1.

Od 1992 r. – Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro, Polska uczestniczy w działaniach na rzecz ochrony środowiska. Jako jedno z pierwszych państw podpisała Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych dotyczącą Zmian Klimatycznych. Ograniczenie emisji CO₂ dla Polski określono na 6% w porównaniu do roku bazowego – 1988. Jednakże w okresie transformacji i obniżenia produkcji w latach 1988-2001 Polska ograniczyła emisję dwutlenku węgla o ok. 33%.

Handel emisjami ma na celu wspomaganie w osiągnięciu zgodności ze zobowiązaniami odjętymi w ramach Protokołu z Kioto. W związku z tym obejmuje on limity globalne nakładane na kraj, sektor i instalacje w regionie. W założeniach swych ma on umożliwić pod-

Tabela 1. Emisja gazów cieplarnianych w Polsce, KPRU na lata 2008-2012, Warszawa 2006

Wyszczególnienie emisji GC (w ekwiwalencji CO ₂)	1988	2000	2001	2002	2003	2004	Relacja 2004/1988
CO ₂	476,6	314,8	317,8	308,2	319,0	316,7	66,45%
CH ₄	66,0	45,9	38,8	37,8	37,7	39,0	59,09%
N ₂ O	21,8	23,9	23,9	22,6	23,9	30,0	137,61%
Gazy przemysłowe (HFCs, PFCs, SF ₆)	0,8	1,6	2,2	1,5	1,9	2,3	287,50%
Razem emisje GC (brutto)	565,2	386,2	382,7	319,5	356,7	361,9	64,03%
Emisja CO₂ – netto	441,9	271,7	264,2	257,5	293,1	290,5	65,74%

miotom uczestniczącym w systemie obrót limitami emisji w zależności od ich potrzeb oraz zgodnie z rachunkiem ekonomicznym.

Uprawnienia do emisji przyznawane są na okresy kilkuletnie. Pierwszy okres obejmował lata 2005-2007, drugi obejmuje lata 2008-2012, a w trzecim rozpoczynającym się w roku 2013 nie określono jeszcze daty końcowej. Każdemu z okresów przyporządkowano Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień (*National Allocation Plan*), w którym jedno uprawnienie obejmuje 1 tonę emisji.

Krajowy Plan Rozdziału Emisji tworzony jest na podstawie:

- całkowitej ilości praw do emisji do rozdziału,
- liczby uprawnień do emisji poszczególnych działach,
- wykazu instalacji wraz z przyznaną dla nich liczbą uprawnień,
- liczby krajowych uprawnień do emisji w ramach rezerwy dla nowych instalacji,
- liczby uprawnień stanowiącą pulę przeznaczoną na aukcje,
- procentowego udziału jednostek redukcji emisji.

W celu wyliczenia orientacyjnego limitu emisji należy wykorzystać następującą formułę:

Orientacyjny całkowity limit emisji = zweryfikowane emisje z 2005 x (1+zmiana GDP) x (1+zmiana wskaźnika emisyjności CO₂)

Poszczególne kraje otrzymały różną ilość uprawnień, odmienny jest też poziom redukcji emisji, co z kolei związane jest z poziomem rozwoju gospodarczego. Uwzględniając zasadę solidarności pomiędzy państwami Unii Europejskiej, ustalono różne odniesienie do emisji. Kraje, które wyróżniają się niższym wzrostem gospodarczym mogą zwiększać swoje emisje w latach 2008-2012. Do takich krajów należą: Portugalia, która może zwiększyć emisję o 27%, Grecja o 25%, Hiszpania o 15% i Irlandia o 13%. Z racji zwiększonej emisji przez jedne państwa, inne, bardziej rozwinięte, muszą zrezygnować z części przyznaných im przydziałów, np. Luksemburg ograniczy emisję o 28%, Niemcy i Dania o 21%, Austria o 13%. Nowe państwa członkowskie Unii Europejskiej muszą realizować własne zobowiązania samodzielnie, do zakończenia drugiego etapu – czyli do 2012 r.

Dwoma najważniejszymi czynnikami mającymi wpływ na przyznanie limitów emisji gazów cieplarnianych są:

- wzrost gospodarczy (PKB) – większy wzrost prowadzi do zwiększenia ilości emisji,
- węglochłonność – intensywność zużycia węgla na jednostkę produkcji.

Znaczy to, że im szybciej rozwija się gospodarka, tym szybciej wdrażane są nowe technologie i tym szybciej odnawiane są środki trwałe, czego skutkiem jest poprawa wydajności produkcji i zmniejszenie węgl-

chłonności. Do ograniczenia węglochłonności przyczyni się także w przyszłości wprowadzenie handlu emisjami w Unii Europejskiej i jednolita cena węgla na rynku unijnym.

System handlu emisjami ma w swoich założeniach pełnić rolę rynku, który ma pomóc we wspólnym wypełnianiu zadań przez uczestników. Jest unowocześnionym podejściem w stosunku do administracyjnego przyznawania limitów gazów i pyłów. Był on kontrolowany wyłącznie pod kątem poziomu realizacji i ewentualnych przekroczeń. System handlu emisjami umożliwia sprzedaż nadmiaru pozostających limitów i ewentualny zakup pozwoleń na pokrycie braków limitów.

Komisja Europejska poddała analizie znaczną część pierwszego etapu przypadającego na lata 2005-2007 i odniosła się do planu rozdziału emisji w tym okresie. Wyodrębniono pewne cechy charakteryzujące pierwszy proces rozdziału uprawnień oraz zwrócono uwagę na to, że:

- niezbędne jest szersze stosowanie handlu uprawnieniami do emisji w celu osiągnięcia celów z Kioto w sposób kosztowo efektywny,
- rozdział uprawnień jest bardziej restrykcyjny dla producentów energii niż dla pozostałych sektorów objętych systemem handlu uprawnieniami,
- te państwa członkowskie, których rzeczywisty poziom emisji znacznie przekracza cele ustanowione dla nich w Protokole z Kioto, zamierzają nabyć znaczącą liczbę jednostek redukcji określonych w protokole,
- brak zatwierdzania korekt „ex post” jest niezbędne dla rozwoju rynku przydziałów,
- niektóre plany rozdziału uprawnień są bardziej skomplikowane niż jest to konieczne i nie są wystarczająco przejrzyste.

W drugim etapie handlu emisjami czyli w latach 2007-2012 przewiduje się redukcję przyznaných uprawnień dla podmiotów operujących w energetyce. Krajowe Plany Rozdziału Uprawnień zawierają redukcję ich uprawnień dla energetyki w różnym stopniu i w różnych krajach i tak:

- Niemcy i Holandia mniej o 15%,
- Hiszpania mniej o 20%,
- Włochy redukują zarówno w energetyce jak i rafineriach.

Pierwszy etap KPRU wskazuje, że nie ma konieczności redukcji uprawnień do emisji dla całego kraju. Może zaistnieć konieczność „przesunięć” pomiędzy poszczególnymi sektorami. Aby określić zapotrzebowanie dla poszczególnych sektorów, wzięto pod uwagę sektorowe programy rozwoju, które zostały zaakceptowane przez ministrów odpowiednich dla poszczególnych sektorów. Programy oparte są na wymaganiach emisji jak również działaniach redukujących emisje.

Określenie ilości uprawnień do emisji CO₂ dla poszczególnych sektorów uwzględnia zarówno wzrost produkcji jak i zmniejszenie ilości emitowanych substancji w przeliczeniu na jednostkę produkcji. Powstaje

jednak pytanie: w jaki sposób w miarę dokładnie i sprawiedliwie rozdzielić uprawnienia? W celu oszacowania uprawnień do emisji wykorzystywane są trzy metody:

- algorytm proponowany przez sektorowy samorząd gospodarczy,
- metoda wskaźnikowa,
- metoda wskazana zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.

Ilość uprawnień przyznawaną w ramach Krajowego Programu Rozdziału Uprawnień dzieli się na:

- ilość uprawnień do rozdziału, w tym:
 - liczba uprawnień do emisji dla sektora z premią za kogenerację i premią za wczesne działania;
 - liczba uprawnień dla kolejnych sektorów z premią,
- rezerwa na projekty wspólnych wdrożeń (ERU),
- krajowa rezerwa na nowe instalacje,
- ilość uprawnień przeznaczona na aukcje.

Metody wyznaczające wielkość przydziałów limitów emisji oparte są w większości na danych historycznych, jednakże o uprawnienia starają się również jednostki nowe, lub zastępujące instalacje wycofywane z użycia. Według założeń, jeżeli jednostka zastępująca wycofywaną instalację podejmuje pracę w ciągu 3 miesięcy, wówczas ma ona prawo do przejęcia limitów przyznanych instalacji wycofanej. Instalacje nowe na bazie wystąpień o przyznanie limitów emisji otrzymują limity dla wszystkich emitowanych emisji na podstawie wymagań w zakresie monitorowania wielkości emisji. Są to instalacje, które według założeń programu:

- nie zostały ujęte w KPRU lub
- dokonano zmiany funkcjonowania lub rozbudowy, powodujących wzrost emisji z tej instalacji lub
- w której w związku z przejęciem produkcji z zamkniętej instalacji nieobjętej lub objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji nastąpił ponadplanowy wzrost emisji.

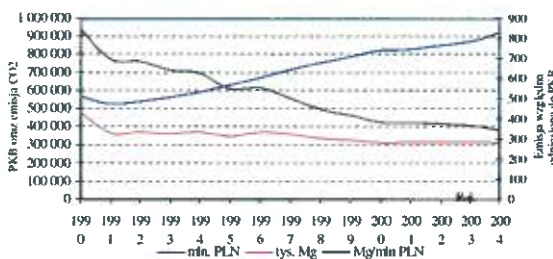
Jak zauważono powyżej, na zapotrzebowanie na limity emisji wpływ wywiera wzrost Produktu Krajowego Brutto, który jest wskaźnikiem wzrostu gospodarczego. Po załamaniu się wzrostu w latach 90. ubiegłego wieku, i latach 2001-2002, po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej nastąpił znaczny wzrost PKB, co związane jest ze zwiększonym poziomem produkcji na rynek Unii Europejskiej.

Jak wynika z tabeli 2 w Polsce, w latach 2006-2010 nastąpi znaczący wzrost Produktu Krajowego Brutto, a od roku 2010 do 2015 PKB spadnie do poziomu 5,2. Obserwacja trendu pozwala sądzić, że poziom ten

ustabilizuje się na poziomie 5% w następnych latach. W analizie należy zauważyć wpływ zarówno środowiska wewnętrznego – krajowego jak i zewnętrznego, ze szczególnym uwzględnieniem Unii Europejskiej.

Drugim ważnym czynnikiem brany pod uwagę w rozdziale uprawnień do emisji jest emisyjność, czyli ilość emisji (ze szczególnym uwzględnieniem dwutlenku węgla) przypadająca na jednostkę produkcji. Zastosowanie nowych technologii wiąże się ze zmniejszeniem ilości emitowanych zanieczyszczeń na jednostkę produkcji. Technologie, które znacznie obniżają poziom emitowanego CO₂ są w obecnej chwili rozwijane i należy się liczyć z dalszym ich rozwojem. Wzajemną zależność pomiędzy PKB, roczną emisją CO₂ i emisją w odniesieniu do PKB przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 1. PKB – całkowita roczna emisja CO₂ i jednostkowa emisja odniesieniu do wartości PKB



Źródło: Ministerstwo Środowiska, Krajowy plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012, Warszawa 2006

Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień dotyczy kilku sektorów. Przyznawane limity rozdzielane są dla sektorów:

- elektrowni zawodowych,
- elektrociepłowni,
- ciepłowni zawodowych,
- koksowni,
- hutnictwa,
- cementowni,
- przemysłu wapienniczego,
- przemysłu papierniczego,
- przemysłu cukrowniczego.

Powyższe sektory mają znaczny udział w emisji gazów cieplarnianych do atmosfery.

W dostępnych materiałach dotyczących emisji gazów cieplarnianych stosunkowo mało miejsca poświęca się ich emisji poprzez pojazdy spalinowe. Emisje te charakteryzowane są poprzez trzy zmienne: sprawność spalania, zawartość węgla w paliwie i liczbę przejechanych kilometrów. Należy zauważyć, że ta ostatnia

Tabela 2. Przewidywany procentowy Wzrost Produktu Krajowego Brutto w Polsce w latach 2006-2015. Źródło: Ministerstwo Środowiska, Krajowy plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012, Warszawa 2006

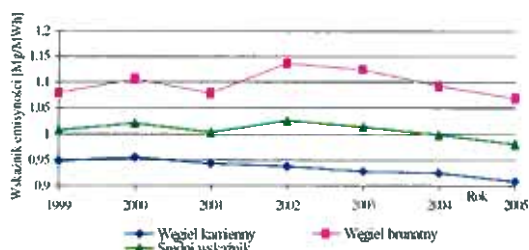
Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
zmiany PKB	4,3	4,6	5	5,6	6,1	5,6	5,2	5	5	5

zmienna wykazuje największe powinowactwo do emisji CO₂. Znaczną rolę odgrywa też ilość pojazdów emitujących dwutlenek węgla. Ilość samochodów i przejechana liczba kilometrów mogą znacząco zniwelować korzyści, które płyną z poprawy pierwszych dwóch uwarunkowań. W celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych przez pojazdy mechaniczne konieczne jest wykorzystanie alternatywnych paliw takich jak gaz ciekły, czy coraz powszechniej używany ostatnio gaz ziemny.

W ramach analizy szczególną uwagę zwrócono na sektor energetyczny, ze szczególnym uwzględnieniem podsektora wytwórczego, ze względu na jego udział w emisji CO₂.

W obecnej chwili obserwuje się znaczną redukcję emisji spowodowaną zastosowaniem najnowszych technologii, jednakże należy pamiętać o strukturze źródeł energii pierwotnej, których ogromną część w Polsce stanowią węgiel kamienny i węgiel brunatny. Te dwa rodzaje węgla na pozór podobne do siebie różnią się znacznie pod względem zawartości zarówno kalorycznej jak i zawartości pierwiastków, które są emitowane do atmosfery – siarka, czy gazy cieplarniane – CO₂.

Rysunek 2. Zmiany wskaźnika emisyjności w elektrowniach zawodowych, w latach 1999-2005.



Źródło: Ministerstwo Środowiska, *Krajowy plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012*, Warszawa 2006

Większą efektywność produkcji uzyskuje się poprzez kogenerację energii elektrycznej i ciepła, dlatego wprowadzona została tzw. premia za kogenerację w przyznawaniu uprawnień.

Poniższy rysunek wskazuje na zmiany emisyjności poszczególnych rodzajów węgla.

Ze względu na podjęcie tematu emisji gazów cieplarnianych w energetyce, dokładna analiza pozostałych sektorów w artykule zostaje pominięta.

Prowadzenie handlu emisjami wymaga stworzenia pewnych mechanizmów, jak również powstania podmiotów, które ten handel będą prowadziły. Handel emisjami w Polsce, jak i całej Unii Europejskiej, osadzony jest na mocnych zrębach prawnych, które są gwarantem jego trwałości i poprawnego działania. Dyrektywy, ustawy i rozporządzenia określają obszar działania rynku. Prowadzenie handlu wymaga również stworzenia placów handlowych. W Polsce dwoma podstawowymi placami handlowymi są Towarowa Giełda Energii w Warszawie i Platforma Obrotu Energią Elektryczną prowadzona przez ELBIS Sp. z o.o. Pomimo istnienia 1088 podmio-

tów uprawnionych do handlu emisjami, tylko nieznaczna ilość jest wpisana do Krajowego Rejestru Uprawnień, co warunkuje możliwość handlu uprawnieniami. Niewiele ponad połowa instalacji dysponujących uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla zapisała się w Krajowym Rejestrze Uprawnień.

Pierwsze miesiące 2006 r. pozwalały sądzić, że handel emisjami może przyczynić się do poprawy kondycji finansowej podmiotów posiadających limity emisji do sprzedaży. Cena na rynkach europejskich: na giełdzie w Amsterdamie, Lipsku czy Londynie oscylowała w granicach 30-31 euro/T, jednakże w maju cena z tego poziomu spadła nagle do 8 euro, żeby w okresie późniejszym skoczyć do ok. 20 euro w końcu maja a następnie ustabilizowała się na poziomie ok. 16 euro/T CO₂. W pierwszym dniu notowań na Warszawskiej Giełdzie Energii – 19 października, cena 1 tony emisji CO₂ osiągnęła poziom 64 zł/T emisji, a wolumen obrotów osiągnął poziom 5 200 ton. Drugim placem handlowym w Polsce jest POEE, które jest jednak we wstępnej fazie organizacji handlu emisjami poprzez wykorzystanie giełd europejskich.

