

NR 5
2006

1 września 2006

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Raport ciepłowniczy 2002-2005
- Regulator i współpraca międzynarodowa
- Odbiorca na lokalnym rynku energii
- Paliwa ciekłe – monitorowanie i kontrola parametrów jakościowych
- Wspieranie rozwoju OZE

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 66-16-134
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 (220) fax 66-16-225 (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!

Tradycyjnie już, jak każdego roku o tej porze, publikujemy wyniki przeprowadzanego od 2002 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki badania koncepcyjowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, czyli działających w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło i posiadających koncesję Prezesa URE na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem. W przedstawionej analizie zaprezentowano ogólną charakterystykę ciepłownictwa, w tym m.in. strukturę, potencjał, zaangażowanie w działalność gospodarczą. Ponadto ze względu na fakt, że badanie za 2005 r. było już czwartym z kolei, możliwe było tym razem zaakcentowanie sprawy dynamiki efektywności energetyki ciepłej i dokonanie wstępnego zarysowania jej trendów. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że liczba przedsiębiorstw biorących udział w badaniu co roku zmienia się; wiele podmiotów zaprzestaje działalności ciepłowniczej lub wygasa im koncesja, pojawiają się też całkiem nowe podmioty uzyskujące koncesje. Zachęcamy więc do zapoznania się z dogłębną analizą i interpretacją danych uzyskanych w poszczególnych latach.

W bieżącym numerze biuletynu przedstawiamy kolejny materiał poruszający istotny problem pozycji odbiorcy (konsumenta) na rynku energii, w tym jego relacje z przedsiębiorstwem energetycznym. Dorota Koziol przybliży w swoim artykule m.in.: podstawy prawne dotyczące uczestników rynku; zadania Prezesa URE pełniące funkcje regulacyjne, spośród których można wyróżnić te bezpośrednio wiążące się z ochroną interesów odbiorców energii; efekty regulacyjne na lokalnym rynku, jakim jest w tym przypadku obszar województwa śląskiego i ich wpływ na pozycję odbiorcy na tym rynku.

Zwracamy także uwagę Czytelników na kolejny artykuł poruszający problem ochrony interesów odbiorców. Tym razem Rzecznicy Odbiorców Paliw i Energii w URE – Iwona Figaszewska i Jacek Bełkowski przedstawiają podjęte – na skutek działania Regulatora – przez przedsiębiorstwa energetyczne środki zaradcze, mające na celu eliminację nieprawidłowości występujących w procesie przyłączania nowych podmiotów do sieci.

W ostatnim czasie w mediach bardzo często poruszana jest problematyka związana z monitorowaniem i kontrolą parametrów jakościowych paliw ciekłych. Jak zatem wygląda regulacja prawna dotycząca tego zagadnienia, jakie sankcje (i przez jaki organ) stosowane są wobec przedsiębiorstw wprowadzających do obrotu produkty nie odpowiadające określonym wymaganiom, a także o niektórych wyrokach SOKiK w sprawach odwołań od decyzji Prezesa URE nakładających na przedsiębiorstwa kary pieniężne za nieprzebrwanie obowiązków wynikających z koncesji – pisze Marek Zawiska.

„Istotnym elementem zasady zrównoważonego rozwoju kraju jest zwiększenie udziału odnawialnych źródeł w bilansie paliwowo-energetycznym, co zarazem będzie sprzyjać osiągnięciu celów założonych w polityce ekologicznej państwa w zakresie zmniejszania emisji zanieczyszczeń wpływających na zmiany klimatyczne”. O formalno-prawnym i ekonomicznym wspieraniu rozwoju technologii OZE, w tym o promowaniu źródeł odnawialnych w UE, krajowych regulacjach prawnych, produkcji energii elektrycznej w OZE oraz ocenie stosowanych narzędzi wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii, piszą w swoim artykule Marek Krawczyński i Leszek Wodzyński.

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 661 62 22, fax 661 62 24

Skład i tamanie, organizacja druku i kolportaż: PPGK SA, 01-943 Warszawa, ul. Pstrowskiego 10, tel. 864 27 12

Oddano do druku 29 sierpnia 2006 r. Nakład: 1800 egzemplarzy. 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

Koncesjonowane ciepłownictwo w latach 2002-2005	2
Wkład regulatora w budowę wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu – w świetle dokumentów CEER i ERGEG	24
Pozycja odbiorcy na rynku energii – aspekty lokalne	30
Działania podjęte przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne, mające na celu eliminację nieprawidłowości występujących podczas procesu przyłączania nowych podmiotów do sieci	37
Polscy operatorzy systemów a obowiązek opracowania programów zgodności	39
Nieprzebrwanie warunków koncesji na obrót paliwami ciekłymi w orzecznictwie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów	42
Informacja o wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 25.07.2006 r. w sprawie sporu zaistniałego pomiędzy Hutą „Łaziska” SA a Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym SA, dotyczącego wstrzymania dostaw energii elektrycznej	46
Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 25.07.2006 r., sygn. akt P 24/05	47
Rozporządzenie Ministra Gospodarki	48
Ustawa – Prawo energetyczne (tekst jednolity)	51
Energia odnawialna w Unii Europejskiej	100
Formalno-prawne i ekonomiczne wspieranie rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii	104
Informacje i komunikaty	118

KONCESJONOWANE CIEPŁOWNICTWO W LATACH 2002-2005

Anna Buńczyk, Anna Daniluk, prof. Marek Okólski

1. Wprowadzenie

Rok 2005 był już czwartym z kolei okresem sprawozdawczym, za który koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze złożyły Prezesowi URE sprawozdanie ze swej działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Co roku w badaniach uczestniczą przedsiębiorstwa, które działają w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło i posiadają koncesję Prezesa URE na działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, określoną w art. 32 ust. 1 ustawy – *Prawo energetyczne*, ważną w okresie sprawozdawczym. Na tej podstawie, badaniami są objęte nie tylko przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, ale również przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.¹⁾

Badania realizowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki włączone zostały do Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Począwszy od 2004 r. dane zebrane w badaniach są przekazywane do Ministerstwa Gospodarki i zasilają krajową bazę danych gospodarki paliwowo-energetycznej.

Obszerna charakterystyka badania zrealizowanego po raz pierwszy w 2003 roku jak i przygotowania do niego we

wcześniejszych latach zostały przedstawione w publikacji Prezesa URE z serii Biblioteka Regulatora „Energetyka ciepła w Polsce – 2002”.

Wyniki badań w poszczególnych latach prezentowane są obszernie w cyklicznych wydawnictwach Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach”, które są przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych. Opatrzone są one również krótką charakterystyką podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w kolejnym roku badania. W wydawnictwach tych znajdują się także podstawowe informacje o sposobie realizacji badania i szczegółowe uwagi metodyczne oraz wzór formularza wraz z objaśnieniami. Zestawienia tabelaryczne pokazują wyniki badań agregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw, wykorzystujących następujące kryteria: wskaźnik zaangażowania w ciepłowniczą działalność energetyczną (WZDE), formę prawną, rodzaj działalności (posiadane koncesje), klasę Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), województwo czy wreszcie obszar działania oddziałów terenowych URE.

Ponadto w ostatnim wydawnictwie z tego cyklu „Energetyka ciepła w liczbach – 2005” znajdują się dodatkowe tabele skonstruowane dla **porównywalnego zbioru przedsiębiorstw** tj. tych, które w latach 2002-

Tabela 1. Przedsiębiorstwa, które wzięły udział w badaniu w latach 2002-2005

Oddziały terenowe URE	Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych				Liczba przedsiębiorstw, które wypełniły sprawozdanie				Liczba przedsiębiorstw, które wypełniły sprawozdanie i posiadały zatwierdzoną taryfę (obowiązującą w danym roku)			
	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005
OT Warszawa	78	74	69	68	73	73	69	57	67	68	67	57
OT Szczecin	83	88	82	65	77	77	79	65	72	73	79	64
OT Gdańsk	113	111	108	102	104	105	103	95	92	98	103	95
OT Poznań	134	132	119	113	132	118	115	89	114	112	109	89
OT Lublin	75	71	64	62	70	67	62	61	63	66	58	61
OT Łódź	88	84	85	78	84	80	75	62	81	79	72	62
OT Wrocław	87	89	77	61	82	77	73	59	72	71	73	59
OT Katowice	125	128	118	104	119	112	108	96	110	111	108	96
OT Kraków	111	108	99	99	108	104	98	81	96	97	96	80
RAZEM	894	885	821	752	849	813	782	665	767	775	765	663

1) W latach 2002-2004 z koncesjonowania wyłączone było wytwarzanie ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW, przesyłanie i dystrybucja ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekraczała 1 MW oraz wytwarzanie ciepła w przemysłowych procesach technologicznych, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekraczała 1 MW, natomiast w 2005 roku

graniczna wartość mocy wzrosła do 5 MW (zmiany te zostały wprowadzone ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska, Dz. U. Nr 62, poz. 552, które weszły w życie z dniem 3 maja 2005 r.). Zmiana ta wpłynęła na znaczne ograniczenie liczby koncesjonowanych a zarazem badanych podmiotów w tym roku.