Podsumowanie

Należy zauważyć, że celem europejskiego systemu handlu emisjami jest redukcja gazów cieplarnianych jak również wspomaganie osiągnięcia celów Protokołu z Kioto. Aby jednak ten cel osiągnąć, konieczna jest poprawa istniejących rozwiązań, ze szczególnym uwzględnieniem rzeczywistej redukcji emisji gazów cieplarnianych poprzez konsekwencję działań, poprawienie metodologii lub w wielu przypadkach po prostu harmonizacji działań. Aby handel emisjami w Unii Europejskiej spełniał swoją misję, musi stawić czoła wielu długoterminowym wyzwaniom. W odległym horyzoncie czasowym krytycznym elementem dla zmian klimatu będzie rozwój technologii o niskim poziomie emisji dwutlenku węgla. Zwracając uwagę na ochronę środowiska należy pamiętać, że niezmiernie ważnym elementem dla energetyki są bariery wejścia i wyjścia, które wiążą się z dużymi nakładami a okres zwrotu jest bardzo długi.

Przewiduje się, że w okresie 2000-2030 w sektorze energetycznym Unii Europejskiej zainstalowane zostanie 500-600 GW mocy. Znaczna część z nich powinna być oparta na nowych technologiach o niskiej emisji CO₂. Drugim niezmiernie ważnym elementem jest metodologia rozdziału uprawnień do emisji. Doświadczenia z pierwszego okresu KPRU wskazują na fakt nieefektywnego rozdziału uprawnień pomiędzy poszczególnymi sektorami. Przykładem może być Polska, gdzie wystąpił niedobór uprawnień w energetyce, a podmioty sektora metalurgicznego posiadają uprawnienia na dość duże limity emisji, które mogą sprzedać na rynku. Koniecznym wydaje się, aby poprawić efektywność alokacji uprawnień do emisji.

W związku z powyższym należy rozważyć nowe podejście do rozdziału uprawnień, być może alokacją po-

winna następować poprzez sprzedaż uprawnień a nie darmowe limity do emisji.

W chwili obecnej europejski system handlu emisjami jest oparty przede wszystkim na darmowym przydziale pozwoleń dla poszczególnych instalacji. Podmioty mogą zarówno wykorzystać pozwolenia do pokrycia emisji wynikającej z produkcji jak i do sprzedaży ich na rynku (innym podmiotom mającym dodatkowe potrzeby na emisje). Jednakże dla podmiotów emitujących CO₂ reprezentują koszt niezależnie od tego, czy pozwolenia są przydzielane darmowo czy też kupowane. Różne technologie wytwarzania związane są z różnym poziomem emisji CO₂. Na przykład turbiny gazowe w kogeneracji produkują 0,48 tony CO₂ na 1 MWh energii elektrycznej, podczas gdy typowy blok węglowy emituje ok. 0,85 tony CO₂ na 1 MWh. Dlatego przyjmując ceny rynkowe na poziomie obecnym 9 euro/T CO₂, należy turbinie gazowej przyporządkować dodatkowy koszt ok. 4,7 euro, jednostce pracującej na węglu kamiennym ok. 9 euro.

W końcu pierwszego etapu KPRU jak i przygotowaniu do etapu drugiego należy uwzględnić krytyczne uwagi autorytetów działających w poszczególnych sektorach, a dotyczące mechanizmów i struktury działania rozdziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Z wieloma z nich należy się zgodzić i uwzględnić. Prof. Eugeniusz Toczyłowski wskazuje na brak wizji kompleksowego rozwoju konkurencyjnego rynku energii, zauważa też niedociągnięcia w opublikowanym przez Ministerstwo Środowiska Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień dwutlenku węgla na lata 2008-2012. Wskazuje on na nierówny rozdział zbywalnych uprawnień i traktuje go jako niekorzystną interwencję Państwa. Zasady rozdziału uprawnień doprowadzić mogą do nieuzasadnionej pomocy publicznej dla niektórych podmiotów. Tego typu sytuacja może według prof. Toczyłowskiego pogłębić warunki nieuczciwej konkurencji, faworyzując niektóre technologie i pomoty.

Podsumowując należy zauważyć, że nie ma kwestii czy prowadzić handel emisjami czy nie, jednakże konieczna staje się jednak korekta mechanizmów wspomagających realizację celów związanych z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych.



Autor jest Szefem Biura Kontroli w BOT Elektrowni Turów SA oraz członkiem działającego w URE Zespołu Ekspertów Prezesa URE: Zespołu Zadaniowego Środowisko – CEER

Literatura:

1. J. Sijm, K. Neuhoff, Y Ch., *CO₂ cost pass through and windfall profits In the Power sector*, 2006.
2. Ministerstwo Środowiska, *Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień*, 2006.
3. Serwis Internetowy CIRE, *Falstart posiadaczy uprawnień*, 29.11.2006.
4. E. Toczyłowski, *Rozdział uprawnień do emisji zaburza konkurencję*, Świat Energii, lipiec 2006.
5. Ch. Egenhofer, N. Fujiwara, M. Åhman, L. Zetterberg, *The EU Emissions Trading Scheme: Taking Stock And Looking Ahead*, Centre for European Policy Studies, lipiec 2006.

Zatwierdzone taryfy

dla energii elektrycznej i paliw gazowych

publikowane są odpowiednio w:

„Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”

i „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”.

Zasady sporządzania sprawozdań kwartalnych i tryb ich przedkładania Prezesowi URE przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych w myśl przepisów ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych

Z dniem 1 stycznia 2007 r. wchodzi w życie ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych – zwana dalej ustawą¹⁾. Wprowadza ona istotne zmiany dotyczące zasad sporządzania sprawozdawczości oraz trybu przedkładania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesowi URE) sprawozdań kwartalnych dotyczących wytwarzanych biokomponentów oraz produkowanych paliw ciekłych oraz biopaliw ciekłych.

Zasady sporządzania sprawozdawczości i tryb przedkładania Prezesowi URE sprawozdań kwartalnych przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych określone zostały w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy. Istotnym jest, że ustawa wprowadza odmienne, w odniesieniu do zawartych w obowiązującej do 31 grudnia 2006 r. ustawie z 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych²⁾, definicje podmiotów zobowiązanych do składania sprawozdań³⁾.

Wytwórcy biokomponentów

Od 1 stycznia 2007 r. wytwórcy⁴⁾ są obowiązani do przekazywania Prezesowi URE⁵⁾, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, sprawozdań kwartalnych sporządzonych na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów, zawierających informacje dotyczące:

- 1) ilości i rodzajów:
 - a) surowców użytych do wytworzenia biokomponentów, ze wskazaniem surowców pozyskanych na podstawie umów kontraktacji i dostawy, o których mowa w art. 11 ust. 1 pkt 1 i 2⁶⁾ ustawy, oraz z produkcji własnej,

- 1) Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199.
- 2) Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934, z 2004 r. Nr 34, poz. 293, Nr 109, poz. 1160 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 78, poz. 683.
- 3) Por. Stanowisko Prezesa URE z 18 czerwca 2004 r.: *Sprawozdawczość w zakresie paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów*, zamieszczone na stronie internetowej URE – www.ure.gov.pl/index.php?dzial=15&id=167.
- 4) W myśl art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy, wytwórcą jest przedsiębiorca w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1807, z późn. zm.), wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów.
- 5) Oraz Prezesowi Agencji Rynku Rolnego.

- b) wytworzonych biokomponentów⁷⁾, ze wskazaniem biokomponentów wytworzonych z surowców pozyskanych na podstawie umów kontraktacji i dostawy, o których mowa w art. 11 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy, oraz z produkcji własnej,
 - c) biokomponentów wprowadzonych do obrotu, ze wskazaniem ich nabywców, w tym sprzedanych producentom biopaliw ciekłych;
- 2) kosztów wytworzenia poszczególnych rodzajów biokomponentów, z wyszczególnieniem **zagregowanych**:
- a) kosztów zakupu surowców użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów biokomponentów,
 - b) kosztów przerobu surowców użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów biokomponentów,
 - c) kosztów pozostałych,
 - d) dochodów ze sprzedaży produktów ubocznych.

Producenci paliw ciekłych i biopaliw ciekłych

Producenci⁸⁾ paliw ciekłych i biopaliw ciekłych są obowiązani do przekazywania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, sprawozdań kwartalnych sporządzonych na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów zawierających informacje dotyczące:

- 1) ilości i rodzajów:
 - a) wytworzonych paliw ciekłych⁹⁾ i biopaliw ciekłych¹⁰⁾,

- 6) Art. 11 ust. 1 ustawy stanowi, iż: Wytwarzając biokomponenty należy wykorzystywać:
 - 1) surowce rolnicze pozyskiwane z gospodarstwa rolnego położonego na obszarze co najmniej jednego z państw członkowskich Unii Europejskiej na podstawie umowy kontraktacji zawartej między producentem rolnym prowadzącym to gospodarstwo a wytwórcą lub pośrednikiem lub
 - 2) biomasę pozyskiwaną na podstawie umowy dostawy zawartej między pośrednikiem a wytwórcą, (...).
- 7) W myśl art. 2 ust. 1 pkt 3 ustawy, pod pojęciem biokomponentów należy rozumieć bioetanol, biometanol, ester, dimetyloeter, czysty olej roślinny oraz węglowodory syntetyczne.
- 8) W myśl art. 2 ust. 1 pkt 20 ustawy, producentem jest przedsiębiorca w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobo- »

- b) wprowadzonych do obrotu paliw ciekłych, z określeniem zawartości biokomponentów w tych paliwach,
 - c) wprowadzonych do obrotu biopaliw ciekłych, z określeniem zawartości biokomponentów w tych biopaliwach,
 - d) biopaliw ciekłych przeznaczonych do zastosowania w **wybranych flotach**¹¹⁾, o których mowa w ustawie z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
 - e) biopaliw ciekłych zużytych na potrzeby własne;
- 2) kosztów wytworzenia poszczególnych rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, z wyszczególnieniem **zagregowanych kosztów**:
- a) zakupu biokomponentów,
 - b) zakupu surowców innych niż biokomponenty, użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
 - c) przerobu surowców użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
 - d) pozostałych.

Forma oraz terminy przedkładania sprawozdań

Sprawozdanie kwartalne, o treści podanej powyżej, będzie mogło być przedłożone w dwóch formach: elektronicznej i papierowej. Każdy przedsiębiorca jest obo-

dzie działalności gospodarczej, wykonujący działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- b) importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów.

9) W myśl art. 2 ust. 1 pkt 10 ustawy w związku z art. 2 ust. 1 pkt 4 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1200), **która wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 r.**, pod pojęciem paliw ciekłych należy rozumieć:

- a) benzyny silnikowe zawierające do 5,0% objętościowo bioetanolu lub do 15,0% objętościowo eteru etylo-tert-butylowego lub eteru etylo-tert-amylowego, (...) stosowane w pojazdach wyposażonych w silniki z zapłonem iskrowym,
- b) olej napędowy zawierający do 5,0% objętościowo estrów metylowych kwasów tłuszczowych (...) stosowany w pojazdach, ciągnikach rolniczych, a także maszynach nieporuszających się po drogach, wyposażonych w silniki z zapłonem samoczynnym.

10) W myśl art. 2 ust. 1 pkt 11 ustawy pod pojęciem biopaliw ciekłych należy rozumieć:

- a) benzyny silnikowe zawierające **powyżej 5,0%** objętościowo biokomponentów lub **powyżej 15,0%** objętościowo eterów, (...)
- b) olej napędowy zawierający **powyżej 5,0%** objętościowo biokomponentów,
- c) ester, bioetanol, biometanol, dimetyloeter oraz czysty olej roślinny – stanowiące samoistne paliwa,
- d) biogaz – gaz pozyskany z biomasy,
- e) biowodór – wodór pozyskiwany z biomasy,
- f) biopaliwa syntetyczne – syntetyczne węglowodory lub mieszanki syntetycznych węglowodorów, wytwarzane z biomasy, stanowiące samoistne paliwa.

wiązany do złożenia sprawozdania w formie papierowej z podpisem osoby upoważnionej do jego złożenia.¹²⁾ Niezależnie od powyższego będzie również możliwe wypełnienie sprawozdania w formie elektronicznej przy wykorzystaniu formularza, który zostanie udostępniony na stronie internetowej urzędu – www.ure.gov.pl – i przesłanie go na adres e-mail: biopaliwa@ure.gov.pl. W przyszłości, w ślad za rozwojem i rozpowszechnieniem podpisu elektronicznego, planowane jest całkowite przejście na monitoring w formie elektronicznej. Istotną pomoc w wypełnianiu formularzy stanowić będą dołączone do nich objaśnienia.

Sprawozdania kwartalne dotyczące biokomponentów oraz paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wytwórcy oraz producenci obowiązani są przesłać w nieprzekraczalnym terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, którego sprawozdanie dotyczy. Istotne jest, że niezłożenie sprawozdania w określonym powyżej terminie, bądź podanie w nim nieprawdziwych danych, skutkować będzie nałożeniem przez Prezesa URE na wytwórcę lub producenta, kary pieniężnej.

Kary pieniężne

W myśl art. 33 ust. 1 pkt 8 ustawy karze pieniężnej podlega ten, kto nie złożył w terminie sprawozdania kwartalnego o którym mowa w art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy (omówionym powyżej) lub podał w tym sprawozdaniu nieprawdziwe dane. Wysokość tej kary, zgodnie z art. 33 ust. 2 ustawy, wynosi **5 000,00 zł**. Powyższą karę wymierzać będzie – po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (art. 33 ust. 9 pkt 3 ustawy).

11) **Wybrana flota** – w myśl art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, jest to grupa co najmniej 10 pojazdów, ciągników rolniczych lub maszyn nieporuszających się po drogach albo grupa lokomotyw lub statków, wyposażonych w silniki przystosowane do spalania biopaliwa ciekłego, będąca własnością lub użytkowana przez osobę fizyczną wykonującą działalność gospodarczą, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nie posiadającą osobowości prawnej. Pojazdy wchodzące w skład wybranych flot będą mogły być napędzane biopaliwami ciekłymi, których parametry będą różniły się od parametrów obowiązujących dla paliw i biopaliw wprowadzanych do obrotu na zasadach ogólnych. Ich wymagania jakościowe zostaną określone w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych stosowanych w wybranych flotach oraz wytwarzanych przez rolników na własny użytek (na podstawie art. 4 ust. 2 ww. ustawy). Szczegółowe zasady dotyczące obowiązków podmiotów wytwarzających, magazynujących lub wprowadzających do obrotu biopaliwa ciekłe oraz przedsiębiorców będących właścicielami lub użytkownikami pojazdów wchodzących w skład wybranych flot zostały określone w art. 8 i 9 ww. ustawy.

12) Wzory formularzy dostępne będą na stronie internetowej URE – www.ure.gov.pl – w zakładce Biokomponenty i biopaliwa.

Nowa platforma internetowa – międzynarodowa sieć poświęcona regulacji energetyki IERN – International Energy Regulatory Network

We wrześniu 2006 r. została uruchomiona nowa platforma internetowa: www.iern.net, której celem jest ułatwienie wymiany informacji dotyczącej regulacji gazu i energii elektrycznej. Międzynarodowa sieć poświęcona regulacji energetyki (ang. *International Energy Regulatory Network* – IERN) została stworzona w celu ułatwienia regulatorom, jak również innym uczestnikom rynku, prowadzenie wymiany informacji o narzędziach i sposobie regulacji przedsiębiorstw. Długoterminowym celem IERN jest nie tylko „odtwórcze” przedstawianie danych, ale również przygotowywanie własnych opracowań nt. najlepszych metod regulacji.

Idea stworzenia narzędzia wymiany informacji, które służyłoby pogłębieniu współpracy między regulatorami i uczestnikami rynku, związana jest z rozwojem Światowego Forum Regulacji Energetyki (ang. *World Forum on Energy Regulation* – WFER).