-2005 miały koncesję Prezesa URE i za każdy rok złożyły sprawozdanie ze swojej działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Zbiór ten liczy 601 podmiotów. Dane zaprezentowane dla tej grupy przedsiębiorstw mogą być wykorzystane do oceny dynamiki podstawowych kategorii technicznych i ekonomicznych zachodzących w całym badanym sektorze.

Coroczne *Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem (URE-C1)* obejmuje dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa w zakresie działalności ciepłowniczej,
 - sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci), sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych oraz sprzedaży ciepła zakupionego (bez świadczenia usługi przesyłowej) tzw. czystego obrotu,
 - zakupu ciepła (bez ciepła kupowanego na potrzeby własne),
 - przychodów i kosztów w zakresie ciepła sprzedawanego,
 - paliw zużywanych do produkcji ciepła,
 - nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska w zakresie działalności ciepłowniczej oraz źródeł finansowania tych nakładów,
- oraz od 2005 roku
- dane dotyczące wytwarzania w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła.

Informacje o energii elektrycznej i ciepłe wytworzonych w skojarzeniu posłużyły do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz na rynku konkurencyjnym, które Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a – ustawy *Prawo energetyczne*).

Na podstawie badania zrealizowanego przez URE, po zestawieniu jego wyników z danymi publikowanymi przez Agencję Rynku Energii SA, można ustalić, że spośród wszystkich przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło na terenie kraju, około 70% posiada koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje około 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz około 97% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – *Prawo energetyczne*.

2. Ogólna charakterystyka ciepłownictwa

Struktura i potencjał

Koncesjonowany sektor zaopatrzenia w ciepło charakteryzuje się znaczną liczbą przedsiębiorstw o dużym rozproszeniu geograficznym, które są bardzo zróżnicowane zarówno ze względu na rodzaj i zakres wykonywanej działalności jak i stopień zaangażowania w działalność ciepłowniczą. Istnieją przedsiębiorstwa eksploatujące źródła i sieci ciepłownicze w różnych miejscowościach na terenie kraju. Należą do nich m.in.: Wojskowa Agencja

Mieszkaniowa, Polskie Koleje Państwowe, Agencja Nieruchomości Rolnych oraz coraz częściej spółki zagraniczne np.: Dalkia Termika SA, Polish Energy Partners SA itp.

Ponadto od początku lat 90. trwają w ciepłownictwie przekształcenia własnościowe i organizacyjne. Charakterystycznym przejawem procesu tych przekształceń jest wydzielenie ze struktury przedsiębiorstw przemysłowych działalności ciepłowniczej i nadawanie jej formy niezależnych jednostek organizacyjno-prawnych a w dalszej kolejności sprzedawanie ich inwestorom prywatnym. Również przedsiębiorstwa energetyki zawodowej, eksploatujące elektrociepłownie, ciepłownie lub sieci ciepłownicze, które w pierwszym etapie reformy sektora energetyki zostały przekształcone z przedsiębiorstw państwowych w spółki akcyjne Skarbu Państwa, są obecnie sprzedawane inwestorom prywatnym.

Obecnie ponad 62% przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowi własność sektora publicznego²⁾, z czego w ponad 74% podmiotów funkcje właścicielskie sprawują organy samorządu terytorialnego, a około 26% jest własnością państwową (patrz tabela 2). Pozostałe przedsiębiorstwa znajdują się w rękach sektora prywatnego, z czego ponad 25% jest własnością podmiotów zagranicznych.

Duża liczba i różnorodność koncesjonowanych przedsiębiorstw dostarczających odbiorcom ciepło, a także lokalny charakter gospodarki ciepłej powodują, że działalność regulacyjna Prezesa URE w sektorze zaopatrzenia w ciepło jest prowadzona przez terenowe oddziały URE. Zapewnia to znacznie lepsze rozpoznanie lokalnych rynków ciepła.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są, w większości przypadków, zintegrowane pionowo. Zajmują się zarówno

2) *Sektor publiczny*: 111 – Własność Skarbu Państwa; 112 – Własność państwowych osób prawnych; 113 – Własność samorządowa; 121 – Własność mieszana w sektorze publicznym z przewagą własności Skarbu Państwa; 122 – Własność mieszana w sektorze publicznym z przewagą własności państwowych osób prawnych; 123 – Własność mieszana w sektorze publicznym z przewagą własności samorządowej; 131 – Własność mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności Skarbu Państwa; 132 – Własność mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności państwowych osób prawnych; 133 – Własność mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności samorządowej; *Sektor prywatny*: 214 – Własność krajowych osób fizycznych; 215 – Własność prywatna krajowa pozostała; 216 – Własność zagraniczna; 224 – Własność mieszana w sektorze prywatnym z przewagą własności krajowych osób fizycznych; 225 – Własność mieszana w sektorze prywatnym z przewagą własności krajowej pozostałej; 226 – Własność mieszana w sektorze prywatnym z przewagą własności zagranicznej; 234 – Własność mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności krajowych osób fizycznych; 235 – Własność mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności prywatnej krajowej pozostałej; 236 – Własność mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności zagranicznej.

Tabela 2. Koncesjonowane przedsiębiorstwa według PKD i województw w podziale na sektor publiczny i prywatny w 2005 r.

Wyszczególnienie	Ogółem	Forma własności	
		Sektor publiczny	Sektor prywatny
Ogółem kraj	665	415	250
PKD			
40.10	43	21	22
40.30	418	289	129
Przemysł	85	26	59
Inne	119	79	40
Województwa			
Dolnośląskie	40	25	15
Kujawsko-pomorskie	39	23	16
Lubelskie	36	24	12
Lubuskie	24	17	7
Łódzkie	37	26	11
Małopolskie	37	21	16
Mazowieckie	57	37	20
Opolskie	19	14	5
Podkarpackie	44	26	18
Podlaskie	25	17	8
Pomorskie	51	30	21
Śląskie	96	47	49
Świętokrzyskie	25	13	12
Warmińsko-mazurskie	44	33	11
Wielkopolskie	50	34	16
Zachodniopomorskie	41	28	13

wytwarzaniem ciepła jak i jego dystrybucją a nawet obrotem, chociaż istnieją też przedsiębiorstwa tylko wytwarzające ciepło oraz przedsiębiorstwa przesyłające ciepło zakupione od innych podmiotów. Wiele przedsiębiorstw zajmujących się zaopatrzeniem w ciepło prowadzi także inną działalność gospodarczą (produkcja przemysłowa, zaopatrzenie w wodę i odprowadzenie ścieków itd.).

Według stanu na koniec 2005 r., przedsiębiorstwa prowadzące działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło posiadały łącznie 1242 decyzje koncesyjne wydane przez Prezesa URE, w tym:

- na wytwarzanie ciepła – 544 decyzje,
- na przesyłanie i dystrybucję – 545 decyzji,
- na obrót ciepłem – 153 decyzje.

Większość przedsiębiorstw objętych badaniem miało koncesje na kilka rodzajów działalności. W badanych latach 2002-2005 około 90% przedsiębiorstw zajmowało się wytwarzaniem ciepła. Również duża ich część, bo 88,3% w 2005 r. (88,4% w 2004 r. – wzrost o 2,3 punktu procentowego w stosunku do dwóch poprzednich lat) wykonywała usługi przesyłowe i dystrybucyjne, natomiast 1/4 podmiotów zajmowała się obrotem ciepłem.

W 2005 r. wyraźnie zmieniła się struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw ze względu na klasę PKD (patrz tabela 3). Spadł udział przedsiębiorstw spoza energetyki, a więc przedsiębiorstw należących do klas PKD innych niż 40.10 i 40.30, wzrósł udział firm typowo ciepłowniczych

(klasa PKD 40.30 – o prawie 6 punktów procentowych w stosunku do roku 2004). Podobną tendencję można zauważyć, gdy analizuje się badany zbiór ze względu na zaangażowanie w działalność ciepłowniczą (WZDE). Wyraźnie spadł udział podmiotów, dla których działalność ciepłownicza była działalnością uboczną (WZDE 0-19%; spadek o prawie 5 punktów procentowych) na rzecz podmiotów o największym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (WZDE 70-100%; wzrost o ponad 4 punkty procentowe).