W Zamykającym oświadczeniu Komitetu Programowego II Światowego Forum Regulacji Energetyki – przyjętym przez uczestników jako Konkluzję, uzgodniono, że organizatorzy Forum powinni przedsięwziąć kroki mające na celu promowanie ustanowienia międzynarodowej sieci poświęconej regulacji energetyki, która powinna:

- służyć jako stała platforma międzynarodowej wymiany informacji i dialogu dotyczącego zagadnień regulacyjnych i najlepszych praktyk w tym zakresie,
- być nieformalną internetową siecią opartą na spontanicznym udziale i zaangażowaniu członków na wzór Międzynarodowej Sieci Konkurencji (ang. *International Competition Network*),
- w pierwszej kolejności uwzględniać potrzeby i konieczność współpracy między regulatorami i ich stowarzyszeniami, następnie ma zostać rozszerzona na pozostałych uczestników rynku,
- współpracować z innymi sieciami regulatorów energii (takimi jak NARUC's International Regulatory Network) poprzez wzajemne używanie kontaktów, stron internetowych, newsletterów i ewentualnie w drugiej kolejności współpracować z innymi sieciami niezwiązanymi z regulacją energetyki.

Regulator włoski (wt. *Autoria per l'Energia Elettrica e il Gas* – AEEG), który był organizatorem WFER w Rzymie rozpoczął pracę nad projektem. Następnie do prac włączył się również CEER (ang. *Council of European Energy Regulators*) współfinansując przedsięwzięcie. W CEER została powołana specjalna grupa, której

celem miało być rozpropagowanie IERN-u, jak również znalezienie dodatkowych sponsorów projektu. Nadzór merytoryczny nad projektem został przekazany Florence School of Regulation (której założycielem jest CEER i Komisja Europejska), zaś nad centrum badań oraz zbieraniem danych jak również organizacją szkoleń nt. regulacji odpowiada European University Institute z siedzibą w Fiesole we Włoszech. Do prac nad projektem włączyli się również regulatorzy zrzeszeni w Stowarzyszeniu Łatynoamerykańskich Regulatorów Energetyki (hisz. *Asociation Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energia* – ARIAE).

Platforma składa się z pięciu sekcji. Podstawowe informacje nt. głównych regionalnych stowarzyszeń zawarte są w pierwszej sekcji. W kolejnych dwóch można znaleźć podstawowe dane dotyczące energetyki, opis poszczególnych rynków krajowych oraz informacje nt. regulatora i systemu regulacyjnego. Dane, które można znaleźć na stronie pochodzą bezpośrednio od regulatorów (bądź były przez nich weryfikowane) i od różnych międzynarodowych instytucji. Linki do stron internetowych poszczególnych regulatorów ułatwiają bezpośrednio poszukiwanie szczegółowych informacji.

Wyselekcjonowane linki do stron przydatnych regulatorom, stron poświęconym szkoleniom i konferencjom oraz publikacji zawarte zostały w kolejnej sekcji.

Odrębną pozycję zajmują materiały Światowego Forum Regulacji Energetyki.

W październiku 2006 r. podczas III Światowego Forum Regulacji Energetyki w Waszyngtonie, przedstawiciele CEER-u zaprezentowali we współpracy z ERRA (ang. *Energy Regulators Regional Association*), ARIAE oraz NARUC (ang. *National Association of Regulatory Utility Commissioners*) stworzoną platformę wraz z trzyletnim programem zawierającym proponowane kierunki rozwoju, strukturę zarządzania projektem oraz budżet.

Projekt spotkał się z dużym zainteresowaniem. Zainteresowani współpracą są m.in. regulatorzy kanadyjscy zrzeszeni w Kanadyjskim Stowarzyszeniu Członków Trybunałów Użyteczności Publicznej (ang. *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals* – CAMPUT).

Zachęcamy do korzystania z nowego źródła danych.

Opracowała: Małgorzata Kozak,
Dyrektor Generalny URE

2		POLECENIE PRZELEWU		A
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		D
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		B
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		C
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2007

Numery:

Liczba egzemplarzy:

Wartość:

Imię i nazwisko lub nazwa firmy:

Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:

Ulica: nr.:

Miasto: kod:

Telefon kontaktowy (z kier.):

Faks:

NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _

Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu......
*Pieczętka i podpis***„Biuletyn****Urzędu Regulacji Energetyki”**

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

*** * * * *****Warunki prenumeraty w roku 2007****dwumiesięcznika:****„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów × 12 zł za 1 egz.) wynosi 72 zł, 2 egz. odpowiednio 144 zł.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.**Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu prenumeraty.**

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

Egzemplarze archiwalne poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, faks: (022) 661 62 24.

Zamówienie – Biuletyn URE – 2007

Numery:

Liczba egzemplarzy:

Wartość:

Imię i nazwisko lub nazwa firmy:

Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:

Ulica: nr.:

Miasto: kod:

Telefon kontaktowy (z kier.):

Faks:

NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _

Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu......
Pieczętka i podpis

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 2006.11.30)

TARYFY DLA CIEPŁA

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Zespół Elektrowni Ostrołęka – Ostrołęka	3,04	
	Elektrownia Kozienice SA – Świerże Górne	0,20	
	THERMO ENERGIA Sp. z o.o. – Warszawa	35,20	
	Dalkia Polska SA – Zakopane	9,00	
	Dalkia Polska SA – Ciechocinek	7,05	
	Dalkia Polska SA – Jędrzejów	19,45	
	Dalkia Polska SA – Kraków	11,66	
	Dalkia Polska SA – Wąbrzeźno	26,22	
	Dalkia Polska SA – Rzeszów	16,81	
	EKO-ENERGO E. Maciągowski, A. Błoński, A. Tabor Sp.j. – Warszawa	10,05	
	Zakład Energetyczny Płock – Multienergetyczne Przedsiębiorstwo Sieciowe Sp. z o.o. – Płock	1,45	
	VATTENFALL HEAT POLAND SA – Warszawa	0,00	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o.	1,30	
	Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	9,49	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wyszków	1,79	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki	9,46	
	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA – Płock	3,27	
	DAMIS-CENTRUM – Łódź	6,95	
	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo-Usługowe Piaseczno Sp. z o.o.	0,00	
	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej RADPEC SA	3,50	
	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Karczew	6,97	
	Szczecin	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecin	6,06
		Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sławno	1,05
Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Karlino		3,57	
Przedsiębiorstwo Projektowo-Wykonawczo-Handlowe WEST – BUD Jachimowicz Sp.j. – Koszalin		5,05	
Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Łobez) – Łobez		6,96	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Świdwin		5,49	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Białogard		1,40	
PPU EKO – WARK Sp. z o.o. – Szczecin		9,57	
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.		14,00	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Strzelce Krajeńskie		- 1,50	
Gdańsk		Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Miastko) – Miastko	0,53
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Malbork	1,63	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruciane Nida	29,65	
	PHZ ALEX Teresa i Alfred Siwik – Warpuny	31,21	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pieniężno	3,00	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pisz	3,98	
	Ciepłownia Miejskie Sp. z o.o. – Węgorzewo	7,50	
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Mrągowo	1,11	
	Przedsiębiorstwo Usługowe Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Nidzica	5,06	
	Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze PEC Sp. z o.o. – Pruszcz Gdański	3,36	
	Elektrociepłownia Starogard Sp. z o.o. – Starogard Gdański	3,29	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olsztyn	- 2,05	
	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	4,40	
	Wodociągowo – Ciepłownicza Sp. z o.o. „COWIK” – Bartoszyce	1,60	
	Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o. – Działdowo	0,72	

Poznań	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Golub-Dobrzyń	0,83	
	OPEC Grudziądz Sp. z o.o. – Grudziądz	4,88	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wągrowiec	2,06	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. wielkopolskie)	11,18	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. zachodniopomorskie)	32,78	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. opolskie)	21,31	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rypin	3,15	
	Zakład Obsługi Komunalnej Miasta Lipna	20,32	
	Toruńska Energetyka Cergia SA	1,68	
	BRUN – POL Pomorze – Kujawy Sp. z o.o. – Toruń	7,58	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Szamotuły)	22,70	
	Sydkraft Złotów Sp. z o.o. – Złotów	4,95	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. dolnośląskie)	20,58	
	Lublin	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzec Podlaski	2,49
Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Biłgoraj) – Biłgoraj		0,85	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Hrubieszów		4,47	
Krasnystawska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Krasnystaw		10,51	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GIGA Sp. z o.o. – Augustów		– 0,91	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Radzyń Podlaski		2,99	
Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik SA		6,57	
PRATERM Kraśnik Sp. z o.o.		6,98	
Zambrowskie Ciepłownictwo i Wodociągi Sp. z o.o.		– 1,01	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Chełmie		2,39	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” w Świdniku Sp. z o.o.		13,75	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Leżnica Wielka, Łask		29,25	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Kielce, Sandomierz, Busko Zdrój		18,47	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Białobrzegi		15,32	
Łódź		Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Poddębice	6,01
		Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sandomierz	5,55
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Wieluń	– 0,08	
	Energetyka – Boruta Sp. z o.o. – Zgierz	1,83	
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ostrowiec Świętokrzyski	2,58	
	STOLBUD SA – Włoszczowa	4,35	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Opatów	4,71	
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Tomaszów Mazowiecki)	3,16	
	Zakłady Mebli Giętych FAMEG SA – Radomsko	8,66	
	PGKIM Sp. z o.o. – Aleksandrów Łódzki	3,35	
	Kołoszkowskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	4,99	
	Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o.	1,01	
	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	2,09	
Wrocław	Fortum Wrocław SA – Wrocław	2,32	
	CIEPŁOWNICTWO Sp. z o.o. – Nowa Ruda	3,98	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Bielawie – Bielawa	5,39	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Namysłów	2,03	
	Samodzielny Wojewódzki Szpital dla Nerwowo i Psychicznie Chorych – Branice	2,01	
	RWE KAC Polska Sp. z o.o. – Wrocław	4,27	
	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA – Opole	3,85	
	ENERGETYKA Sp. z o.o. – Lubin	6,93	
	Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW – KOM Sp. z o.o. – Zawadzkie	2,22	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kędzierzyn Koźle	4,47	

Katowice	Konieczpolskie Zakłady Płyt Piłśniowych SA – Koniecpol	8,70
	Elektrociepłownia Zabrze SA – Zabrze	0,00
	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	4,60
	Elektrociepłownia Tychy SA – Tychy	0,00
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Jastrzębie Zdrój	3,80
	EKOTERM Sp. z o.o. – Bieruń	3,20
	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnicych ENMAG-EG Sp. z o.o. – Piekary Śląskie	2,80
	RCEkoenergia Sp. z o.o. – Czechowice-Dziedzice	3,57
	PROMOT – CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. – Skoczów	14,70
	Zakłady Energetyki Ciepłej SA – Katowice	3,80
	Ciepłownia Rydułtowy Sp. z o.o. – Rydułtowy	3,69
	MEGAWAT Sp. z o.o. – Czerwionka-Leszczyny	12,90
	BUDWEX SA – Rybnik	- 0,50
	Elektrociepłownia EC NOWA Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza	3,80
	Kompania Węglowa SA – Katowice	4,20
	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO – ENERGIA Sp. z o.o. – Ruda Śląska	2,00
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gliwice Sp. z o.o.	4,10
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dąbrowa Tarnowska	4,38
	Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Wolbrom	1,61
	LARKIS Sp. z o.o. – Dobczyce	5,76
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Nowa Dęba	3,21
	Przedsiębiorstwo Termicznej Utylizacji Odpadów RA – TAR Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	7,37
	Solar-Bin Sp. z o.o. – Rzeszów	18,41
	Rzeszowska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	3,44
	Ciepłownia Łańcut Sp. z o.o.	2,71
	Zakłady Chemiczne ORGANIKA SARZYNA SA – Nowa Sarzyna	- 1,63
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Stalowa Wola	- 3,36
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Jasło	7,31
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Kraków	4,95
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMOWAD Sp. z o.o. – Wadowice	10,79
	BTB Polska Sp. z o.o. – Kraków	24,98
Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	4,02	

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 2006.11.30)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Gdańsk	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Mrągowo	2006.09.01
Wrocław	Fortum Wrocław SA – Wrocław	2006.09.01

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 2006.12.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	TOFAMA SA	2006.10.20
2	Góraźdże Cement SA	2006.10.20
3	Korporacja Budowlana „FADOM” SA	2006.10.20
4	RCEkoenergia Sp. z o.o.	2006.10.20
5	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	2006.10.20
6	Fabryka Maszyn Budowlanych i Lokomotyw BUMAR-FABLOK SA	2006.10.31
7	Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	2006.10.31
8	NSK Bearings Polska SA	2006.10.31
9	GRANDMASTER Sp. z o.o.	2006.11.10
10	Zakłady Tworzyw Sztucznych ERG w Pustkowie SA	2006.11.10
11	EC Wojkowie Sp. z o.o.	2006.11.10
12	ELEKTRIX Sp. z o.o.	2006.11.10
13	Energetyka Boruta Sp. z o.o.	2006.11.10
14	„BEST-EKO” Sp. z o.o.	2006.11.10
15	CARBON BLACK Polska Sp. z o.o.	2006.11.21
16	Fabryka Maszyn „Glinik” SA	2006.11.21
17	Firma Oponiarska Dębica SA	2006.11.21
18	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	2006.12.11
19	Magneti Marelli Poland SA	2006.12.11
20	„Andropol-Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	2006.12.11
21	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	2006.12.11

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 2006.12.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie SA	2006.10.31
2	ELCO Sp. z o.o.	2006.10.31
3	POLAR SA	2006.11.10
4	Mittal Steel Poland SA	2006.11.24
5	„Energetyka” Sp. z o.o.	2006.12.01
6	LOTOS Jasło SA	2006.12.01

Ustalenie współczynnika korekcyjnego X w taryfie dla energii elektrycznej

(stan na 2006.10.31)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	PSE-Operator SA	2006.10.31

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2006.12.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	RCEkoenergia Sp. z o.o.	2006.10.20
2	Grupa Kęty SA	2006.11.21
3	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	2006.12.01
4	POLENERGIA SA	2006.12.01
5	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	2006.12.01

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych

(stan na 2006.11.21)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	G.EN. GAZ ENERGIA SA	2006.11.10
2	Mittal Steel Poland SA	2006.11.10
3	EC FENICE Poland Sp. z o.o.	2006.11.21

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

(stan na 2006.12.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Kuwiat Petroleum Polska Sp. z o.o.	00-660 Warszawa, ul. Lwowska 19	Opc
2	POLENERGIA SA	00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87	Dpg
3	Zakłady Mechaniczne „PZL-Wola” SA	00-961 Warszawa, ul. Fort Wola 22	Dee, Oee
4	STP EUROPOL Sp. z o.o.	01-604 Warszawa, ul. Promyka 1 m. 168	Opc
5	„DUDA” Polski Koncern Mięsny	02-677 Warszawa, ul. Taśmowa 3	Opc
6	Marek Liszkiewicz, Wiesław Tumielewicz – „PRIMA GAZ”	02-981 Warszawa, ul. Zawodzie 16	Opc
7	POL-OIL CORPORATION Sp. z o.o.	05-152 Czosnów, Pieńków	Opc
8	Stawicki Witold	05-660 Warka, ul. Bielańska 56	Opc
9	PHT „Starmex” Stanisław Burzyński	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Żyrardowska 3 e	Opc
10	„EUROBUD” Ryszard Piłkowski	06-500 Mława, ul. Graniczna 9	Opc
11	PHU Arka – Trans Katarzyna Olszewska	06-500 Mława, ul. Kościelna 16	Opc
12	Speed SC	07-410 Ostrołęka, ul. Konwaliowa 1	Opc
13	PPHU „KAMIGAZ” Kamil Koczkodon	07-415 Olszewo-Borki, ul. Brzozowa 31	Opc
14	„ELDAMEX” FHU Elżbieta Demianiuk	08-110 Siedlce, Pruszyń-Pieńki 25 a	Opc
15	Zakład Usług Transportowych Nowiński Wiesław	08-111 Krzesk, Tęczki 42	Opc
16	FORTUM Płock Sp. z o.o.	09-402 Płock, ul. Harcerza Antolka Gradowskiego 3 A	Wcc
17	Artur Lewandowski – ARTPOL	09-410 Płock, Al. Jana Pawła II 74/54	Opc
18	PHU „DART-MEX” Łopiński Dariusz	09-530 Gąbin, ul. Trakt Kamiński 20 A	Opc
19	FHU ALEX Aleksandra Cichoń	09-533 Stubice, Juliszew 5	Opc
20	Stacja Paliw Janina Cichoń	09-533 Stubice, Juliszew 5	Opc
21	Holding Slovenske elektrarne d.o.o.	1000 Ljubljana, Republika Słowenii, Kopraska ulica 92	Oee
22	„GAZEX” – Piotr Gizulewski	11-130 Orneta, ul. Gdańska 3	Opc
23	„FORZA” Grzegorz Filipowicz	11-440 Reszel, Robawy 4	Opc
24	Jerzy Borowik – Stacja Paliw „TURBO”	14-300 Morąg, ul. Żeromskiego 33	Opc

25	Spółdzielnia Kótek Rolniczych z siedzibą w Zambrowie	18-300 Zambrow, ul. Prymasa St. Wyszyńskiego 12	Opc
26	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Transportowe „Kulikowski” Sp. z o.o.	18-400 Łomża, ul. Chopina 2/82	Opc
27	PHU-Eksport-Import TUBOR Borkowski Józef	18-525 Turośl, ul. Jana Pawła II 1	Opc
28	PHU „ROWIX” Witold Rosa	21-450 Stoczek Łukowski, ul. Południowa 15	Opc
29	Dibu Handlungsentur Export Import Sp. z o.o.	21-580 Wisznice, Wygoda 64	Opc
30	Ostapkowicz Leszek – „LEON-GAZ”	22-100 Chełm, ul. Podgórze 36	Opc
31	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „ART-MAG” Małgorzata Suszek	24-130 Końskowola, Nowy Pożóg 36A	Opc
32	PPHU KOBAN Szymański Krzysztof	24-220 Niedrzwica Duża, Sobieszczany 26	Opc
33	DEX POL Sp. z o.o.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12	Opc
34	W & B Sp. z o.o.	25-734 Kielce, ul. Jagiellońska 92/224	Opc
35	FHU JAD-STAN SC – Jadwiga Stemplewska, Stanisław Stemplewski	26-026 Morawica, Brudzów 105 A	Opc
36	PHU „ACER” Kolda Stanisława	26-050 Zagnańsk, ul. Bełno 104	Opc
37	„G-SPOT” Gawel Michał	26-065 Piekoszów, ul. Częstochowska 126	Opc
38	Izabela Węgrzyn – Przedsiębiorstwo ARTWIR	26-080 Mniów, ul. Świętokrzyska 80	Opc
39	PPHU EDEN Agnieszka Maria Stolarska	26-230 Radoszyce, Jacentów 28A	Wee
40	PHU ROMEX	26-500 Szydłowiec, ul. Kilińskiego 1 B	Opc
41	System Eko Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Grzeczmarowskiego 2	Opc
42	Gustaw Jarosz MiG DOM HANDLOWY I BAR	27-225 Pawłów, Rzepin Kolonia nr 14A	Opc
43	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „DUMAT” Grzegorz Duda	27-415 Kunów, Janik, ul. Szkolna 28	Opc
44	Jolanta Mędrykowska – FHU	27-630 Zawichost, ul. Polna 1	Opc
45	Hurt – Detal „Dawidex” Ireneusz Wojtas	27-641 Obrazów, Święcica 38	Opc
46	Grzegorz Sarna Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	28-100 Busko-Zdrój, ul. Batalionów Chłopskich 3	Opc
47	„BD” Firma Handlowo-Uslugowa Daniel Wiśniewski	28-512 Bejsce, Dobiesławice nr 40a	Opc
48	„AUTO – GAZ” Dorota Mikołajczyk	29-105 Krasocin, ul. Macierzy Szkolnej	Opc
49	Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe „ECON-BUD” Sp. z o.o.	30-009 Kraków, ul. Friedleina 6	Opc
50	Firma Master Trans Marian Master	31-861 Kraków, Os. Niepodległości 5/70	Opc
51	Kazimiera Cabała – FIRMA INTER TANK	33-386 Podegrodzie, Podegrodzie 355	Opc
52	GALERIA BUDZÓW SC Jan Nowak, Małgorzata Sałapat	34-211 Budzów, Budzów 281	Opc
53	Firma Handlowo-Uslugowo-Remontowa „NATAN” Maria Saffawa	34-330 Żywiec, ul. Grunwaldzka 61	Opc
54	Dystrybucja Gazu-Grupa Podhale SC Bachulski Zbigniew, Nowak Kazimierz, Pietras Adam	34-451 Tylmanowa, Mostki 272	Opc
55	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „BOGI” Kosiorowski Bogusław	36-100 Kolbuszowa, Zarębki 102	Opc
56	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „KRUSZ-BET” Sp. z o.o.	36-204 Dydnia, Obarzym	Opc
57	Zakład Usług Komunalnych ENERGOKOM Sp. z o.o.	37-111 Rakszawa	Wcc
58	Roman Mandela – TRANSIRMA	38-112 Lutcza 495	Opc
59	ZTS GAMRAT SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108	Opc
60	Firma Handlowo-Uslugowa „TRANSMISER 2” Wiktor Boczar	38-400 Krosno, ul. Podkarpacka 29 B	Opc
61	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „BUD-POL” Piotr Kozak	39-120 Sędziszów Młp., ul. Piaskowa 15	Opc
62	Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz	39-400 Tarnobrzeg, ul. Kopernika 32	Wcc, Pcc
63	Federal-Mogul Gorzyce	39-432 Gorzyce, ul. Odlewników 52	Oee

64	BP Service Center Kania SC Katarzyna i Marek Kania	41-100 Siemianowice Śląskie, Plac Piotra Skargi 2	Opc
65	ATM Andrzej Skulski i Tadeusz Makowski Sp.j.	41-506 Chorzów, ul. Maronia 44	Opc
66	A.M. GAZ Małgorzata Dzieczyk	41-707 Ruda Śląska, Do Gródka 1	Opc
67	BP SERVICE CENTER SC Beata Kaczmarek, Marian Kaczmarek	41-800 Zabrze, ul. 3-go Maja 101	Opc
68	PHU ZOLTAR Roman Pasoń	41-8100 Zabrze, ul. Wolności 339	Opc
69	Edyta Skowrońska – DA-KA	42-454 Niegowonice, ul. Dąbrowska 47	Opc
70	Stefan Barszczowski – FHU STEF-MAT	42-520 Dąbrowa Górnicza, Podbagienko 6	Opc
71	MARPOL Sp. z o.o.	42-700 Lubliniec, Wierzbie ul. Główna 35	Opc
72	Ingrida Sacher AGRO	44-180 Toszek, ul. Dworcowa 4	Opc
73	Persona Sp. z o.o.	44-190 Knurów, ul. Szpitalna 42	Opc
74	Przedsiębiorstwo Spedycyjno-Transportowe „Trans- gór” Sp. z o.o.	44-268 Jastrzębie Zdrój, ul. Norwida 34	Opc
75	Stacja Paliw „NOWE” Nowe Budkowice	46-030 Murów, Nowe Budkowice, ul. Dworcowa 10 a	Opc
76	EKO-GAZ SC Jan Białek, Grzegorz Białek	46-136 Domaszowice, ul. Łąkowa 5	Opc
77	EUROSHEL Sp. z o.o.	48-314 Pakosławice, Pakosławice 13 A	Opc
78	ECO Oil – Sprzedaż detaliczna i hurtowa paliw Falana Robert	52-280 Częstochowa, ul. Borówkowa 8	Opc
79	PETROART Sp. z o.o.	53-118 Wrocław, ul. Zimowa 15	Opc
80	Ryszard Dąbrowa – QUERCUS	55-100 Trzebnica, ul. Henryka Pobożnego 5 m. 3	Opc
81	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Kłodzku SA	57-300 Kłodzko, ul. Dusznicka 1	Opc
82	K&K SC Marta Kurowska, Iwona Krzystyniak	57-300 Kłodzko, ul. Zamiejska 16	Opc
83	„AUTO-HANDEL” SC Gryl Jacek, Klimas Piotr	57-401 Nowa Ruda, ul. Świdnicka 108 a	Opc
84	Przedsiębiorstwo Handlowe „TWTRADE” Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 42	Opc
85	Elektrownia Wodna Kamienica Józef Jaracz	58-512 Stara Kamienica, Barcinek	Wee
86	Firma Handlowo-Uslugowa Jarosław Werner	59-800 Lubań, ul. Ratuszowa 7/46	Opc
87	K 5 – Tomasz Kubica & Paweł Chorab SC	59-920 Bogatynia, Os. 25-lecia 24/15	Opc
88	„Groil” SC Cielma Helena, Cielma Krzysztof	59-930 Pieńsk, Lasów 61	Opc
89	G.EN. GAZ ENERGIA SA	60-650 Poznań, ul. Obornicka 235	Sgz
90	PPHU „DOR-NAT” Katarzyna Płachetka	61-845 Poznań, ul. Strzelecka 16 m. 5	Opc
91	GEOPOL Sp. z o.o.	62-040 Puszczykowo, ul. Poznańska 88c	Opc
92	PW DUET Andrzej Mateja	62-066 Granowo, ul. Poznańska 1 a	Wpc
93	Henryk Lorenc – PPHU „ROLLOS”	62-500 Konin, ul. Brzozowa 53	Opc
94	Dominik Szafran – DS-OIL	62-571 Stare Miasto, Lisiec Wielki 95	Opc
95	Andrzej Chojecki – PHU ANDREA	62-600 Koło, ul. Przesmyk 2	Opc
96	Firma MARKO Marek Fraszczyński	62-730 Dobra, Skęczniew 53/2	Wee
97	PUH „ELL-GAS” Janusz Żubrowski	62-861 Staw, ul. Kaliska 11	Opc
98	PPHU WIT-AM Alina Wicijowska	63-040 Nowe Miasto, Komorze 2a	Opc
99	Radosław Banaszyński – „BIREX” Firma Usługowo- -Handlowa	63-200 Jarocin, ul. T. Kościuszki 16	Opc
100	Wiesława Kapała – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KAPAŁA”	63-900 Rawicz, Słupia Kapitulna 147A	Opc
101	WMG OIL Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Słowiańska 63	Opc
102	Justyna Wośko Sławomir Wośko – AUTO-POL-TRANS SC	64-360 Zbąszyń, Przyprostynia, ul. Prandoty 164	Opc
103	Beata Rogalska – Firma Handlowo-Uslugowa	64-600 Oborniki, ul. Droga Leśna 39d/48	Opc
104	DARO Dariusz Filipczak	66-200 Świebodzin, Os. Widok 7a/5	Opc
105	POLMAX SA	66-200 Świebodzin, ul. Łużycka 50	Wpc
106	BB DEVELOPEMENT Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Łokietka 32-33/30	Opc
107	Wacław Żejmo – EKO-MOC	66-600 Krosno Odrzańskie, ul. Matejki 2a/3	Wee

108	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe IMAR Marek Bal	67-100 Nowa Sól, Al. Wolności 1	Opc
109	PRO – GAS Handel – Usługi Zbigniew Pronko	68-200 Żary, ul. Sarnia 3	Opc
110	EXEN s.r.o.	702 00 Ostrava, Moravska Ostrava, Sokolska Trida 1263/24	Oee
111	STABOS Sp. z o.o.	70-216 Szczecin, ul. Czackiego 3a	Opc
112	Wojciech Tokarek – FHU KOMA-GAS	72-010 Police, ul. Mieszka I 6 D/46	Opc
113	Grzegorz Antoniak – PPHU GAZ-DA	72-200 Nowogard, ul. Bohaterów Warszawy 34	Opc
114	SABA Agnieszka Gallos	72-415 Międzywodzie, ul. Zatoczna 10	Opc
115	AGMEL II SC Krzysztof Chmielewski, Janusz Krzyżanowski	74-100 Gryfino, ul. Mieszka I 6/3	Opc
116	MARKO Stacja Paliw Ryszard Bagrowski	74-200 Pyrzyce, ul. 1 Maja 20a/1	Opc
117	Paliwa i Produkty Naftowe Witold Wielgus, Marian Pastuszek Sp.j.	74-200 Pyrzyce, ul. Żwirki i Wigury 3	Wpc
118	Firma Handlowo-Ustugowa BLAN MIL Jarosław Burzyński	76-004 Sianów, ul. Dworcowa 23	Opc
119	PHU Autogaz Marzenna Dziewierska	76-039 Biesiekierz, Biesiekierz 12	Opc
120	Anna Wrzeszcz – FIRMA ANPOL-TRANS	77-400 Złotów, Nowiny 8c/10	Opc
121	LAGUNA SC Rafał Kożuszek Kamil Ściurkowski	78-100 Kołobrzeg, ul. Szczecińska 95	Opc
122	OPAL – Filip Kutikowski	81-006 Gdynia, ul. Morska 314	Opc
123	Andrzej Burghardt – „OIL-GAZ”	81-442 Gdynia, ul. Elizy Orzeszkowej 12/13	Opc
124	Bartłomiej Błoszyk – TBA Firma Handlowo-Ustugowa	83-230 Rumia, ul. Batorego 17	Opc
125	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Ustugowe Roman Tarasiewicz	83-320 Sulęcyno, Al. Zwycięstwa 44	Opc
126	Stacja Auto-Gazu Bartłomiej Hoppe	83-320 Sulęcyno, Al. Zwycięstwa 45	Opc
127	Mała Elektrownia Wodna Osowo Lęborskie Regina Potrykus	84-223 Linia, ul. Piaskowa 22	Wee
128	Stacja Tankowania LPG „JARGAZ” Lange Jarosław	84-242 Luzino, Kębtowo, ul. Wejherowska dz. nr 503/4	Opc
129	Marek Myszkowski PHU „MYSZKOWSKI”	84-300 Lębork, ul. Pionierów 19	Opc
130	„OILGAZ” Sp. z o.o.	85-032 Bydgoszcz, ul. Przemysłowa 27	Opc
131	Polski Związek Motorowy Okręgowy Zespół Działalności Gospodarczej Sp. z o.o.	85-808 Bydgoszcz, ul. Białogardzka 7	Opc
132	KAROR Mirosław Szubartowski i Spółka – Sp.j.	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	Oee
133	„Gazprąd” Zakład Usług Handlowych Wiesław Lemke	86-300 Grudziądz, ul. Droga Przechodnia 13	Opc
134	„PKS Grudziądz” Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Rapackiego 33	Opc
135	Toruńska Energetyka Cergia SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	Dee, Oee
136	Aleks-Fruit Sp. z o.o.	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Przemysłowa 8	Wpc
137	Ignacy Łowicki – EKO-GAZ Dystrybucja Gazu	87-853 Kruszyn, Ludwinowo1	Opc
138	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. Ks. Piotra Wawrzyniaka	Opc
139	PRH SKROBZIEM Zbigniew Skrobicki	88-200 Radziejów, ul. Becińskiego 14	Wee
140	Adam Królikowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Ustugowe „WĘGLOZŁOM”	88-231 Bytoń, Bytoń 22a	Opc
141	Joanna Kuliś „FILIP”	92-118 Łódź, ul. Brzezińska 115	Opc
142	„G & S ENERGY” Grzegorz Socha	93-615 Łódź, ul. Józefów 85	Opc
143	PPHU „DAR-HEN” SC Henryk Szczepaniak, Dariusz Nolbrzak	95-035 Ozorków, ul. Słowackiego 14	Opc
144	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Ustugowe „TIMEX” SC Zbigniew Wiewióra, Teresa Wiewióra	95-040 Koluszki, ul. Polna 33	Opc
145	„GAZ-ELA” Elżbieta Szatan	95-050 Konstancinów Łódzki, ul. Kolejowa 10	Opc
146	Leszek Guzek	95-060 Brzeziny, Przecław 38	Opc
147	„KM” Katarzyna Markiewicz	95-100 Zgierz, ul. Parzęczewska 32	Opc
148	PHU „GAZ-MAT” Grażyna Stelmach	96-500 Sochaczew, ul. Gawłowska 61	Opc
149	Remigiusz Głowacki – Firma ITO	97-400 Bełchatów, ul. Lipowa 6D	Opc