Tabela 3. Struktura badanych przedsiębiorstw ciepłowniczych według WZDE i PKD w latach 2002-2005

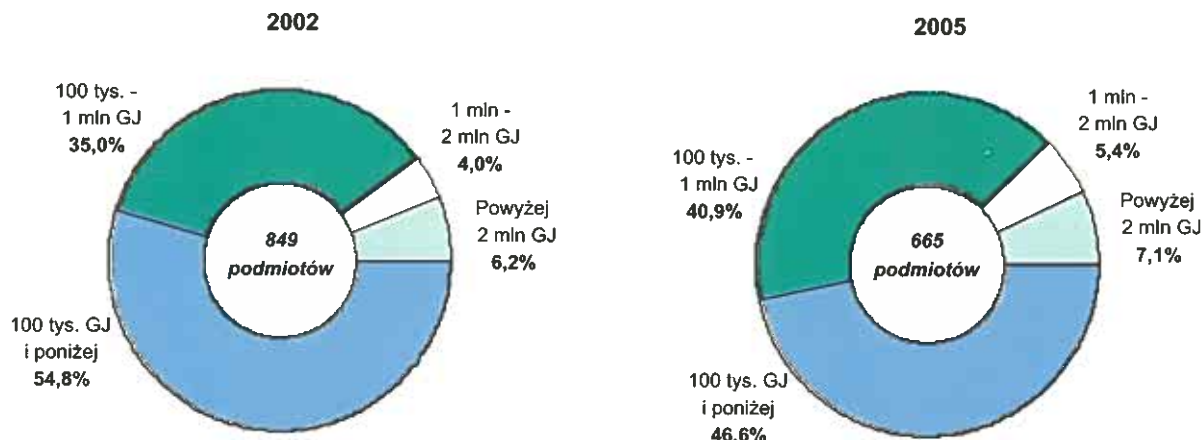
Wyszczególnienie	2002	2003	2004	2005
	%			
WZDE				
Ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0
0-19%	33,1	32,5	31,5	26,6
20-69%	25,3	24,5	24,9	25,7
70-100%	41,6	43,0	43,6	47,7
PKD				
Ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0
40.10	6,0	6,0	5,5	6,5
40.30	50,5	54,0	56,9	62,8
Przemysł	20,0	18,0	15,7	12,8
Inne	23,5	22,0	21,9	17,9
Forma prawna				
Ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0
Jednostki samorządu terytorialnego	9,0	9,3	9,2	7,9
Spółki akcyjne	26,1	24,9	22,9	22,1
Spółki z o.o.	54,4	55,7	57,9	62,1
Spółdzielnie mieszkaniowe	2,7	3,1	3,3	2,0
Przedsiębiorstwa państwowe	3,4	2,5	2,2	1,5
Pozostałe przedsiębiorstwa	4,4	4,5	4,5	4,4

W badanych latach najmniej przedsiębiorstw ciepłowniczych objętych regulacją działało w formie przedsiębiorstw państwowych (w 2002 r. – 3,4%, w 2005 r. – 1,5%), najwięcej natomiast było spółek z ograniczoną odpowiedzialnością i spółek akcyjnych. Zdecydowanie dominowały jednak spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, których było w 2005 r. 62,1% (wzrost o 7,7 punktu procentowego od 2002 r.), natomiast zmniejszył się udział spółek akcyjnych o 4,0 punkty procentowe i wyniósł w ostatnim roku badania 22,1%.

Zmieniła się również struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ze względu na wolumen sprzedawanego ciepła, którą obrazuje rysunek 1.

Koncesjonowane ciepłownictwo charakteryzuje się ogromnym zróżnicowaniem w zakresie potencjału technicznego. Występują różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło, jednak zdecydowaną przewagę mają źródła

Rysunek 1. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych według wolumenu sprzedanego ciepła w 2002 r. i 2005 r.



mniejsze. W 2005 r. 65,5% badanych przedsiębiorstw eksploatujących źródła ciepła, dysponowało źródłami, których moc osiągalna mieściła się w przedziale 0-50 MW. Wśród koncesjonowanych przedsiębiorstw znalazło się kilka takich, które posiadały źródła o mocy osiągalnej powyżej 1 000 MW. Były to podmioty działające również w obszarze produkcji energii elektrycznej.

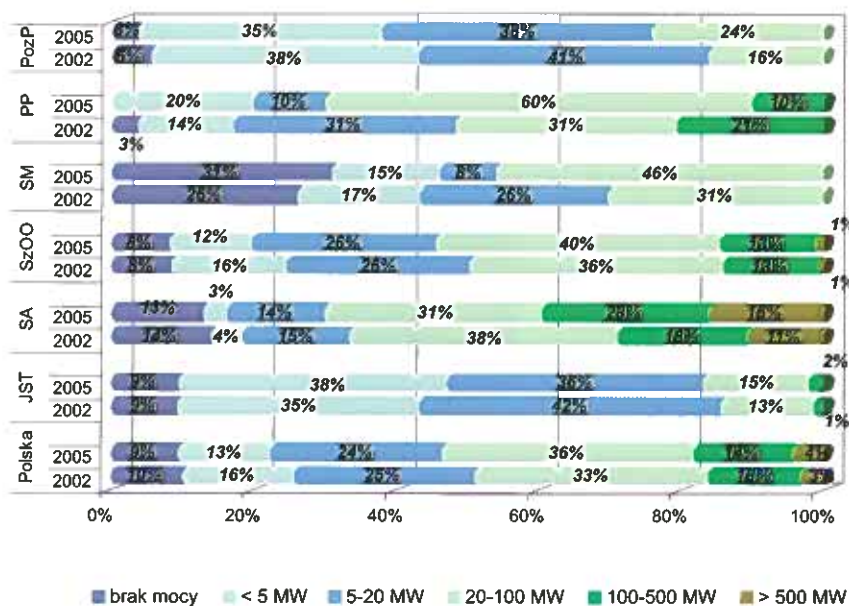
Zróżnicowanie wielkości źródeł ciepła w przedsiębiorstwach, które działają w dwóch najbardziej popularnych formach prawnych, czyli jako spółki z ograniczoną odpowiedzialnością i spółki akcyjne, jest stosunkowo wyraźne. Jednakże w obydwu dominują źródła o mocy osiągalnej powyżej 20 MW. Warto zwrócić również uwagę na to, że w badanych latach wyraźnie zmieniła się struktura przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w najmniej licznych

grupach przedsiębiorstw: spółdzielniach mieszkaniowych i przedsiębiorstwach państwowych (patrz rysunek 2).

W badanych koncesjonowanych przedsiębiorstwach moc cieplna zainstalowana w 2005 r. wynosiła niewiele ponad 65 tys. MW, a osiągalna 62,5 tys. MW. Przy czym, rozpatrując zbiór porównywalny, można zaobserwować niewielki, coroczny spadek zarówno mocy zainstalowanej jak i osiągalnej; np. w 2005 r. w stosunku do 2002 r. – odpowiednio: 3,0% i 2,7%.

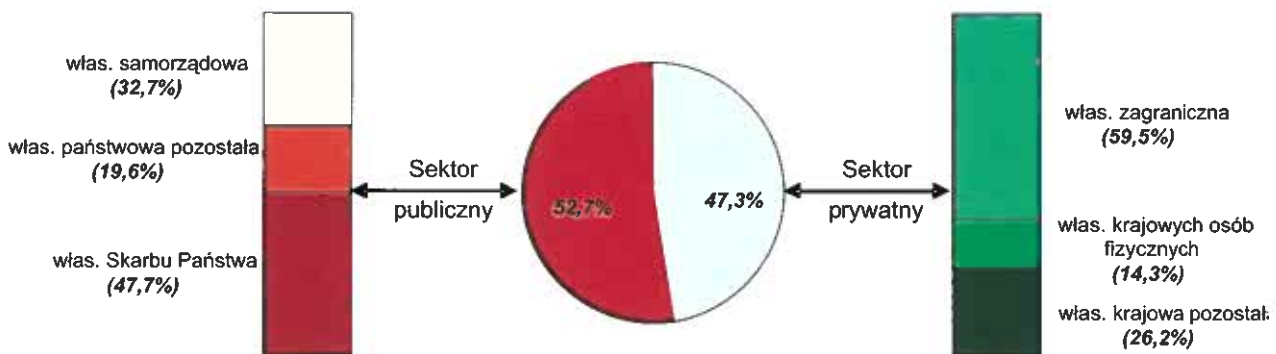
Ponad 1/3 potencjału wytwórczego ciepłownictwa, w latach 2002-2005, była skupiona w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim. W tym okresie najniższym udziałem w krajowym potencjale mocy zainstalowanej i osiągalnej charakteryzowały się województwa: lubuskie, świętokrzyskie, podlaskie i warmińsko-mazurskie (po około 2%).

Rysunek 2. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwarzających ciepło według form prawnych³⁾ oraz wielkości źródeł ciepła w 2002 r. i 2005 r.



3) JST – Jednostki samorządu terytorialnego, SA – Spółki akcyjne, SzOO – Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością,

SM – Spółdzielnie mieszkaniowe, PP – Przedsiębiorstwa państwowe, PozP – Pozostałe przedsiębiorstwa.

Rysunek 3. Moc osiągalna według sektorów własności⁴⁾ w 2005 r.