150	Albin Pankiewicz	97-403 Drużbice, Kącik 4	Opc
151	Przedsiębiorstwo „PETRO – MARK” Sp. z o.o.	97-403 Drużbice, Zwierzyniec 4	Opc
152	Agnieszka Kulak – Agent Stacji Paliw	97-410 Kleszczów, ul. Niska 2	Opc
153	Grzegorz Gaik – Firma EKO TANK	97-500 Radomsko, ul. Św. Jadwigi Królowej 6/15	Opc
154	Grzegorz Trzeciak	97-570 Przedbórz, ul. Radomszczańska 50	Wee
155	Zakład Gazownictwa Bezprzewodowego „KRIS – GAZ” Urbaniak Jan	98-220 Zduńska Wola, ul. Mickiewicza 52A	Opc
156	Firma Handlowa Hurt-Detal Jerzy Ignaczak	99-232 Zadzim, Kazimierzew 12	Wee
157	Jolanta Mikołajczyk – Firma Handlowo-Uslugowa „PEGAZ”	99-300 Kutno, Raciborów 60	Opc
158	„HALO GAZ” Daniel Durka	99-400 Łowicz, ul. Armii Krajowej 43N/1	Opc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Sgz – skraplanie gazu ziemnego

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 2006.12.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	PRIMAVERA TRADING Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21 lok.707
2	EL-WIL Sp. z o.o.	00-586 Warszawa, ul. Flory 9
3	Chemprogres Sp. z o.o.	01-161 Warszawa, ul. Obozowa 20
4	„Mostan” Sp. z o.o.	01-161 Warszawa, ul. Obozowa 20
5	TOYOTA BIELANY CORPO CARS Sp. z o.o.	01-684 Warszawa, ul. Klaudyny 1
6	Jacek Sielski PPHU ELEKTROBUD	01-913 Warszawa, ul. Szekspira 3 lok. 41
7	FHU „TOM MAX” Tomasz Natkaniec	01-922 Warszawa, ul. Conrada 24/40
8	Smart Card Polska Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Przy Parku 2 lok.4
9	Falcon Oil Sp. z o.o.	02-979 Warszawa, ul. Kostrzyńska 24/11
10	Fuks-Gaz SC Anna Krupa, Łukasz Jemiołowski	03-253 Warszawa, ul. Białołęcka 184
11	JCN Wołyński, Szczęsny Sp.j.	04-129 Warszawa, ul. Sulejowska 35 lok. 12
12	ERROR Ewelina Michalska	05-270 Marki, ul. Słoneczna 20
13	AUTO-Gaz SC Bogdan Nowak, Leszek Witan	05-462 Wiązowna, Duchnow, ul. Wspólna 24
14	Diagnostyka-Mechanika Samochodowa Piotr Skok	06-100 Pułtusk, ul. Kościuszki 76
15	Krzysztof Deptuła	06-230 Różan, ul. Kościuszki 23
16	Andrzej Bieńkowski – BEGAZ	06-300 Przasnysz, ul. Piłsudskiego 100
17	PHU „KRISDAR” SC B. Wiska i D. Czyż	07-411 Rzekuń, Kolonia 15 A
18	Kiryliczuk Aneta	08-140 Mordy, Głuchów
19	„AB” Sp. z o.o.	08-300 Sokołów Podlaski, ul. Repkowska 51 a
20	AGATA SC Jacek Fic, Agata Fic	08-400 Garwolin, ul. Ruda Talubska 1
21	PHU PARTNER SC Witam Mariusz, Poszytek Rafał	08-410 Wola Rębkowska, Podsadowiec 16
22	Mieczysław Bartkowski	09-100 Płońsk, ul. Szpondowo 1A
23	Urszula Lewandowska	09-130 Baboszewo, Galominek Nowy 7
24	LOOK-OIL Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. 3 Maja 16 lok. 108
25	PETRO-MAR Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Kossobudzkiego 5 lok. 49
26	FHU „IRHAL” Irena Kłysiak	09-450 Wyszogród, ul. Pokoju 1
27	Jacek Fiedorowicz	10-421 Olsztyn, ul. Składowa
28	Mariusz Zbigniew Piórkowski – „TRANSBUD”	10-817 Olsztyn, ul. Nasienna 8
29	„BUDGAZ” Sp. z o.o.	11-010 Barczewo, Łęgajny, ul. Wiązowa 4 A
30	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Anna Zajac	11-041 Olsztyn, ul. Ketlinga 5
31	Firma Handlowo-Uslugowa „GAZ”	11-300 Biskupiec, ul. Chrobrego 27/29

32	„DIZAN” Dobkowski Daniel	12-140 Świętajno, ul. Grunwaldzka 4
33	FHU SAN DIEGO Patrycja Brzezińska	13-100 Nidzica, Litwinki
34	Kazimierz Punpur – Zakład Usługowo-Handlowy „GAZ”	14-100 Ostróda, ul. Rycerska 8/51
35	Ilawskie Wodociągi Sp. z o.o.	14-202 Ilawa, ul. Wodna 2
36	A. Malinowska, R. Malinowska, P. Malinowski, S. Langowska – FHU DOJLIDO SC	14-230 Zalewo, ul. Tartaczna 3
37	„R.E.D. OIL” SC Radosław Wiśniewski, Daniel Wiśniewski, Emanuel Starzyński	14-330 Małdyty, ul. Kopernika 4/3
38	GAZIK Krzysztof Kufakowski	16-400 Suwałki, ul. Reja 72/22
39	Piotr Zajkowski – Z PETROL Stacja Paliw	18-100 Łapy, ul. Brańska 9
40	JPM Grzeszczuk, Łaniewski, Chojnowski SC	18-220 Czyżew-Osada, ul. Zambrowska 2
41	Andrzej Warchocki – Handel Detaliczny Stacjonarny Paliwami Ciekłymi AUTO-GAZ	20-246 Lublin, ul. Niepodległości 8/71
42	Małgorzata Skalska – FH DOGMA	20-630 Lublin, ul. Kaliska 3/38
43	Barbara Redzik	21-425 Huta-Dąbrowa, Huta-Dąbrowa 110
44	Firma ROBEX Robert Łaski	21-532 Łomazy, ul. Budzyń 80
45	Hanna Gil, Józef Gil – PPHU Gil SC	26-001 Masłów, Masłów 119a
46	Przedsiębiorstwo Transportowo-Usługowo-Handlowe „ADAM GRYS”	26-004 Bieliny, Lechów 51A
47	Zygmunt Ksel – PHU XEL	26-065 Piekoszów, ul. Kolejowa 39B
48	Norbert Wojtczak – „WOJ-TRANS”	26-600 Radom, ul. Klementyny 11 m. 1
49	Gryf-Pol Sebastian Świerczyński	26-600 Radom, ul. Strzelecka 11
50	Kostrzewa Zbigniew – Firma Handlowo-Usługowa „PSN – ENERGY”	28-300 Jędrzejów, ul. Reymonta 22
51	Mała Elektrownia Wodna Zbigniew Żelazny	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Partyzantów 38/25
52	PROFIT Katarzyna Sobecka-Kromka	30-324 Kraków, ul. Szwedzka 23 m. 38
53	„PETRO-GAS” Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Stróża Rybna
54	Firma „T&B”	32-085 Modlnica, ul. Giebułtów 285
55	Stacja Paliw Artur Otwinowski	32-090 Słomniki, ul. Wesola 11
56	Młyn Usługowy Tomasz Skarżyński	32-200 Miechów, Przesławice 81
57	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów)	32-200 Miechów, ul. Raclawicka 41
58	Zakład Handlu i Usług Motoryzacyjnych Krzysztof Wachacki	32-200 Miechów, ul. Raclawicka 75
59	FHUT „BARI” Krzysztof Włodarczyk	32-250 Charsznica, ul. Żarnowiecka 10
60	PW Progaz Jan Majda	32-400 Myślenice, ul. Kazimierza Wielkiego 203c
61	FHUP „SANPOL” Ewelina Deda	32-590 Libiąż, ul. 1-go Maja 14
62	PKSiS Oświęcim SA	32-600 Oświęcim, ul. Więźniów Oświęcimia
63	ITG Polska Sp. z o.o.	32-864 Gnojnik, Biesiadki 82
64	FPHU Edyta Skowron	33-318 Gródek n/Dunajcem, Gródek n/Dunajcem 54
65	SM LOGISTIC Sp. z o.o.	34-120 Andrychów, ul. Krakowska 83e
66	Firma Handlowo-Usługowo-Remontowa „NATAN” Maria Sattława	34-330 Żywiec, ul. Grunwaldzka 61
67	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	34-400 Nowy Targ, ul. Ludźmierska 30
68	Uchacz Sp. z o.o.	34-650 Tymbark, Podłopień 303
69	PPUH EKO-ENERGIA	35-114 Rzeszów, ul. Malczewskiego 7/44
70	ORLEN PetroTank Sp. z o.o.	36-145 Widelka 869
71	„MIRSLIW” Róg Mirosław	37-100 Łańcut, ul. Polna 3a
72	TRANSGLIMAR Sp. z o.o.	38-320 Gorlice, ul. Biecka 23 A
73	PPHU „GAZ-POŻ” Alina Marcinkowska	38-500 Sanok, ul. Piastowska 33
74	Trans-Steyr Franciszek Krajewski	38-606 Baligród, ul. Bałów 7

75	FUH „Petro-Sal” Krzysztof Sala	38-606 Baligród, ul. K. Wielkiego 69
76	PPHU Artykuły Metalowe i Instalacyjne „Tanie Ciepło” Joanna Ślusorz	41-400 Mysłowice, ul. Orta Białego 63/2
77	Auto – Master SC Romuald Szopa & Renata Wszola	41-404 Mysłowice, ul. Brzezińska 50
78	Huta Batory Sp. z o.o.	41-506 Chorzów, ul. Dyrekcyjna 6
79	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO-ENERGIA Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32
80	Ratyna Kazimierz Usługi Przewozowo-Handlowe	42-260 Kamienica Polska, Rudniki Wielkie, ul. Modrzewiowa
81	FH „UNIMAT” Zbigniew Kołodziej	42-263 Korwinów, ul. Jesienna 21
82	Arkadiusz Buła – ARCOPOL	42-350 Koziegłowy, Gniazdów, ul. Woznicka 102
83	KOMPLET Sp. z o.o.	42-625 Pyrzowice, ul. Transportowa
84	Stacja Paliw „DAMM” Arkadiusz Heliosz	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Tołstoja 34
85	Międzynarodowe Przedsiębiorstwo Odpadami MA- STER Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Grota Roweckiego 44
86	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ELEKTROS” Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Grota Roweckiego 21
87	Magdalena, Stefan Górcy – Stacja Paliw Sp.j.	43-190 Mikołów, ul. Skłodowskiej
88	Mountel Sp.j. Michał Przybył, Arkadiusz Łaskiewicz	43-374 Buczkowice, ul. Jama 104
89	B&B SC Małgorzata Bortnowska, Michał Bortnowski	44-100 Gliwice, ul. Karolinki 58
90	Sławomir Babczuk – Stacja Auto-Gaz KAMI-GAZ	44-190 Knurów, ul. Dworcowa 44
91	Jarzyna Egon – „AL-DUE” Zakład Produkcyjno-Uslu- gowo-Handlowy	44-218 Rybnik, ul. Niedobczycka 50c
92	Roman Szuścik – FH VONA	44-321 Marklowice, ul. Astrów 8
93	Przedsiębiorstwo „HEXAN”	44-323 Połomia, ul. Szkolna 40
94	Stacja Paliw Ramona Frycowska	46-200 Kluczbork, Ligota Górna
95	Bożena Michalec – FHU „BOMICH”	47-208 Reńska Wieś, Większyce, ul. Głogowska 32 a
96	PHU Sławomir Falana	48-220 Łącznik, ul. Sportowa 2
97	GZP Energia Ciepła Sp. z o.o.	48-340 Głucholazy, ul. G. Andersa 32
98	Optimus Networks SA	49-340 Lewin Brzeski, ul. Kościuszki 33
99	Kompania Spirytusowa WRATISLAVIA Polmos Wrocław SA	50-966 Wrocław, ul. Monopolowa 4
100	Janusz Pereświat-Softan	51-145 Wrocław, Al. Kasprowicza 82
101	ARKA Sp. z o.o.	55-050 Miroslawice, ul. Lotnicza 10
102	FHU BeTe Tomasz Babisz	55-330 Miękinia, Pisarzowice, ul. Sportowa 4
103	Stacja Paliw RYWAL SC R. Siepka, W. Ryczywolski	59-420 Bolków, ul. Sienkiewicza 68
104	„A&K AGMAR” Sp. z o.o.	59-726 Świętoszów, ul. Ułańska 2 H
105	„MAKSON” Sp. z o.o.	60-774 Poznań, ul. Śniadeckich 40
106	Jolanta Sosińska – „WOLF” Firma Wielobranżowa	61-344 Poznań, ul. Kotwiczka 18
107	ALSI Przedsiębiorstwo Instalacji Przemysłowych i Sanitarnych Aleksander Siepnewski	61-424 Poznań, ul. Nizinna 30a
108	Łukasz Ratajczyk – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HARPIA” Ł.R.	62-065 Grodzisk Wielkopolski, ul. Bukowska 91
109	SC Tadeusz Ślusarz, Marcin Sobczak	62-070 Dopiewo, Więckowice, ul. Gromadzka 5/2
110	Damian Kartyk – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „DAMKAR”	62-080 Tarnowo Podgórne, ul. Słoneczna 9
111	Karol Michalski – PHU KAR	62-570 Rychwał, ul. Grabowa 23a
112	Janusz Zimny – Firma Handlowo-Uslugowa „AGAMEX”	62-865 Szczytniki, Pamiątków 12
113	„GASPIR” P. Jurga, S. Witomski Sp.j.	63-100 Śrem, ul. Sikorskiego 37
114	„MAX-PETROL” Patryk Górny	63-940 Bojanowo, Gotaszyn 54
115	Przedsiębiorstwo Handlowe Marek Skoracki	64-030 Śmigiel, Karśnice 87
116	Henryk Jessa – Stacja Paliw JESPOL	64-115 Święciechowa, ul. Leszczyńska 36
117	PHU LECH-HAND Sp. z o.o.	66-530 Drezdenko, ul. Poznańska 33
118	CENTRUM MOTORYZACYJNE EDMAR Sp. z o.o.	66-300 Międzyrzecz, ul. Fabryczna 2

119	PHU „ALFA” Maria Mazurek	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Warszawska 164
120	„BAST-OIL” Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., Al. Konstytucji 3 Maja 11
121	EKO-MEW Reszka, Błatkiewicz i Mieszko SC	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Wełniany Rynek 1/15
122	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe BARTPOL Sp. z o.o.	67-124 Nowe Miasteczko, ul. Szosa Bytomska 1A
123	PW „MAX-GAZ” Janusz Abucki	67-200 Głogów, ul. Magazynowa 7
124	PLAN KM Sp. z o.o.	70-237 Szczecin, ul. Kusocińskiego 12
125	Żegluga Pomorska Sp. z o.o.	70-893 Szczecin, ul. Szosa Stargardzka 20/22
126	ABM Bożena Maryniak	71-795 Szczecin, ul. Duńska 82/12
127	EKO-SERWIS	71-837 Szczecin, ul. Policka 7
128	E&T KAGRA Sp. z o.o.	72-130 Maszewo, ul. Jedności Narod. 23a
129	STACJA L.P.G. „AUTO-GAZ” Rafał Lisecki	72-221 Osina Kikorze, Kikorze
130	HYDRO-GAS Grzegorz Rąbel	72-602 Świnoujście, ul. Skandynawska 15
131	„D.J-GAZ” D. Dobrzański, J. Flis	74-106 Stare Czarnowo, ul. Szczecińska 14
132	Lange& Stankiewicz Sp.j. Stanisław Lange, Bartosz Lange, Krzysztof Stankiewicz	75-237 Koszalin, ul. Morska 152
133	PHUP „ROLMASZ” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Grunwaldzka 1
134	Firma Handlowo-Usługowa – Zbigniew Szulta – FHU „ORZEŁ-GAZ”	77-141 Borzytuchom, ul. Łąkowa 1
135	DORADON SA	77-310 Debrzno, ul. Przechodnia 7/10
136	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Danuta Maria Łozecka	78-200 Białogard, ul. Szosa Połczyńska 57 a
137	PETROPOL Sp. z o.o.	80-319 Gdańsk, ul. Derdowskiego 19 A
138	„LOTOS ASFALT” Sp. z o.o.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135
139	„CETAN” Sp. z o.o.	81-038 Gdynia, ul. Hutnicza 42
140	„EKO-GAZ” Marian Syrowski	82-300 Elbląg, ul. Krakusa 21
141	SCORPIUS Tomasz Konopka	83-000 Pruszcz Gdański, ul. J. Korczaka 7
142	Marek Aleksander Radecki – Przedsiębiorstwo Pro- dukcyjno-Handlowo-Usługowe „ARCO”	83-020 Cedry Wielkie, ul. Krasickiego 6
143	„TROJAN” Sp. z o.o.	83-200 Starogard Gdański, ul. Gdańska 13/21
144	Łukasz Eggert – „EG-ON”	83-300 Pruszcz Gdański, ul. Zielona 29
145	Do-Wat Sp.j. W.A.D. Drzewieccy	85-079 Bydgoszcz, ul. Kościuszki 27
146	Polski Związek Motorowy Okręgowy Zespół Działalno- ści Gospodarczej Sp. z o.o.	85-808 Bydgoszcz, ul. Białogardzka 7
147	PPHU CYTRUS Sp.j. Andrzej Nowakowski, Mirosława Nowakowska	85-830 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 15
148	Gabor Eco Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Szosa Chełmińska 168/9
149	Zenon Bukowski – FUH BUK-POL	87-122 Grębocin, ul. Kowalewska 9
150	PPUH CZEJ-DAG Sp. z o.o.	87-705 Sinarzewo 20
151	Anna Małkowska – MAXOIL	87-853 Kruszyn, Nowa Wieś, ul. Jana Pawła II
152	PROGRESS Sławomir Szczupakowski	88-100 Inowrocław, Sikorowo 61
153	PHU „ROLBUD” Andrzej Turek, Hubert Turek	88-150 Kruszwica, ul. Lipowa 9
154	Andrzej Kowalczyk – PHU MERKURY Kopalnia Surow- ców Mineralnych WOJDAL	88-170 Pakość, Radłowo 65
155	Paweł Jaworski – Dystrybucja Paliw Płynnych ROY	92-230 Łódź, ul. Umińskiego 6 m. 28
156	M&M-GAS PHU Krzysztof Maciołek, Robert Murlikiewicz	93-610 Łódź, ul. Kolumny 100
157	Paweł Paszewski – PW Telenerg-Bis	94-056 Łódź, ul. Babickiego Józefa 12/70
158	Zakład Wodociągów i Kanalizacji WOD-KAN Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, Mokra Prawa 30
159	TYMWOD A.S. Strzeleccy Sp.j.	96-500 Sochaczew, ul. Gwardyjska 11
160	Spółdzielnia Usług Rolniczych w Żelechlinku	97-226 Żelechlinek, ul. Targowa 17
161	Bartłomiej Kulik – BARTGAZ	97-340 Rozprza, ul. Piotrkowska 71
162	Bernard Pietrzyk – „Omega”	97-512 Kodrąb, ul. Piotrkowska 4
163	NERTHUS Wojciech Pokora	98-160 Sędziejowice, Marzenin, Plac Różany 2
164	Piotr Wojtaszczyk – Stacja Auto – Gaz	98-235 Błaszki, ul. Przemysłowa 3

165	„KOLROY 4” A. i M. KOLANKOWSCY i Z. KRULAK Sp.j.	98-290 Warta, ul. Świętojańska 27
166	ZPHU WIKTOR Szydło Wiktor	98-300 Wieluń, Os. Stare Sady 16/24
167	Marcin Pluciński – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „TEM”	98-330 Pajęczno, ul. Źródlna 99
168	„STANOIL” Sp. z o.o.	98-338 Sulmierzyce, Ostrołęka 6
169	„RAPE” ROMAN PYSZKA	99-150 Grabów, Sobótka Stara 58

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 2006.12.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	GENERAL Stacja Paliw Bogdan Łukasiewicz Sp.j.	05-840 Brwinów, ul. Obwodnica 15	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
2	Bogdan Olekszyk – AB Olekszyk	23-424 Lipiny Dolne, Kolonia 6 A	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155, zmiana nazwy i siedziby przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
3	Wiesław Ziarek	24-103 Żyrzyn, Osiny 242	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
4	TANK HANDEL J. Włodarski, J. Gorzałczany Sp.j.	32-100 Proszowice, Szreniawa b.n.	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
5	FHU ORZEŁ Sp.j. Stanisław Kukła, Bolesław Kukła	32-722 Królówka, Muchówka 185	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
6	Leonarda Fyda – Działalność Handlowa	33-325 Grybów, Krużłowa Niżna 113	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, cofnięcie koncesji Markowi Fyda, zmiana brzmienia pkt 1 na str. 2
7	RES-POL J. Niezgoda, K. Budzik SC FUH	39-200 Dębica, ul. Kwiatkowskiego 1	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
8	Przedsiębiorstwo Robót Inżynierskich SA Holding	40-387 Katowice, ul. Rozdzieńska 28	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy
9	STIVJAN Sp. z o.o.	41-404 Mysłowice, ul. Fabryczna 15	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP
10	Longin Miśkiewicz – Stacja Paliw i Auto-Gaz	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Relaksowa 45	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy

11	Zakład Mechaniki Maszyn – Wyroby ze Stali Nierdzewnej Dominik Kwiatkowski	64-980 Trzcianka, ul. Rze- mieśnicza 9	2006.10.16	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, zmiana okresu ważno- ści koncesji
12	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-500 Rypin, ul. Mławska 46 b	2006.10.16	Wcc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana w pkt 1 charakterystyki jednego ze źródeł ciepła
13	Henryk Sałkowski	96-100 Skierniewice, ul. Mokra Lewa 1 A	2006.10.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
14	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-200 Świebodzin, Os. Łużyckie 39	2006.10.18	Wcc	ZPIZPD ¹⁾
15	ENER – G POLSKA Sp. z o.o.	00-854 Warszawa, Al. Jana Pawła II 23, Atrium Internatio- nal Business Center	2006.10.19	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
16	PVG Polska Sp. z o.o.	26-800 Białobrzegi, ul. Kościelna 110	2006.10.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
17	GOLMAR Sp. z o.o.	62-720 Brudzew, Bierzmo 2A	2006.10.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy
18	PW JERSAK Zofia Jersak	68-100 Żagań, ul. Mickiewi- cza 3	2006.10.19	Opc	stwierdzenie nieważno- ści decyzji w sprawie zmiany koncesji OPC; zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
19	Międzynarodowa Spedycja MIRTRANS Sp. z o.o.	81-334 Gdynia, ul. Polska 23	2006.10.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
20	Stanisław Baran – Firma STANPOL	96-100 Skierniewice, ul. Bole- sława Prusa 6/22	2006.10.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu zamieszkania przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
21	IPD Consulting Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Party- zantów 11	2006.10.23	Dee	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
22	MEROSŁAW Mieczysław Mero- niuk	64-541 Poznań, ul. Grun- waldzka 52	2006.10.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
23	Wind-Mag Magdalena Wyso- czyńska	80-297 Banino, ul. Sportowa 30	2006.10.23	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana brzmienia pkt 1 na str. 2
24	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-300 Brodnica, ul. 18 Stycznia 36a	2006.10.24	Wcc, Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji; ZPIZPD

25	Fundacja – Zakład Wychowawczy im. Ks. Siemaszki	31-019 Kraków, ul. Floriańska 55	2006.10.25	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
26	Kazimierz Matyka i Spółka Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Fabryczna 4	2006.10.25	–	–
27	ENERGOMEDIA Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	2006.10.25	Oee	zmiana zakresu
28	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – SA w Kaliszu	62-800 Kalisz, ul. Marii Dąbrowskiej 3	2006.10.25	Wcc, Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji; zmiana nazwy, ZPiZPD
29	Waldemar Micko – Firma Handlowa WAM-POL	33-102 Tarnów, ul. Mroźna 18	2006.10.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
30	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnicych ENMAG-EG Sp. z o.o.	41-949 Piekary Śląskie, ul. Jana Brzechwy 13	2006.10.26	Wcc, Pcc	ZPiZPD
31	NSK Bearings Polska SA	25-734 Kielce, ul. Jagiellońska 109	2006.10.27	Wcc, Pcc, Pee, Oee	zmiana nazwy
32	Stacja Paliw TANK Maria Guba	26-922 Sieciechów, Opactwo 19	2006.10.27	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
33	Przedsiębiorstwa Chemiczne CHEMAN SA	01-728 Warszawa, ul. Powązkowska 46/50	2006.10.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
34	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	60-960 Poznań, ul. Gdyńska 54	2006.10.30	Wcc, Wee	przedłużenie terminu ważności koncesji
35	Grupa Lotos SA	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	2006.10.30	Mpc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
36	Zbigniew Brzozowski – MILON PHU Hurt-Detal	09-442 Rogozino, gm. Radzanowo, Stróżewko 35	2006.10.31	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
37	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice SA	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	2006.10.31	Wcc, Pcc, Occ	zmiana warunków koncesji poprzez dodanie nowego punktu 2.1.8, REGON na NIP oraz numer w rejestrze przedsiębiorców
38	Henryk Kłyta – Skup Sprzedaż Surowców Wtórnych	42-287 Lubusza, Kamienica, ul. Częstochowska 1	2006.10.31	Wee	zmiana z art. 155 KPA
39	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL SA	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2	2006.10.31	Pcc	termin wyposażenia węzłów w automatykę do 30.06.2008 r.
40	MONDI PACKAGING PAPER ŚWIECIE SA	86-100 Świecie, ul. Bydgoska 1	2006.10.31	Wcc, Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
41	POLDANOR SA	77-320 Przechlewo, ul. Dworcowa 25	2006.11.02	Wee	zmiana na podstawie art.155 KPA

42	Dalkia Łódź SA	90-972 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	2006.11.02	Wcc, Pcc, Wee, Oee	zmiana nazwy
43	Centrum Handlowe WSCHÓD SA	00-677 Warszawa, ul. Piękna 31/37	2006.11.06	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
44	Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Królewiecka 12	2006.11.06	Wpc, Mpc, Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
45	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Kubicy 6	2006.11.06	Wcc	ZPIZPD
46	PHU AGRO-AS Z. Bednarski, A. Sajdutka Sp.j.	49-200 Grodków, ul. Otmuchowska 4E	2006.11.06	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
47	PPUH TRANS-OIL Krzysztof, Beata Wolińscy	99-300 Kutno, ul. Woźniaków 40	2006.11.06	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
48	LIMAR Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. 1-go Maja 21	2006.11.07	Wcc	ZPIZPD
49	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	59-700 Bolesławiec, ul. Gałczyńskiego 51	2006.11.07	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej plus 0,46 MW
50	GASPOL SA	00-175 Warszawa, Al. Jana Pawła II 80	2006.11.08	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
51	SOKOŁÓW – LOGISTYKA Sp. z o.o.	08-300 Sokółów Podlaski, Al. 550-lecia 2	2006.11.08	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy
52	Janusz Węgiel i Zbigniew Podbielski – PH JLM SC	30-740 Kraków, ul. Półtanki 88	2006.11.08	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
53	Stacja Paliw TANKCAR D. Kalek, A. Łyżniak Sp.j.	42-151 Waleńców, ul. Częstochowska 1	2006.11.08	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
54	Paliwa i Produkty Naftowe Witold Wielgus, Marian Pastuszak Sp.j.	74-200 Pyrzyce, ul. Żwirki i Wigury 3	2006.11.08	Mpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
55	Zakłady Mebli Giętych FAMEG SA w upadłości	97-500 Radomsko, ul. 11 Listopada 2	2006.11.08	Wcc, Pcc, Wee	zmiana warunków koncesji oraz oznaczenia nazwy koncesjonariusza
56	Anita Rogacka – Wielozakładowe Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ROTEX	62-500 Konin, ul. Przemysłowa 21	2006.11.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby spółki oraz REGON na NIP

57	Zenon Rogacki – Wielozakładowe Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ROTEX	62-500 Konin, ul. Przemysłowa 21	2006.11.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby spółki oraz REGON na NIP
58	Toruńska Energetyka Cergia SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	2006.11.09	Wcc	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł ciepła
59	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	02-004 Warszawa, ul. Chałubińskiego 3a	2006.11.10	Wcc, Pcc, Occ	-
60	Iberdrola Energia Odnawialna Sp. z o.o.	02-626 Warszawa, Al. Niepodległości 69	2006.11.10	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA
61	KRYPTON Sp. z o.o.	08-110 Siedlce, ul. Wojska Polskiego 40	2006.11.10 2006.11.14	Mpc, Wpc, Mpc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
62	Rafineria Trzebinia SA	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	2006.11.10	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
63	Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Grażyńskiego 108	2006.11.10	Wcc	ZPIZPD
64	Bogusław Jacek Dominas – Dolnośląska Giełda Paliw	58-100 Świdnica, ul. Wrocławska 112	2006.11.10	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia i adresu przedsiębiorcy
65	Mariusz Majchrzak – MARGO PPHU	08-500 Ryki, Swaty 130 A	2006.11.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy
66	Trans-pol Ryszard Łachacz Sp.j.	12-100 Szczytno, ul. Ostrołęcka 1	2006.11.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
67	Wojciech Połowiec – EKO CARS Sp. j.	31-202 Kraków, ul. Prądnicza 30	2006.11.13	Mpc, Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
68	Halina Antczak, Krzysztof Antczak – ZTUH	64-000 Kościan, Sierakowo, ul. Długa 41	2006.11.13	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
69	Miejski Zakład Komunikacyjny Sp. z o.o.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Krakowskie Przedmieście 73	2006.11.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
70	Ryszard Kaniewski – Dystrybutor Gazu PROPAN-BUTAN	99-300 Kutno, Wierzbie 2a	2006.11.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2

71	Litewski Export Import LITE-XIMP Sp. z o.o.	00-851 Warszawa, ul. Wali-ców 11	2006.11.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
72	Cezary Pawłowski, Andrzej Pawłowski, Janina Pawłowska – PPHU CEZAND-BIS SC	08-200 Łosice, ul. Kopernika 7	2006.11.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru działalności gospodarczej wykonywanej przez Cezarego Pawłowskiego
73	Centrum Usług Motoryzacyjnych SKORPION	38-400 Krosno, ul. Podkarpacka 38	2006.11.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
74	ECO Żagań Sp. z o.o.	68-100 Żagań, ul. M. Konopnickiej 18a	2006.11.14	Wcc, Pcc	zmiana nazwy
75	Jacek Pakulski – EUROGAZ	87-400 Golub-Dobrzyń, Białkowo	2006.11.14 2006.11.29	Opc Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2; postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
76	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO-ENERGIA Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	2006.11.15	Pcc	ZPIZPD
77	Zofia Zgrzendek	47-400 Racibórz, ul. Jana Pawła II 17	2006.11.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
78	Energetyka Ciepła w Kamiennej Górze Sp. z o.o.	58-400 Kamienna Góra, ul. Szpitalna 4A	2006.11.15	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej, minus 44,1 MW
79	HYDROGRYF Sp. z o.o.	72-300 Gryfice, ul. Piłsudskiego 20	2006.11.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
80	Andrzej Zyga – OKTAN-PLUS	95-035 Ozorków, ul. Bema 2A m 3	2006.11.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2
81	PROMOT-CIEPŁOWNIA Sp. z o.o.	43-430 Skoczów, ul. Górny Bór 25a	2006.11.16	Wcc, Pcc	ZPIZPD
82	BACO PETROL Sp. z o.o.	61-369 Poznań, ul. Wagrowska 14	2006.11.17	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia nazwy przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
83	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Białogard)	78-200 Białogard, ul. Słowińska 1	2006.11.17	Wcc	ZPIZPD
84	RWE KAC Polska Sp. z o.o.	54-413 Wrocław, ul. Powstańców Śl. 28/30	2006.11.21	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej

85	Unimot Express Sp. z o.o.	00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8	2006.11.22	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
86	SKOTAN SA	40-007 Katowice, ul. Uniwersytecka 13	2006.11.22 2006.10.25	Wpc Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy oraz adresu przedsiębiorcy
87	Silesia Tank Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Kościuszki	2006.11.22	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
88	Józef Foltak – PPHU FOLTAK	43-332 Piszczowice, ul. Leszczynowa 7	2006.11.22	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 2.1.2.
89	Elektrownia Wodna Kamięński Sp. z o.o.	97-360 Kamięński, ul. Wieluńska 50 lok. 25	2006.11.22	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana okresu ważności promesy
90	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	05-480 Karczew, ul. Ciepłownicza 1	2006.11.23	Wcc, Pcc	–
91	Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. Ciepłownicza 11	2006.11.23	Wcc	zmiana ilości źródeł ciepła i mocy zainstalowanej
92	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o.	59-900 Zgorzelec, ul. Grodzowa 1	2006.11.23	Pcc	termin wyposażenia węzłów w układy automatycznej regulacji do 30.09.2008 r.
93	FP WEL Kazimierz Katkowski	10-449 Olsztyn, Al. Marszałka J. Piłsudskiego 91	2006.11.24	Wee	zmiana z art. 155 KPA
94	Zakłady Energetyki Ciepłej SA	40-205 Katowice, ul. Ścigaty 14	2006.11.27	Wcc, Pcc	ZPIZPD
95	ORLEN Centrum Serwisowe Sp. z o.o.	45-701 Opole, ul. Wrocławska 58	2006.11.27 2006.12.06	Opc Mpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia oraz adresu siedziby przedsiębiorcy
96	FHU MAD SC Bożek Anna, Bożek Tomasz	97-400 Bełchatów, Dobiecin 1	2006.11.27	Opc	zmiana z art. 155 KPA
97	ISD Huta Częstochowa Sp. z o.o.	42-207 Częstochowa, ul. Kucelińska 22	2006.11.28	Dee, Oee	zmiana na podstawie art. 155 KPA
98	Józef Cieślik – Firma Handlowa HAPIN	64-100 Leszno, ul. Ogrodowa 7	2006.11.28	Opc	zmiana na podstawie art. 155 KPA
99	Marek Profus – PROFUS MANAGEMENT	00-193 Warszawa, ul. Stawki 2	2006.11.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2

100	PPUH HAMER I Stanisław Kielbasa	42-622 Nowe Chechło, ul. Leśna 23	2006.11.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby przed- siębiorcy
101	CHEMPAL J. Kacperski i S-ka Sp.j.	09-402 Płock, ul. Chopina 1	2006.11.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsię- biorcy
102	SLOVNAFT-POLSKA SA	30-070 Kraków, ul. Wadowicka 6	2006.11.30	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby spółki oraz REGON na NIP
103	Przedsiębiorstwo Energetycz- ne MEGAWAT Sp. z o.o.	44-230 Czerwionka-Leszczyny, ul. Młyńska 21a	2006.11.30	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
104	Fortum DZT SA	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 b	2006.11.30	Wcc	zwiększenie mocy zain- stalowanej o 2,56 MW
105	HIL-GAZ Paweł Hildebrański	62-200 Gniezno, Konikowo 10	2006.11.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby przed- siębiorcy
106	PW ALICJA Sp. z o.o.	63-911 Rawicz-Sarnowa, ul. Kurpińskiego 15	2006.11.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
107	Port 2000 Marcinkiewicz Sp.j.	65-126 Zielona Góra, ul. Łężycka 9A	2006.11.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
108	FHU STYGA SC	78-100 Kołobrzeg, ul. 6 Dywizji Piechoty 60	2006.11.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
109	Henryk Piróg MAG-BENZ Stacja Paliw Barbara i Henryk Piróg	88-190 Barcin, Barcin Wieś 1	2006.11.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsię- biorcy, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
110	Elektrociepłownia Tychy SA	43-100 Tychy, ul. Przemysło- wa 47	2006.12.01	Wcc, Pcc, Occ, Wee	dodanie nowego wa- runku koncesji, REGON na NIP i numer w rej- estrze przedsiębiorców
111	ZPHU FILPOL Antoni Filip	13-206 Płońnica, Zalesie 68	2006.12.04	Opc	zmiana na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby
112	WW ENERGY SA	27-400 Ostrowiec Św., ul. Świętokrzyska 8	2006.12.04	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby przed- siębiorcy

113	Centrum Naftowe Trzebińscy Sp. z o.o.	89-200 Szubin, ul. 21 Stycznia 1	2006.12.04	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
114	RINDIPOL SA	89-600 Chojnice, ul. Rzemysłowa 13 B	2006.12.05	Wcc, Pcc	zwiększenie zainstalowanej mocy cieplnej – wybudowanie nowego źródła ciepła
115	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	95-200 Pabianice, ul. Św. Rocha 8	2006.12.05	Wcc, Pcc	zmiana siedziby spółki
116	ADLER PPHU Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Potokowa 3a	2006.12.06	Opc	zmiana formy prawnej
117	Maria Michalska – ANDMAR Rozlewnia Gazu	62-580 Grodziec, ul. Zwierzyńska 4	2006.12.06	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
118	Międzychodzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-400 Międzychód, ul. Sikorskiego 21a	2006.12.06	Wcc, Pcc	przedłużenie ważności koncesji i zmiana warunków wykonywania działalności
119	POLMAX SA	66-200 Świebodzin, ul. Łużycka 50	2006.12.07	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia oraz adresu przedsiębiorcy

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Opc – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

* Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 2006.12.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Orion Sp. z o.o.	25-045 Kielce, ul. Kusocińskiego 50	2006.10.16	Opc	zaprzestanie działalności
2	Józef Schyska – CONCORDIA SC	43-400 Cieszyn, ul. Skrajna 23b/5	2006.10.16	Opc	zaprzestanie działalności
3	Piotr Jędrus – CONCORDIA SC	44-330 Jastrzębie Zdrój, ul. 11 Listopada 11A/2	2006.10.16	Opc	zaprzestanie działalności
4	PHB Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Płocka 172	2006.10.16	Opc	zaprzestanie działalności

5	JAC EnTra Sp. z o.o.	00-113 Warszawa, Plac Piłsudskiego 2	2006.10.17	Ogz	–
6	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe ART-MAG Stacja Paliw Artur Suszek	24-130 Końskowola, Rudy 1c	2006.10.17	Opc	–
7	FHU GAZ-PB Krzysztof Dropiński	62-800 Kalisz, ul. H. Sawickiej 21-146	2006.10.18	Opc	–
8	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Żytnie	97-532 Żytno, ul. Traktorowa 2	2006.10.18	Opc	zaprzestanie działalności
9	INVEST-EKO Sp. z o.o.	65-077 Zielona Góra, Al. Wojska Polskiego 33	2006.10.19	Opc	zaprzestanie działalności
10	J&J AUTO-GAZ Sp. z o.o.	82-310 Elbląg, Komorowo Żuławskie b.n.	2006.10.23	Opc	–
11	KAZIMIERZ MATYKA I SPÓŁKA Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Fabryczna 4	2006.10.25	Opc	zaprzestanie działalności
12	Zofia Dąbrowska ECO-GAZ	31-228 Kraków, ul. Pigoń 4/13	2006.10.25	Opc	–
13	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50-507 Wrocław, ul. Ziębicka 44	2006.10.31	Ogz	–
14	E.ON Ruhrgas Polska Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, Al. Jerozolimskie 125/127	2006.10.31	Ogz	–
15	Jolanta Trojanowska – PH Antra	45-064 Opole, ul. Damrota 8/2	2006.11.06	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
16	PPHU EKO-GRUPA Sp. z o.o.	01-875 Warszawa, ul. Niedzielskiego-Żywiciela 2	2006.11.06	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
17	KAMIR-GAZ Katarzyna Dubas, Mirosław Maciączyk SC	41-303 Dąbrowa Górnicza, Al. Piłsudskiego 30/31	2006.11.06	Opc	zaprzestanie działalności
18	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	44-109 Gliwice, ul. Zawadzkiego 45	2006.11.08	Occ	zaprzestanie działalności
19	DOMAR Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Podmiejska 18	2006.11.08	Opc	zaprzestanie działalności
20	Karolina Bernat – FHU „KARO”	38-400 Krosno, ul. Podkarpacka 7/16	2006.11.08	Opc	–
21	Wioletta Małachowska, Mikołaj Krzysztof Małachowski – DUET SC	76-200 Słupsk, ul. Bauera 6	2006.11.08	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
22	BETA PHU Jerzy Nowak	41-902 Bytom, ul. Witczaka 66 m. 9	2006.11.08	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
23	PRIMA-AUTO-GAZ SC Agnieszka Kasprzyk-Lach, Jerzy Stencel	41-200 Sosnowiec, ul. Kilińskiego 36/35	2006.11.09	Opc	zaprzestanie działalności
24	Stacja Paliw Stanisław Karcz	83-320 Sulęcyno	2006.11.10	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
25	Jacek Dziuboń, Leszek Tokarczyk – PUH EWELINA SC	98-332 Rząśnia 54D	2006.11.13	Opc	zaprzestanie działalności
26	PZ PEBECO INVEST Sp. z o.o.	02-559 Warszawa, ul. Puławska 50 m. 5	2006.11.15	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
27	PHU OK Okuniewski & Kościuk Sp.j.	66-200 Świebodzin, ul. Osiedle Żaków 55	2006.11.15	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
28	FHU MALIK Andrzej Ligocki, Mariusz Kowalczyk SC	62-800 Kalisz, ul. Fabryczna 1	2006.11.15	Opc	zaprzestanie działalności
29	Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego PZL-Rzeszów SA	35-078 Rzeszów, ul. Hetmańska 120	2006.11.21	Occ	–

30	Tadeusz Woźniak – PHU TOMEX	62-510 Konin, Wola Podlężna k/Konina, ul. Licheńska 2	2006.11.22	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
31	PW KANAK Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Cmentarna 6	2006.11.22	Opc	zaprzestanie działalności
32	Renata Wojciechowska – FHU	97-320 Wolbórz, ul. Modrzewskiego 86B/8	2006.11.22	Opc	zaprzestanie działalności
33	EAST-WEST Sp. z o.o.	81-341 Gdynia, ul. Wendy 15	2006.11.27	Opc	–
34	PUH ARDOR Arleta Wylegała, Stefan Chmara Sp.j.	64-730 Wielień, Wrzeszczyna, ul. Wybudowanie 21	2006.11.28	Opc	zaprzestanie działalności
35	Handel Produktami Energonośnymi Sp. z o.o.	03-915 Warszawa, ul. Niekańska 41	2006.11.29	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
36	PPUH NOVA Sp. z o.o.	32-510 Jaworzno, ul. Krakowska 9	2006.11.29	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
37	Floyd Sp. z o.o.	05-080 Lipków, ul. Jakubowicza 18	2006.11.30	Opc	zaprzestanie działalności
38	PH BOMAR SC	01-903 Warszawa, ul. Marii Dąbrowskiej 17/17	2006.11.30	Opc	zaprzestanie działalności
39	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PETROPOL Sp. z o.o.	40-322 Katowice, ul. Wandy 14	2006.11.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
40	BIM-OIL Sp. z o.o.	06-406 Opinogóra Górna, Zygmuntowo 1	2006.11.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
41	EVEREST Sp. z o.o.	50-051 Wrocław, Plac Teatralny 8	2006.11.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
42	PPU METOS Sp. z o.o.	45-256 Opole, ul. Akacyjowa 47	2006.11.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
43	Zakład Produkcyjno-Usługowy	84-312 Cewice, Osowo Lęborskie 24/6	2006.11.30	Wee	zaprzestanie działalności
44	FH ILMIL Kinecka Elżbieta	62-400 Słupca, Młodojowo Parcele 33	2006.12.01	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
45	EURO TERM Sp. z o.o.	85-009 Bydgoszcz, ul. Dworcowa 81	2006.12.01	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
46	NARAL PHU Waldemar Nowek	65-001 Zielona Góra, ul. Chopina 11/13	2006.12.04	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
47	Wojciech Musiański, Marek Musiański – AUTO-GAZ SC	98-360 Lututów, ul. Ogrodowa 10 C	2006.12.04	Opc	rozwiązanie spółki
48	JKT Sp. z o.o.	00-561 Warszawa, ul. Mokotowska 24 lok. B	2006.12.05	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
49	ADAM-POL Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Prusa 1	2006.12.05	Pee, Oee	rażące naruszenie warunków koncesji

Legenda:

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ogz – obrót gazem z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE, UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE, POZOSTAWIONO WNIOSKI KONCESYJNE BEZ ROZPATRZENIA LUB ROZPOZNANIA, ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI

(stan na 2006.12.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji
1	AGA-OIL Sp. z o.o.	30-009 Kraków, ul. Friedleina 3/A	2006.10.08
2	PHU „ARGOS” Ireneusz Zerbok	57-220 Ziębice, Służejów 23	2006.10.13
3	Usługi Transportowe SC Leszek Kalinowski, Zbigniew Machlewski	10-603 Olsztyn, ul. Metalowa 6	2006.10.13
4	Centrum Usług Motoryzacyjnych SKORPION	38-400 Krosno, ul. Podkarpacka 38	2006.10.16
5	STAG Sp.j. Staniak, Staniak, Gwóźdź	43-200 Pszczyna, ul. Bielska 50	2006.10.16
6	PPUH Solvent Dwory Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1	2006.10.16
7	Wielobranżowe PHPU OL-OL Sp. z o.o.	86-031 Osiełek, ul. Szosa Gdańska 83	2006.10.16
8	R-TRANS Wojciech Raubo	66-213 Skąpe, Łąkie 35	2006.10.16
9	Zakład Usługowo-Handlowo-Produkcyjny Marian Biernacki	62-600 Koło, ul. Toruńska 77	2006.10.16
10	PAL Pacewicz, Antoniuk Sp.j.	17-200 Hajnówka, ul. Siewna 22	2006.10.16
11	PHU ROMEX	26-500 Szydłowiec, ul. Kilińskiego 1 B	2006.10.16
12	Junex Leon Rutkowski	71-684 Szczecin, ul. Obotrycka 22/5	2006.10.16
13	Stacja Paliw Mariola Nowak	96-500 Sochaczew, Czerwonka-Wieś 19	2006.10.17
14	Lange & Stankiewicz Sp.j. Stanisław Lange, Bartosz Lange, Krzysztof Stankiewicz	75-237 Koszalin, ul. Morska 152	2006.10.17
15	Interoil Sp.j. Kameccy – Galuba	97-420 Szczerców, ul. Piotrkowska 1	2006.10.18
16	Agnieszka Komorowska – RASH	05-090 Raszyn, Rybie, ul. Jarząbka 10	2006.10.18
17	Bożena Juszcak – JUSZCZAK i SPÓŁKA	22-100 Chełm, ul. Szpotańskiego 15	2006.10.19
18	ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	42-256 Olsztyn-Kusięta, ul. Poziomkowa 12	2006.10.19
19	Ryszard Motyka PTH HANTUR TUR	76-270 Ustka, ul. Grunwaldzka 17	2006.10.19
20	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe DEL-FIN SC Jacek Kryś, Maciej Koziol	66-200 Świebodzin Rosin, Rosin 40	2006.10.19
21	Dariusz Krygier, Małgorzata Krygier – PUH „MA-DAR” KRYGIER SC	10-442 Olsztyn, ul. Kołobrzaska 3	2006.10.23
22	Mała Elektrownia Wodna Małgorzata Sochocka	09-204 Rościszewo, Nadolnik	2006.10.23
23	PETROL SC Magdalena, Jakub Pomorscy	21-040 Świdnik, ul. Skarzyńskiego 9/8	2006.10.23
24	Zakłady Aparatury Chemicznej „CHEMET” SA	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Sienkiewicza 47	2006.10.23
25	Arkadiusz Mika, Jerzy Mika, Monika Noga – MAREX PPHU SC	44-213 Rybnik, ul. Robotnicza 63	2006.10.25
26	Przedsiębiorstwo Obrotu Paliwami i Artykułami Przemysłowymi „ŻELPAL” SC Ryszard Wojtaś, Roman Fejtko	08-430 Żelechów, ul. Długa	2006.10.25
27	MAG-KAS LECH KOCJAN i WSPÓLNICY Sp.j.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Kilińskiego 22	2006.10.25
28	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	09-411 Płock, ul. Chemików 7	2006.10.26
29	SILCHEM Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 101	2006.10.26
30	STATOIL POLSKA Sp. z o.o.	00-465 Warszawa, ul. 29-go Listopada 10	2006.10.26
31	Wolin North Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156	2006.10.26
32	Elektrownie Wiatrowe SA	76-113 Postomino, Pieńkowo 72	2006.10.26
33	Monika Warta, Edwin Warta – „SAB” SC	62-400 Słupca, Os. Niepodległości 16/31	2006.10.26
34	Zakład Wielobranżowy NORD SERWIS	78-132 Grzybowo, ul. Leśna 18	2006.10.26
35	Zakłady Drzewne Gajewski	26-650 Przytyk, Obłask 40 A	2006.10.26
36	Stanisław Martuszewski, Aleksandra Pietrusza – FHU JASTAN Sp.j. Stacja Paliw	38-300 Gorlice, ul. 11 Listopada 54 A	2006.10.26
37	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „OMEGA” Sławomir Gogolewski	25-217 Kielce, ul. Hauke-Bosaka 8	2006.10.26
38	FUM KAMAX SA	37-220 Kańczuga, ul. Zielona 2	2006.10.30