Największą mocą osiągalną w 2005 r., prawie 53% udziałem w skali kraju, dysponowały przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze (klasa PKD 40.30). Najmniej liczna grupa przedsiębiorstw z klasy PKD 40.10 (6,5% ogółu badanych przedsiębiorstw) posiadała 1/4 krajowego potencjału mocy osiągalnej.

Z całego potencjału mocy osiągalnej koncesjonowane ciepłownictwo wykorzystano w 2005 r. około 75%, przy czym tylko cztery województwa wykorzystywały ponad 80% potencjału swojej mocy osiągalnej, tj.: podlaskie, warmińsko-mazurskie, łódzkie i opolskie. W 2005 r. moc cieplna wykorzystana w całym ciepłownictwie kształtowała się na poziomie 46,9 tys. MW, z czego odbiorcy zamówili 37,6 tys. MW, co stanowiło 80,3% mocy wykorzystanej. Najwięcej mocy zamawiali odbiorcy w województwach: dolnośląskim (95,6% mocy wykorzystanej), podlaskim (92,0%), łódzkim (90,6%) i warmińsko-mazurskim (90,3%), a zdecydowanie najmniej – w województwach: opolskim (52,8%) i kujawsko-pomorskim (54,9%).

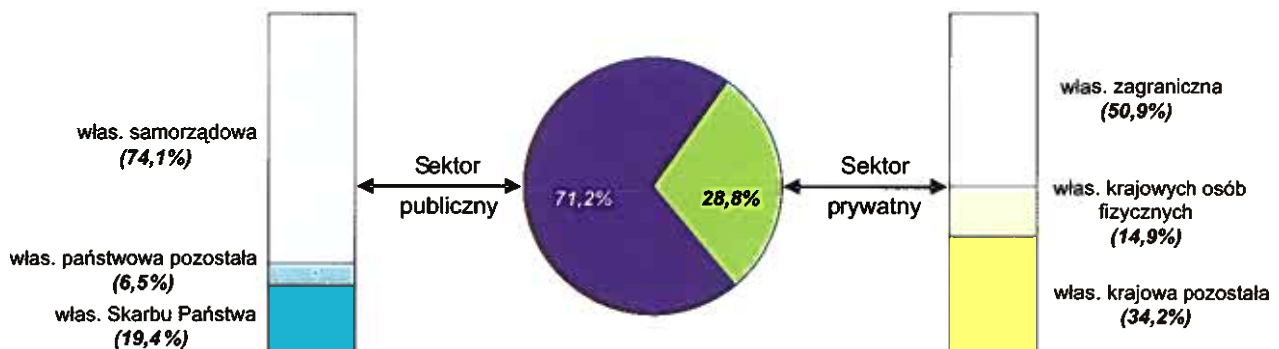
Analizując zbiór porównywalny w latach 2003-2005 można zauważyć powolną tendencję spadkową w wielkościach mocy cieplnej zamawianej przez odbior-

ców⁵⁾. W 2005 r. odbiorcy zamówili o prawie 1000 MW mocy mniej niż w roku 2003.

W 2005 r. długość sieci ciepłowniczej w kraju wyniosła 18,5 tys. km i wykazana została przez ponad 87% badanych przedsiębiorstw. W spółkach akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością w sumie skoncentrowane było ponad 95% całej sieci ciepłowniczej. Ponad połowa krajowej sieci była własnością samorządów terytorialnych (52,8%).

Przedsiębiorstwa o największym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (WZDE 70-100%) dysponowały ponad 80% ogólnokrajowej sieci. W ponad 90% sieć ciepłownicza należała do przedsiębiorstw energetycznych (klasa PKD – 40.10 i 40.30), natomiast reszta pozostawała w dyspozycji przedsiębiorstw spoza branży energetycznej. Przedsiębiorstwa przemysłowe przesyłały ciepło przede wszystkim na potrzeby własne, natomiast sieci, którymi świadczyły usługi przesyłowe dla swoich odbiorców zewnętrznych, były na ogół krótkie – poniżej 7 km (około 69% przedsiębiorstw przemysłowych). Sieci o długości powyżej 50 km posiadało około 12% badanych przedsiębiorstw, przy czym były to przede

Rysunek 4. Sieć ciepłownicza według sektorów własności w 2005 r.



4) Własność samorządowa: 113, 123, 133; Własność Skarbu Państwa: 111, 121, 131; Własność państwowa pozostała: 112, 122, 132; Własność krajowych osób fizycznych: 214, 224, 234; Własność krajowa pozostała: 215, 225, 235; Własność zagraniczna: 216, 226, 236.

5) W badaniu za rok 2002 nie zbierano danych dotyczących mocy zamówionej przez odbiorców.

wszystkim przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze (klasa PKD 40.30).

Największy udział w długości ogólnokrajowej sieci ciepłowniczej miały dwa województwa: mazowieckie i śląskie (odpowiednio: 17,1% i 15,3%). Najkrótsze sieci były w dwóch województwach: lubuskim i świętokrzyskim (po około 2% sieci krajowej).

W badanych latach 2002-2005 łączna wartość majątku trwałego przedsiębiorstw ciepłowniczych kształtowała się na zbliżonym poziomie i wynosiła: brutto ponad 38,4 mld zł, zaś wartość netto – ponad 16,4 mld zł. Natomiast w przypadku porównywalnego zbioru przedsiębiorstw, w tych latach obserwowany jest wyraźny przyrost zarówno majątku trwałego brutto o 13,6% jak i netto o 4,5%.

Średnio na jedno przedsiębiorstwo w ostatnim roku badania przypadało ponad 58 mln zł wartości majątku trwałego brutto, przy 42 mln zł w roku 2002 – wzrost aż o 38,1%. Natomiast w porównywalnym zbiorze przedsiębiorstw wzrost ten był zdecydowanie mniejszy i wynosił tylko 13,5%.

Spośród badanych przedsiębiorstw w 2005 r. 254 dzierżawiło majątek trwały, z czego tylko 9 podmiotów prowadziło działalność ciepłowniczą wykorzystując wyłącznie majątek innych podmiotów.

W latach 2002-2005 około 2/3 majątku trwałego netto było w dyspozycji spółek akcyjnych, a ponad 1/3 należała do spółek z ograniczoną odpowiedzialnością. Największym majątkiem trwałym netto (75,1%) dysponowało 119 przedsiębiorstw osiągających przychody powyżej 20 mln zł, z tego ponad 74% majątku skupiała tylko 1/3 przedsiębiorstw tej grupy, z których każde posiadało majątek trwały netto o wartości powyżej 100 mln zł.

Ponad 1/3 całego majątku ciepłowniczego netto skoncentrowana była w dwóch województwach: mazowieckim i śląskim. W kolejnych pięciu województwach: pomorskim, kujawsko-pomorskim, dolnośląskim, małopolskim i wielkopolskim znajdowało się dalsze 38,2% majątku.

Pozostałe dziewięć województw posiadało tylko 27,4%. Najmniejszy majątek ciepłowniczy o wartości poniżej 300 mln zł znajdował się w województwie lubuskim.

W latach 2002-2005 obserwowany był stały wzrost wskaźnika dekapitalizacji⁶⁾, od poziomu 54,7% w 2002 r. do 57,1% w 2005 r. Wskazuje to niewątpliwie na pogarszający się stan majątku ciepłowniczego. Oczywiście sytuacja była różna w poszczególnych przedsiębiorstwach. Najlepsze warunki do wykonywania działalności ciepłowniczej miały przedsiębiorstwa, dla których ciepłownictwo było działalnością podstawową (WZDE 70-100%; 51,3% w 2005 r.). Stosunkowo mało zużyty majątek (stopień dekapitalizacji poniżej 50%) posiadały spółdzielnie mieszkaniowe (41,8%) oraz spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (47,9%).

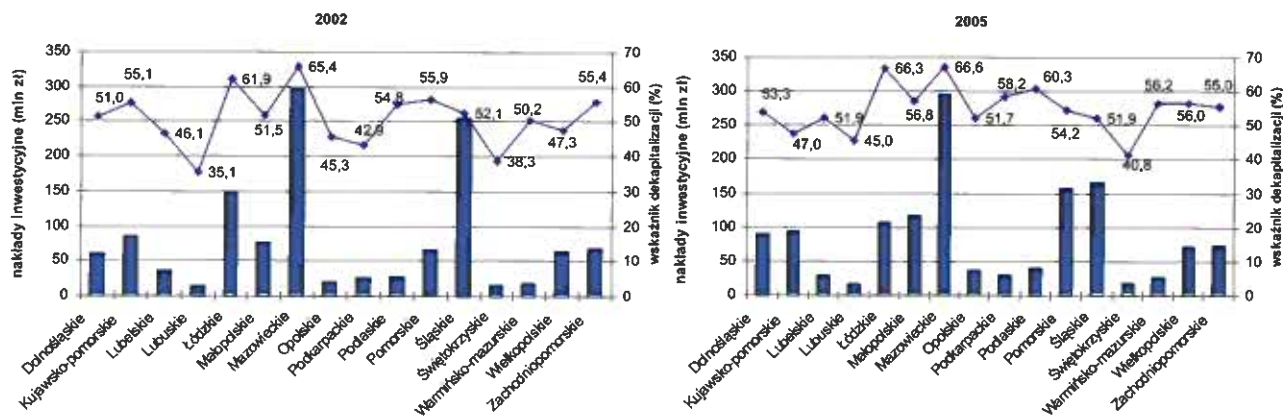
W tym miejscu należy również zwrócić uwagę na to, że sektor prywatny miał bardziej zdekapitalizowany majątek (59,4%) niż sektor publiczny (55,6%). Ponadto w sektorze prywatnym zdecydowanie najwyższy wskaźnik dekapitalizacji miały przedsiębiorstwa będące własnością kapitału zagranicznego (62,7%).

W poszczególnych województwach w 2005 r. wskaźnik ten kształtował się na poziomie od 40,8% w województwie świętokrzyskim do 66,4% w województwie mazowieckim i 66,3% w łódzkim (patrz rysunek 5).

Obniżanie jakości majątku ciepłowniczego może skutkować deprecjacją jakości świadczonych usług w zakresie zaopatrzenia w ciepło, a przez to może osłabiać zdolność całego sektora do nadążania za dynamicznie zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi dla prowadzenia działalności ciepłowniczej.

Wysoki stopień zużycia majątku trwałego powinien skłaniać przedsiębiorstwa do inwestowania w modernizację majątku oraz w jego rozwój z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska. Jednak spośród badanych przedsiębiorstw w 2005 r. niespełna 60% wykazało jakiegokolwiek nakłady związane z działalnością ciepłowniczą.

Rysunek 5. Nakłady inwestycyjne oraz wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych w 2002 r. i 2005 r.



- 6) Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony ilorazem wartości umorzenia majątku do wartości aktywów trwałych brutto.

Tabela 4. Przedsiębiorstwa inwestujące i nieinwestujące według województw i WZDE w 2002 r. i 2005 r.
– porównywalny zbiór przedsiębiorstw

Wyszczególnienie		Przedsiębiorstwa inwestujące				Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego	Przedsiębiorstwa nieinwestujące	
		Liczba przedsiębiorstw	Nakłady w tys. zł				Liczba przedsiębiorstw	Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego
			Ogółem	z tego	z tego			
			związane z wytwarzaniem ciepła	związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła				
Ogółem kraj	2002	434	1 278 604,9	739 101,0	539 503,9	55,33	415	51,03
	2005	395	1 372 175,0	690 609,6	681 565,5	58,04	270	46,51
Porównywalny zbiór przedsiębiorstw ciepłowniczych	2002	370	1 198 798,7	671 448,2	527 350,5	55,19	231	48,38
	2005	372	1 331 692,0	652 977,8	678 714,2	59,01	229	47,03
WZDE								
0-19%	2002	46	152 886,0	148 524,5	4 361,4	65,05	90	65,01
	2005	48	152 742,8	144 808,0	7 934,8	65,85	108	49,93
20-69%	2002	89	447 982,8	372 412,9	75 569,9	64,65	65	44,24
	2005	87	402 960,9	337 457,4	65 503,5	66,85	58	39,27
70-100%	2002	235	597 930,0	150 510,8	447 419,2	45,58	76	38,04
	2005	237	775 988,4	170 712,4	605 275,9	51,73	63	43,50
Województwa								
Dolnośląskie	2002	21	60 027,9	34 916,0	25 111,9	49,53	15	50,60
	2005	24	90 022,5	45 486,1	44 536,4	54,44	12	42,46
Kujawsko-pomorskie	2002	18	70 477,0	32 062,7	38 414,3	54,20	16	38,12
	2005	21	77 507,7	40 940,5	36 567,3	53,94	13	57,29
Lubelskie	2002	24	17 902,7	7 137,3	10 765,4	43,86	9	46,60
	2005	19	28 567,1	9 639,2	18 927,9	54,58	14	45,97
Lubuskie	2002	11	14 480,8	6 510,8	7 970,1	47,30	11	25,23
	2005	11	14 482,0	5 159,8	9 322,2	43,90	11	51,23
Łódzkie	2002	24	147 270,8	103 111,5	44 159,3	62,97	11	50,95
	2005	23	108 548,7	62 634,2	45 914,5	66,97	12	54,58
Małopolskie	2002	20	73 557,5	20 832,3	52 725,2	40,33	12	69,17
	2005	22	117 612,0	42 801,9	74 810,1	56,75	10	67,05
Mazowieckie	2002	38	291 246,4	157 956,9	133 289,5	67,13	13	22,90
	2005	34	294 966,2	159 515,9	135 450,3	67,33	17	42,82
Opolskie	2002	11	18 040,1	10 894,1	7 146,0	41,15	6	59,40
	2005	9	37 274,8	21 306,3	15 968,5	50,61	8	72,41
Podkarpackie	2002	21	20 929,3	6 646,8	14 282,5	43,89	20	39,82
	2005	21	29 479,5	13 910,5	15 569,0	59,93	20	50,99
Podlaskie	2002	16	26 842,2	12 957,9	13 884,3	55,72	7	36,72
	2005	15	39 191,3	14 733,5	24 457,8	61,27	8	42,78
Pomorskie	2002	29	60 644,7	35 759,0	24 885,8	58,18	18	40,91
	2005	31	144 059,8	77 059,1	67 000,6	55,09	16	45,18
Śląskie	2002	52	248 701,4	169 159,8	79 541,6	49,88	36	41,13
	2005	51	163 473,2	67 337,7	96 135,6	55,86	37	21,31
Świętokrzyskie	2002	12	15 538,3	6 455,7	9 082,6	30,75	8	58,14
	2005	13	17 490,8	7 374,2	10 116,5	40,77	7	58,25
Warmińsko-mazurskie	2002	24	16 837,2	5 430,8	11 406,4	52,52	15	37,51
	2005	22	26 755,5	10 167,4	16 588,1	57,22	17	43,93
Wielkopolskie	2002	25	47 673,5	16 382,1	31 291,4	48,83	20	44,17
	2005	33	70 004,1	25 916,2	44 087,9	55,40	12	60,84
Zachodniopomorskie	2002	24	68 629,0	45 234,7	23 394,4	55,05	14	57,05
	2005	23	72 256,8	48 995,4	23 261,4	55,21	15	59,91

Mimo, że w badanych latach obserwuje się wzrost zarówno udziału podmiotów inwestujących jak i wielkości nakładów: odpowiednio o 8,3 punktu procentowego i 7,3%, nie zaspokaja to ciągle wysokich potrzeb inwestycyjnych ciepłownictwa.

Odsuwanie w czasie inwestycji modernizacyjnych czy rozwojowych grozi powolną postępującą dekapitalizacją majątku oraz obniżaniem zdolności do świadczenia wysokiej jakości usług ciepłownictwa.

W 2005 r. łącznie przedsiębiorstwa przeznaczyły na modernizację, rozwój i ochronę środowiska 1 372,2 mln zł, z czego równo po połowie zostało przeznaczane na inwestycje w źródła ciepła i sieci dystrybucyjne. Te ostatnie skupiały się silnie w przedsiębiorstwach o najwyższym zaangażowaniu w koncesjonowaną działalność ciepłowniczą (89,1% w 2005 r.) i należących do klasy PKD 40.30 (96,3%), podczas gdy inwestycje związane z wytwarzaniem realizowały przedsiębiorstwa o średnim (WZDE 20-69%) zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (49,3%) oraz należące do klas PKD 40.10 i 40.30 (86,8%). Od 2002 r. nakłady w źródła zmalały o 6,6%, podczas gdy inwestycje w sieci wzrosły aż o 26,3%.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze finansowały swoje inwestycje, w badanych latach, głównie własnymi środkami. W 2005 r. udział środków własnych w finansowaniu poniesionych nakładów wyniósł 86,8% całkowitych nakładów.

W 2005 r. jedno przedsiębiorstwo zainwestowało przeciętnie 3 473,9 tys. zł, a więc o prawie 18% więcej niż w 2002 r. Najwięcej inwestowały przedsiębiorstwa z województwa mazowieckiego (średnio na jedno przedsiębiorstwo przypadało w nim 8 194,8 tys. zł), zaś najmniej – z województw: świętokrzyskiego i warmińsko-mazurskiego (średnio po około 1 100 tys. zł).

Generalnie można powiedzieć, że większość inwestycji dokonanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa

w 2005 r. przypadła na podmioty o największym (WZDE 70-100%) zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (57,8%). Nakłady inwestycyjne skupione były głównie w spółkach akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością (w sumie 98,0% inwestycji w kraju). Bardzo niewielkich inwestycji dokonały spółdzielnie mieszkaniowe, ponieważ dysponowały stosunkowo mało zdekapitalizowanym majątkiem ciepłowniczym.

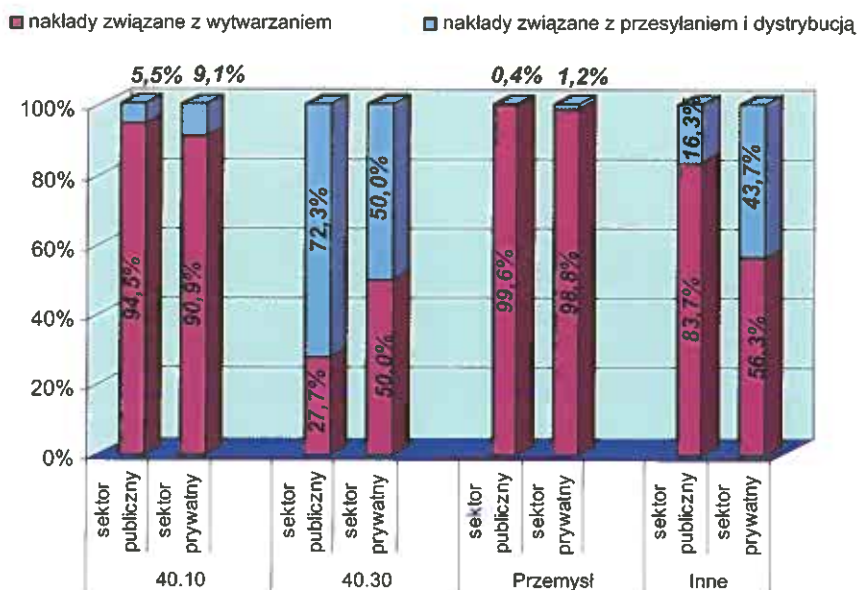
Ponad połowa nakładów inwestycyjnych w 2005 r. przypadała na sektor publiczny (55%), a pozostała część na sektor prywatny, z czego 80% to inwestycje przedsiębiorstw będących własnością inwestorów zagranicznych.

W 2005 r. zatrudnienie w koncesjonowanym ciepłownictwie wyniosło 48 261 etatów wobec 60 239 w 2002 r.; oznacza to spadek o prawie 20%. W badanych latach najwięcej zatrudnionych przypadało na przedsiębiorstwa działające w formie spółek akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością, które w sumie skupiały około 90% ogólnej liczby pełnozatrudnionych w koncesjonowanym ciepłownictwie. W sektorze prywatnym w ostatnim roku badania pracowało 30,0% ogółu zatrudnionych, natomiast pozostała część w sektorze publicznym.

Warto zauważyć, że w 2005 r. około 20% ogółu zatrudnionych w koncesjonowanym ciepłownictwie pracowało w 12 przedsiębiorstwach (1,8% badanych przedsiębiorstw), które osiągnęły w tym roku całkowite przychody powyżej 200 mln zł.

Jeśli przyjrzyć się zatrudnieniu w przedsiębiorstwach ze zbioru porównywalnego, to w ciągu 4 lat badania zatrudnienie spadło o ponad 16%. Największy spadek zatrudnienia (o 26,6%) został zanotowany w przedsiębiorstwach, dla których działalność ciepłownicza była jednym z rodzajów wykonywanej działalności (WZDE 20-69%). Również wyraźny spadek (o 15,4%) daje się zauważyć w przedsiębiorstwach o największym zaangażowaniu

Rysunek 6. Struktura przedsięwzięć inwestycyjnych według PKD i form własności w 2005 r.



w działalność ciepłowniczą (WZDE 70-100%). Począwszy od 2002 roku, także we wszystkich województwach obserwowany jest stały spadek zatrudnienia od 37,8% w województwie lubuskim do 6,3% w województwie kujawsko-pomorskim.

Tabela 5. Zatrudnienie i wynagrodzenie oraz dynamika zmian według form własności

Forma własności	Liczba badanych przedsiębiorstw	Zatrudnienie		Przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto
		etat	zł/m-c	zł/m-c
Polska	a	657	48 261	2 627,3
	b	100,0	90,5	107,1
Sektor publiczny	a	413	33 738	2 549,6
	b	96,3	85,0	107,4
w tym własność:				
Skarbu Państwa	a	64	9 239	2 924,2
	b	101,9	90,1	105,7
Państwowa pozostała	a	42	4 019	2 921,1
	b	80,9	63,0	111,6
Samorządowa	a	307	20 480	2 420,7
	b	97,7	88,9	107,4
Sektor prywatny	a	244	14 523	2 758,8
	b	106,7	107,1	105,9
w tym własność:				
Krajowych osób fizycznych	a	69	2 138	2 252,0
	b	93,5	87,8	106,4
Krajowa pozostała	a	115	4 914	2 561,3
	b	111,4	114,8	101,4
Zagraniczna	a	60	7 471	3 720,0
	b	115,9	109,4	107,1

a – 2005 r.; dane dotyczą całego badanego zbioru przedsiębiorstw
b – dynamika 2005/2003; dotyczy zbioru porównywalnego; w badaniu za 2002 r. nie zbierano danych dotyczących formy własności

Średni zarobek brutto osoby pełnozatrudnionej w 2005 r. w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wyniósł 2 627,3 zł/m-c i był o 15,8% wyższy niż w roku 2002. W 2005 r. ukształtował się on również powyżej średniego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw (4,1%)⁷⁾. Zróżnicowanie wynagrodzeń w ramach wyodrębnionych grup przedsiębiorstw było dość duże. Najlepiej zarabiali zatrudnieni w przedsiębiorstwach będących własnością inwestorów zagranicznych (patrz tabela 5), ponad 40% więcej niż w całym ciepłownictwie. Zróżnicowanie obserwuje się również w układzie terytorialnym. W siedmiu województwach średnie wynagrodzenia były wyższe od średniej krajowej, przy czym najwyższe było w województwie mazowieckim o 13,4%. Najmniej zarabiali zatrudnieni w ciepłownictwie w województwie warmińsko-mazurskim, przeciętnie o około 15% mniej niż średnia.

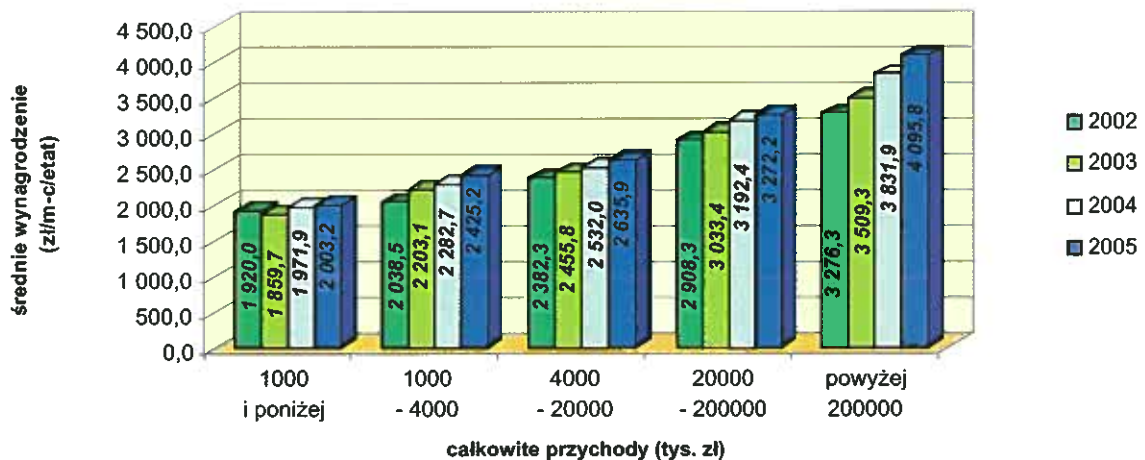
Wynagrodzenia wyraźnie odbiegały in plus od poziomu średniego, z jednej strony w przedsiębiorstwach klasy 40.10, a z drugiej strony w spółkach akcyjnych odpowiednio: o 42,9% i 21,4%.

Analizując wysokość wynagrodzeń w zależności od wielkości przedsiębiorstwa daje się zauważyć wyraźną tendencję – wraz ze wzrostem całkowitego przychodu firmy wzrasta wynagrodzenie pracowników. W grupie badanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które osiągnęły przychody powyżej 200 mln zł, przeciętne miesięczne wynagrodzenie pracowników było najwyższe i wynosiło w 2005 r. ponad 4 095,8 zł/m-c na osobę i było o 25% wyższe niż w 2002 r. (patrz rysunek 7). Przedsiębiorstw tych w badanym zbiorze w ostatnim roku badania było tylko 12.

Działalność gospodarcza

W analizowanych latach 2002-2005 około 90% koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmowało się wytwarzaniem ciepła. Przedsiębiorstwa te, w ostatnim

Rysunek 7. Wysokość średniego miesięcznego wynagrodzenia brutto w zależności od osiągniętych przychodów z działalności ciepłowniczej w latach 2002-2005



7) Średnie miesięczne wynagrodzenie brutto w sektorze przedsiębiorstw w 2005 r. wyniosło 2 515,8 zł, „Biuletyn Statystyczny”, GUS, Nr 1, luty 2005.

Tabela 6. Wybrane dane o przedsiębiorstwach ciepłowniczych ogółem i produkujących w skojarzeniu według województw w 2005 r.

Województwo	Liczba badanych przedsiębiorstw	Moc osiągalna	Długość sieci	Produkcja ciepła (bez odzysku)	Przeciętne zatrudnienie	Aktywa trwałe netto	Nakłady inwestycyjne	Sprzedaż ciepła	Cena jednostkowej ciepła	
		MW	km	TJ	etat	tys. zł	TJ	zł/GJ		
Polska	a	665	62 496,0	18 577,1	430 217,9	48 261	16 462 369,6	1 372 175,0	450 081,4	29,22
	b	106	43 823,9	3 500,2	326 733,8	17 062	8 062 532,2	635 954,7	234 955,3	23,65
Dolnośląskie	a	40	3 703,4	1 370,9	23 994,6	2 903	1 299 240,1	90 176,7	31 416,8	30,65
	b	6	2 403,6	310,1	17 047,9	1 090	591 466,3	34 319,2	16 077,8	25,42
Kujawsko-pomorskie	a	39	6 276,1	1 138,7	49 984,5	3 296	1 391 033,4	94 168,4	37 343,6	26,07
	b	8	5 353,6	196,5	44 324,3	1 693	958 870,4	48 053,3	25 896,1	20,43
Lubelskie	a	36	2 851,7	944,3	21 805,2	2 720	556 715,3	29 268,1	18 549,1	29,86
	b	5	1 933,2	44,6	16 164,0	701	201 505,4	4 497,3	7 307,5	22,53
Lubuskie	a	24	1 127,2	313,4	7 387,0	1 059	279 510,4	16 718,3	7 991,7	31,76
	b	3	776,0	5,5	5 814,1	300	126 169,7	3 553,7	3 702,4	24,44
Łódzkie	a	37	3 859,4	1 356,8	27 454,3	3 626	905 965,6	108 548,7	24 448,2	32,07
	b	5	2 747,6	800,1	20 671,2	2 054	643 746,9	80 016,7	17 382,0	31,31
Małopolskie	a	37	4 477,1	1 447,9	26 209,9	3 077	1 131 335,5	118 383,0	31 538,0	27,05
	b	8	3 305,1	163,3	20 678,2	1 112	435 268,6	33 893,1	16 233,0	21,15
Mazowieckie	a	57	9 545,3	2 839,5	85 712,1	5 533	2 868 480,8	295 014,8	100 089,7	27,57
	b	13	7 801,0	413,1	75 490,2	1 606	1 293 416,2	167 002,6	52 892,7	22,00
Opolskie	a	19	1 837,1	538,4	13 176,9	1 353	312 746,4	37 274,8	6 372,3	34,32
	b	5	1 440,5	314,4	10 834,6	923	234 708,0	32 916,2	4 281,0	34,25
Podkarpackie	a	44	2 423,3	811,0	13 059,4	2 210	476 667,1	29 479,5	15 303,8	31,24
	b	8	1 411,5	21,7	7 751,6	735	210 401,5	7 244,2	7 239,6	25,77
Podlaskie	a	25	1 435,5	515,1	9 307,5	1 707	461 594,7	39 230,7	12 408,1	31,33
	b	1	557,0	0,0	4 235,7	66	140 746,1	4 459,0	4 174,1	22,31
Pomorskie	a	51	3 484,0	1 281,2	32 058,4	3 175	1 395 410,3	157 629,8	28 039,4	31,37
	b	6	2 498,4	478,8	25 985,0	1 429	1 002 056,8	111 988,0	19 051,5	27,97
Śląskie	a	96	12 087,2	3 185,9	61 315,0	9 068	2 797 157,5	166 432,0	75 243,2	28,16
	b	22	8 861,2	593,5	44 458,2	3 490	1 375 086,7	44 563,2	38 117,6	22,30
Świętokrzyskie	a	25	1 397,7	400,5	9 005,5	1 681	388 118,1	18 868,1	9 563,4	29,21
	b	3	254,8	6,4	3 097,0	102	52 452,4	3 566,6	2 625,7	13,87
Warmińsko-mazurskie	a	44	1 490,2	550,4	10 601,2	1 969	325 041,0	26 846,8	11 147,1	31,12
	b	2	559,7	0,0	4 377,0	312	37 613,9	2 735,3	3 281,8	21,56
Wielkopolskie	a	50	3 698,8	1 106,9	20 012,8	2 765	1 071 861,2	71 531,8	25 387,8	31,33
	b	8	2 408,2	105,5	13 895,3	1 054	491 028,5	21 574,0	11 648,4	23,77
Zachodnio-pomorskie	a	41	2 801,9	776,2	19 133,7	2 119	801 492,3	72 603,7	15 239,2	33,08
	b	3	1 512,4	47,0	11 909,4	395	267 994,9	35 572,2	5 044,3	23,75

a – dane dla koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych

b – dane dla przedsiębiorstw produkujących ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu

roku badania, wytworzyły (wraz z odzyskiem) ponad 458 tys. TJ ciepła. Jeśli przyjrzymy się przedsiębiorstwom ze zbioru porównywalnego możemy zauważyć, że produkcja ciepła pozostawała przez cztery lata na bardzo zbliżonym poziomie. Od 2002 do 2005 roku obserwuje się bardzo mały spadek produkcji ciepła – o 0,4%.

Do odbiorców przyłączonych do sieci trafiło w 2005 r. 292,8 tys. TJ (około 64% całej podaży ciepła). Pozostałe ciepło, w ponad 28%, zostało zużyte na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych wytwórców (ponad 128 tys. TJ) oraz w 8% na pokrycie strat przesyłowych (37 tys. TJ).

W 2005 r. z całej produkcji ciepła (bez odzysku) prawie 63,8% (274 499,0 TJ) zostało wyprodukowane w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej, z czego 77,4% pochodziło z pełnego skojarzenia⁸⁾. W ostatnim roku badania 106 przedsiębiorstw produkowało ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej, czyli 17,6% wszystkich, które zajmowały się produkcją ciepła

8) Produkcja w pełnym skojarzeniu jest to ilość ciepła wyprodukowana w skojarzonych źródłach energii, tj. takich dla których średnia, dla 12 miesięcy 2005 r., sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie wyniosła co najmniej 70%.

(w 2005 r. 602 przedsiębiorstwa pokazały produkcję ciepła). Informacje o przedsiębiorstwach, które produkowały ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną prezentuje tabela 6. Należy zaznaczyć, że przedsiębiorstwa te posiadały oprócz źródeł skojarzonych również źródła pracujące poza skojarzeniem. Produkcja ciepła w źródłach pracujących poza skojarzeniem stanowiła w 2005 r. 6,6% całkowitej produkcji w tych przedsiębiorstwach.

Prawie 70% całkowitej produkcji ciepła (łącznie z odzyskiem) w 2005 r. wyprodukowały przedsiębiorstwa należące do klas PKD 40.10 i 40.30, przy czym ich udział w produkcji systematycznie rósł od roku 2002. W badanych latach w produkcji ciepła, pozycję lidera miały przedsiębiorstwa łączące wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła (WPID) oraz z grupy o najniższym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (WZDE 0-19%). W 2005 r. ich udział ukształtował się na poziomie odpowiednio: 61,6% i 39,0%. Przy czym należy zaznaczyć, że w grupie o najniższym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (WZDE 0-19%) prawie 16% wyprodukowanego ciepła pochodziło z odzysku.

Średnia produkcja ciepła przypadająca na jedno koncesjonowane przedsiębiorstwo wyniosła w 2005 r. 690 TJ wobec 580 TJ w 2002 r. Prawie 48% ciepła oddanego do sieci w 2005 r. było przedmiotem dalszego obrotu (50,7% w 2002 r.).

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych, w przeciągu czterech lat, praktycznie nie ulegała zmianie. Do produkcji ciepła zużywany jest przede wszystkim węgiel kamienny. Zużycie krajowe węgla kamiennego w 2005 r. wyniosło około 82 mln ton⁹⁾, z czego zapotrzebowanie roczne koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ukształtowało się na poziomie ponad 18 mln ton, co stanowiło około 22% całkowitego zużycia w kraju. Udział węgla kamiennego w wytwarzaniu ciepła

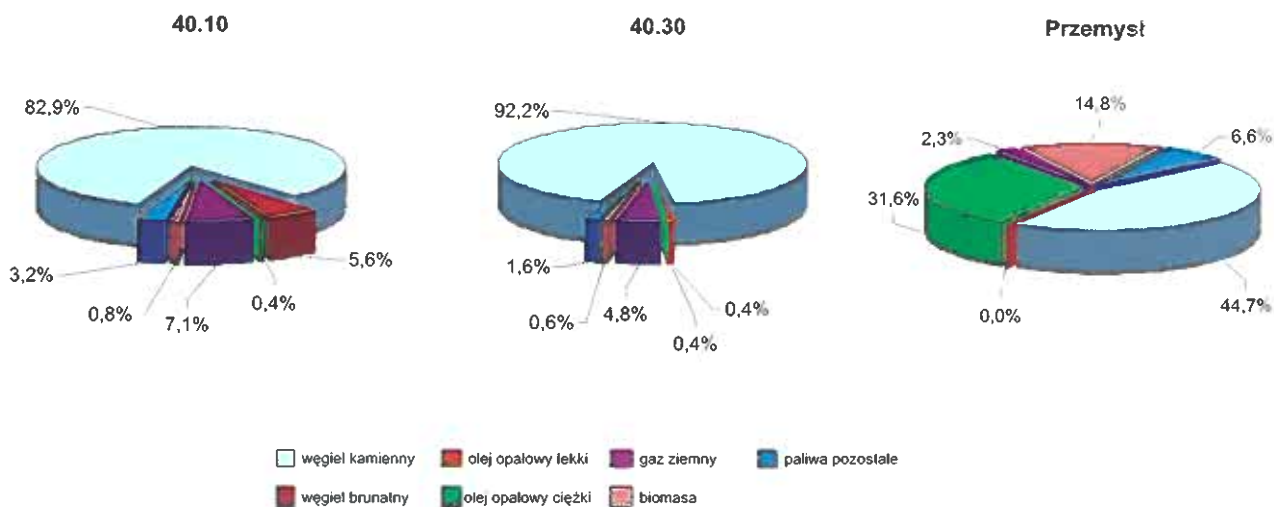
zmniejszył się nieznacznie od 2002 r. – prawie o 1 punkt procentowy.

Kolejnymi, co do ważności paliwami zużywanymi do produkcji ciepła były: olej opałowy ciężki (około 8% ogólnopolskiej produkcji) i gaz ziemny (około 5%). Marginesową rolę odgrywają w dalszym ciągu paliwa niekonwencjonalne, węgiel brunatny oraz olej opałowy lekki. Warto zwrócić uwagę, że z roku na rok rosta produkcja ciepła uzyskiwanego z biomasy; w 2005 r. zanotowano wzrost o ponad 47% od roku 2002. Jednakże udział ciepła z biomasy w produkcji ciepła ogółem nadal nie jest znaczący (3,9% w 2005 r.), wzrósł tylko o 1,4 punktu procentowego od 2002 r. Występuje bardzo silne zróżnicowanie terytorialne udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła. Węgiel kamienny jest podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła w czterech województwach: podlaskim (96,3%), małopolskim (95,1%), świętokrzyskim (92,2%) i warmińsko-mazurskim (91,4%). Województwo mazowieckie wyróżnia się dużym zużyciem oleju opałowego ciężkiego (29,7%). Z kolei gaz ziemny stosowany jest przy wytwarzaniu ciepła głównie w województwach: podkarpackim, lubelskim i lubuskim.

Odbiorcy, poprzez kształtowanie zapotrzebowania na ciepło, są głównymi kreatorami rynku ciepła. Skalę rynku ciepła najlepiej obrazuje wolumen sprzedanego ciepła, który, jak pokazują dane dla porównywalnego zbioru przedsiębiorstw, corocznie systematycznie zmniejszał się – prawie 3% od 2002 r. Wpływ na ograniczenie zużycia ciepła przez odbiorców ma m.in.: postępująca racjonalizacja jego konsumpcji związana z opomiarowaniem dostaw, stosowaniem nowoczesnych energooszczędnych systemów budownictwa oraz przedsięwzięciami termomodernizacyjnymi a także zmiany klimatyczne.

Analizując dane dla porównywalnego zbioru przedsiębiorstw, zmniejszenie sprzedaży ciepła w 2005 r. w stosunku do 2002 r., zauważalne było we wszystkich

Rysunek 8. Struktura zużycia paliw do produkcji ciepła według klas PKD w 2005 r.



9) Na podstawie: *Sytuacja energetyczna w Polsce*, ARE SA, IV kwartał 2005.

grupach przedsiębiorstw niezależnie od kryterium klasyfikacji, poza przedsiębiorstwami o najniższym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (WZDE 0-19%) oraz należących do „Przemysłu” według klasyfikacji PKD, w których to zanotowano wzrost sprzedaży o prawie 20% w każdej. Największy spadek sprzedaży ciepła w tym okresie odnotowano w województwach: zachodniopomorskim o 11,8%, warmińsko-mazurskim o 10,8% i podlaskim o 10,4%.

W 2005 r. ogólnokrajowy wolumen sprzedanego ciepła (łącznie z odsprzedaną innym przedsiębiorstwom) wyniósł 450 081,4 TJ ciepła. Bezpośrednio ze źródeł realizowane było około 40% całej sprzedaży ciepła, natomiast 60% – za pomocą sieci ciepłowniczej. Wolumen sprzedanego ciepła bezpośrednio ze źródeł obniżył się w 2005 r. w stosunku do 2002 r. o 5,3%, z kolei wolumen sprzedaży za pomocą sieci zmniejszył się jedynie o 1,1% w tym samym okresie (rozpatrując porównywalny zbiór przedsiębiorstw).

W 2005 r. średnia sprzedaż ciepła przypadająca na jedno koncesjonowane przedsiębiorstwo ciepłownicze wynosiła 676,8 TJ ciepła, przy 579,1 TJ w 2004 r., 594,0 TJ w 2003 r., 552,8 TJ w 2002 r. Najwięcej ciepła w 2005 r. sprzedawały przedsiębiorstwa w województwie mazowieckim – 1 756,0 TJ (ponad 2,5 razy więcej niż średnia krajowa), natomiast najmniej (około 300 TJ) sprzedawały przedsiębiorstwa z województw: warmińsko-mazurskiego, lubuskiego, opolskiego i podkarpackiego.

Całkowity zakup ciepła przeznaczonego do obrotu w 2005 r. wyniósł 158 032,2 TJ ciepła. W koncesjonowanym ciepłownictwie najmniej popularną działalność stanowi wyłącznie handel ciepłem bowiem, w analizowanych latach, tylko 0,1% ciepła sprzedawanego było przedmiotem „czystego obrotu”.

W badanych latach prawie 90% podmiotów koncesjonowanego ciepłownictwa sprzedawało 1 mln i mniej GJ ciepła, a około 7% miało sprzedaż wyższą od 2 mln GJ. Te ostatnie przedsiębiorstwa były głównymi dostawcami ciepła w kraju – ich sprzedaż stanowiła około 66% całej sprzedaży ciepła w koncesjonowanym sektorze ciepłowniczym. Z kolei najliczniejsza grupa miała stosunkowo mały udział w krajowej sprzedaży: około 22%.

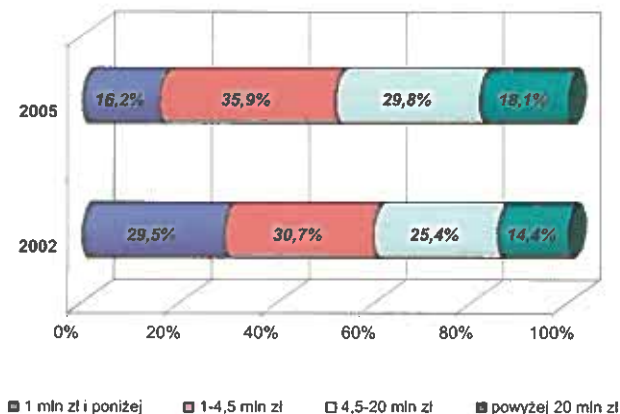
Z wielkością sprzedaży jest silnie skorelowany osiągnięty przez przedsiębiorstwo przychód. Działalność koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie zaopatrzenia w ciepło umożliwiła uzyskanie w 2005 r. przychodów z tytułu sprzedaży ciepła na poziomie 13 150,9 mln zł wobec 13 323,6 mln zł w 2002 r. (spadek o 1,3%). Przy czym największą ich część stanowiły przychody z wytwarzania – ponad 55%, podczas gdy na przychody z obrotu przypadają około 25%, a z przesyłania i dystrybucji – około 20%. W 2005 r. udział przychodów ze sprzedaży stanowił 96,2% całkowitych przychodów z działalności ciepłowniczej, przy 97,1% w 2002 r.

Analiza zbioru porównywalnego w 2005 r. i 2002 r. pokazuje, że dynamika zmian wielkości przychodów była jednak zdecydowanie mniejsza niż dynamika wolumenu

sprzedanego ciepła, który jest jednym z podstawowych czynników kreujących wielkość tego przychodu. W tym okresie przychody ze sprzedaży badanych podmiotów spadły o 0,3%, zaś wielkość sprzedaży o prawie 3%.

Warto zwrócić uwagę, że zmniejszenie