39	Grzegorz Kwiatkowski – Firma Handlowo-Usługowa KWIATKOWSKI	95-035 Ozorków, ul. Podleśna 20	2006.10.30
40	Paluszek Józef – ELEKTROWNIA WODNA	76-010 Polanów, ul. Sławieńska 7	2006.10.30
41	EMPAR Jerzy Aksiucik	15-157 Białystok, ul. Modra 5	2006.10.30
42	Artur Grzywacz – Mała Elektrownia Wodna	77-154 Parchowo, Parchowski Młyn 4	2006.10.30
43	EURO – TABOR Sp. z o.o.	38-483 Wróblík Szlachecki, ul. Rymanowska 5	2006.10.30
44	DIS Sławomir Dubanowski	70-784 Szczecin, ul. Struga 78	2006.10.30
45	PPHU Artykuły Metalowe i Instalacyjne „Tanie Ciepło” Joanna Ślusorz	41-400 Mysłowice, ul. Orła Białego 63/2	2006.10.30
46	Aral Service Center Danuta i Jarosław Wojciechowscy Sp.j.	14-100 Ostróda, ul. Przemysłowa 2	2006.10.31
47	Mirosław Gąsik Sp.j.	67-300 Szprotawa, ul. Konopnickiej 36/B/5	2006.10.31
48	Mała Elektrownia Wodna – Wdecki Młyn Adam Okroj i Grzegorz Kowalski	83-130 Pelplin, ul. Sienkiewicza 22	2006.10.31
49	MEWA SC Elżbieta Gajdzik – Bogusław Śpiewak	58-533 Mysłakowice, ul. Jeleniogórska 39/1	2006.10.31
50	Młyn Usługowy Teresa Otów, Wacław Bujnowski, Romualda Bujnowska SC	16-406 Rutka Tartak, ul. Wojska Polskiego 11	2006.10.31
51	Mała Elektrownia Wodna Tadeusz Gatecki – Wojciech Ewicz SC	62-812 Jastrzębniki, Jastrzębniki 104	2006.10.31
52	ECOENERGIA BIS SC Michał Milczarek, Izabella Milczarek	96-500 Sochaczew, ul. Traugutta 37A	2006.10.31
53	Hubert Sumirski – WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	09-300 Żuromin, ul. Mostowa 20	2006.10.31
54	Mała Elektrownia Wodna Ryszard Sawko	14-520 Pieniężno, Bornity 16A	2006.10.31
55	Mała Elektrownia Wodna Panorama SC Bronisława Przybyła, Andrzej Dynak	59-223 Krotoszyce, Dunino 27	2006.10.31
56	Elektrownia Wodna Nowa Ziemia Jarosław Wilski	59-220 Legnica, ul. Cisowa 7	2006.10.31
57	Mała Elektrownia Wodna Ludwika Ptach	84-122 Żelistrzewo, Smolno, ul. Młyńska 12	2006.10.31
58	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe PODLASIŃSKI	62-511 Kramsk, Bilczew 52	2006.10.31
59	MAŁA ELEKTROWNIA WODNA PIOTROWICE Zbigniew Buzanowski	13-340 Biskupiec, ul. Słoneczna 1	2006.10.31
60	Małe Elektrownie Wodne	62-090 Rokietnica, Kiekrz, ul. Kierska 55c	2006.11.02
61	EKO-ENERGIA Bogusław Fluderski	64-920 Piła, ul. Agrestowa 19	2006.11.02
62	Gospodarstwo Rolne Karczewo Jan Pospiszyl	89-520 Gostycyn, Karczewo 1	2006.11.02
63	Zakład Ślusarski Stanisław Sobolewski	54-131 Wrocław, ul. Mączna 5/2	2006.11.02
64	PPHU STYK Tomasz Drażba	16-420 Raczki, Małe Raczki 7B	2006.11.02
65	Sienkiewicz Karol	64-410 Sieraków, Os. Daszyńskiego 29	2006.11.02
66	Mała Elektrownia Wodna na rzece Kalwa w Tylkowie Karol Bilitewski	12-130 Pasym, Tylkowo 11A	2006.11.02
67	TOMKÓW-Realizacja Pomysłów	58-400 Kamienna Góra, ul. Kościuszki 19	2006.11.02
68	Bartosz Łapiński	15-748 Białystok, ul. Broniewskiego 5/35	2006.11.03
69	Centrum Handlowe WSCHÓD SA	00-677 Warszawa, ul. Piękna 31/37	2006.11.06
70	Marian Odejewski – Stacja Paliw	89-600 Chojnice, Niezychowice 1	2006.11.06
71	DREK-POL Sp. z o.o.	42-500 Będzin, ul. Bursztynowa 2b	2006.11.06
72	OLMON Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Struga 51 lok. 203	2006.11.06
73	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe AGNES	58-506 Jelenia Góra, ul. Anieli Krzywoń 2/2	2006.11.06
74	Mała Elektrownia Wodna Mniszek Kozłówka	37-475 Gościeradów, Mniszek Kozłówka	2006.11.06
75	HYDROGEN	58-500 Jelenia Góra, ul. Zamenhofska 5/3	2006.11.06

76	Bojko Regina – Mała Elektrownia Wodna – Wytwarzanie Energii Elektrycznej	76-150 Darłowo, ul. Zamkowa 3B	2006.11.06
77	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe METAL – Błażej Nowakowski	62-563 Licheń Stary, ul. Konińska 16	2006.11.06
78	MEW SMAŻYNO Zbigniew Kotłowski	84-221 Smażyno, Smażyno 6	2006.11.06
79	Firma Handlowo-Usługowo-Produkcyjna	62-594 Grochowy, Gliny 40	2006.11.06
80	Grzegorz Gaik – Firma EKO TANK	97-500 Radomsko, ul. Św. Jadwigi Królowej 6/15	2006.11.07
81	ATU Sp. z o.o.	66-530 Drezdenko, ul. Poznańska 33	2006.11.07
82	SW Stacja Paliw PHU Wiesław Chromicz, Robert Królikowski Sp.j.	70-812 Szczecin, ul. Pomorska 115b	2006.11.07
83	Blandyna Gwiazda, Grzegorz Gwiazda – PE-TROMAN SC	43-400 Cieszyń, ul. Majowa 159a	2006.11.08
84	PETROLEUM Sp. z o.o.	62-025 Kostrzyń, ul. Chopina 31	2006.11.08
85	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Małgorzata Józefiak	73-200 Choszczno, ul. Kościuszki 20A m. 3	2006.11.08
86	Auto-Linie SC Robert Góra	59-720 Raciborowice Górne, Wartowice 42a	2006.11.08
87	MOBILE Michał Jaworski	93-106 Łódź, ul. Kilińskiego 212	2006.11.09
88	Rafał Klekotko – Zakład Usługowy „WENAR”	19-300 Elk, ul. Michała Kajki 26	2006.11.10
89	Firma Handlowa Andrzej Gawroński	05-400 Otwock, ul. Podleśna 20	2006.11.10
90	OMEGA-BIS Sp. z o.o.	42-772 Pawonków, Gwoździany, ul. Topolowa 3	2006.11.13
91	Dariusz Barłózek – Usługi Transportowe	06-300 Przasnysz, Leszno 50 a	2006.11.13
92	„BAST-OIL” Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., Al. Konstytucji 3 Maja 11	2006.11.13
93	FH „D&M” Dariusz Monastyrski, Mirosław Zubko	23-412 Łukowa, Łukowa 553A	2006.11.13
94	Morgan Stanley & Co. International Limited	E14 4QA Londyn, 25 Cabot Square, Canary Wharf	2006.11.13
95	„GAZ-ELA” Elżbieta Szatan	95-050 Konstancin Łódzki, ul. Kolejowa 10	2006.11.13
96	Budownictwo Elektroenergetyczne „SELPOL” SA	91-222 Łódź, ul. Szczecińska 48/58	2006.11.14
97	PEGAZ Sp. z o.o.	22-100 Chetm, Pokrówka, ul. Gminna 23	2006.11.14
98	WIP Sp. z o.o.	71-001 Szczecin, ul. Południowa 25	2006.11.14
99	Stanisław Mikołajków	82-550 Prabuty, ul. Malborska 6	2006.11.14
100	Bożena Siuta – BaRoMa	38-312 Ropa, Ropa 706	2006.11.14
101	„MURKAM” Usługi Kamieniarsko-Budowlane Leon Czerwiński	83-304 Przdokowo, Kawle Dolne 88	2006.11.14
102	Firma Branż Innowacyjnych „KUŻNIA” Sp. z o.o.	91-416 Nieborów, Al. Legionów Polskich 22	2006.11.14
103	Małgorzata Skalska FH DOGMA	20-630 Lublin, ul. Kaliska 3/38	2006.11.15
104	REDGAZ SC Karol i Michał Stępień	97-420 Szczerców, ul. Piłsudskiego 90	2006.11.15
105	BATOR Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Młodzieży Polskiej 32	2006.11.16
106	„ADRA” SC Adam Biniek, Rafał Jaworek	44-120 Pyskowice, Zaolszowy 3	2006.11.16
107	Artur Gil – PHU ANMAR	43-100 Tychy, ul. Kochanowskiego 3d/8	2006.11.17
108	AM TRADE Sp. z o.o.	64-111 Lipno, ul. Ogrodowa 1A	2006.11.20
109	FART – Mariusz Głuchowski	40-718 Katowice, ul. Kołobrzaska 17B/39	2006.11.20
110	AG GAZ-TANK SC Grzegorz Górnicki, Marian Łysobycki, Mariusz Pawka	24-100 Puławy, ul. Dęblińska 33	2006.11.21
111	Janusz Grąbka – Baza Magazynowa „Wisetka”	28-136 Nowy Korczyn, Brzostków 47	2006.11.21
112	PPU BUDROMEL Sp. z o.o.	99-200 Rodrysin, Rodrysin 14	2006.11.22
113	MEDILOGISTYKA Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Medyczna 8	2006.11.22
114	„MM-OIL” Stacja Paliw Mariusz Mielewczyk	84-300 Łębork, ul. Witosa 42	2006.11.23
115	Mała Elektrownia Wodna w Miłakowie SC Mikołaj Włas – Janina Dunajska	14-310 Miłakowo, ul. Młyńska 1/2	2006.11.24
116	Transport Usługowy Waldemar Grzelak	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Kopernika 33	2006.11.24
117	„CETERM” Henryk Biskupiak i s-ka Sp.j.	47-225 Kędzierzyn-Koźle, ul. Szkolna 15	2006.11.24

118	Stacja Paliw Kopciowice SC A. Wencel, A. Szymczyk	41-403 Chełm Śląski, ul. Górnośląska 36	2006.11.24
119	PW CENTURION Wicińscy Sp.j.	47-400 Racibórz, ul. Dąbrowszczaków 7	2006.11.28
120	AS ELIOT Sp. j. Jacek Skrok, Elżbieta Kalman	96-515 Teresin, Granice 12A	2006.11.28
121	ZACH-CIECH Sp. z o.o.	41-503 Chorzów, ul. Narutowicza 15	2006.11.29
122	KOST-BET Zygmunt, Paweł, Krzysztof Matyja Sp.j.	42-120 Miedźno, ul. Ułańska 15	2006.11.30
123	PROF-OIL Kajetan Nowak	60-687 Poznań, Os. S. Batorego 39 E m. 49	2006.11.30
124	USO Sp. z o.o.	03-915 Warszawa, ul. Niekańska 41	2006.11.30
125	„PERFEKTA” Centrum Reklamy Szczebak Marcin	51-511 Wrocław, ul. Strachocińska 21	2006.11.30
126	KANUS Sp. z o.o.	40-400 Katowice, Al. Korfantego 2/229	2006.12.01
127	PPHU LTL Sp. z o.o.	15-703 Białystok, Al. Jana Pawła II	2006.12.04
128	ETERNA Piotr Łukasik	24-300 Opole Lubelskie, ul. Kaliszańska 12	2006.12.04
129	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	44-100 Gliwice, ul. Barlickiego 2	2006.12.05
130	Wiesław Szejter – SZELW PHU	96-500 Sochaczew, ul. Staszica 104 D	2006.12.05
131	STACJA PALIW SC Krystyna Kaczkoś, Jacek Wołoch	34-115 Ryczów, ul. Krakowska 9	2006.12.06
132	Mieczysław Bartkowski	09-100 Płońsk, Szpondowo 1A	2006.12.06

Informujemy o obszarach działania Oddziałów Terenowych URE:

Oddział Centralny w Warszawie
– woj. mazowieckie

Oddział północno-zachodni z siedzibą w Szczecinie
– woj. zachodniopomorskie i lubuskie

Oddział północny z siedzibą w Gdańsku
– woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie

Oddział zachodni z siedzibą w Poznaniu
– woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie

Oddział wschodni z siedzibą w Lublinie
– woj. lubelskie i podlaskie

Oddział środkowozachodni z siedzibą w Łodzi
– woj. łódzkie i świętokrzyskie

Oddział południowo-zachodni z siedzibą we Wrocławiu
– woj. dolnośląskie i opolskie

Oddział południowy z siedzibą w Katowicach
– woj. śląskie

Oddział południowo-wschodni z siedzibą w Krakowie
– woj. małopolskie i podkarpackie

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 2006.12.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „RYBNIK”	44-207 Rybnik, ul. Mglista	2006.10.17	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
2	Kazimierz Czarnowicz – AUTO-GAS	16-130 Janów, ul. Korycińska	2006.10.17	Opc	–
3	HALO-GAZ Agnieszka Kukiela	99-413 Chąšno, Wyborów 16	2006.10.18	Opc	śmierć przedsiębiorcy
4	UNI-GAZ „CHORTER” SC Krzysztof Chorąziak, Andrzej Terka	95-060 Brzeziny, ul. Sienkiewicza 87	2006.10.24	Opc	wykreślenie przedsiębiorców z ewidencji działalności gospodarczej
5	FHU SIGMA Jędrzyzek Sławomir Damian	26-900 Kozienice, ul. Warszawska 69	2006.10.26	Opc	–
6	VICTORIA-OIL Wojciech Kuźniewski	09-210 Drobin, ul. Płocka 42 a	2006.10.30	Opc	–
7	PHU Kanafa Grażyna	62-400 Słupca, ul. 3 Maja 41	2006.11.03	Opc	–
8	„PECTOR” Zakład Automatyki i Energetyki Wójcik, Watecki, Szmelc, Stegenta Sp.j.	87-100 Toruń, ul. Legionów 16	2006.11.07	Wcc	–
9	FW CARO SC Bogdan Homa, Sławomir Jarzębowski	44-100 Gliwice, ul. Jana Śliwki 87	2006.11.10	Opc	wykreślenie z rejestru działalności
10	Wijas Tadeusz – Stacja Paliw i Usług	33-206 Luszowice, ul. Tarnowska 6	2006.11.15	Opc	–
11	Przedsiębiorstwo ENMA Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1	2006.11.21	Wcc, Pcc	wykreślenie podmiotu z Krajowego Rejestru Sądowego
12	ZPB BIELBAW SA	58-260 Bielawa, ul. Piastowska 19	2006.11.21	Wcc	–
13	Jacek Głowacki, Eugeniusz Kot – Zakład Usługowo-Handlowy G&G GAZ SC	63-000 Środa Wielkopolska, Os. Jagiellońskie 10/6	2006.11.22	Opc	–
14	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68	2006.11.28	Occ	–
15	Wojciech Kuśmierz – BO-BIK PHU	21-080 Garbów, Przybysławice 113	2006.11.30	Opc	wykreślenie z ewidencji działalności gospodarczej

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesyłanie ciepła
Occ – obrót ciepłem
Opc – obrót paliwami ciekłymi

Drodzy Czytelnicy,

Wkraczamy w kolejny rok Dwudziestego Pierwszego wieku. Rok, w którym stawiane będą następne, znaczące kroki w reformowaniu naszej gospodarki. Oby każdemu z nas przyniosły poprawę jakości życia we wszystkich jego aspektach.

Z okazji Nowego, 2007 Roku, życzę Państwu wielu sukcesów i pomyślności zarówno w życiu osobistym, jak i na polu zawodowym. Aby tylko uśmiech gościł na Państwa twarzach a niespożyta i pozytywna energia nigdy Państwa nie opuszczała.



Leszek Juchniewicz

Handwritten signature of Leszek Juchniewicz.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI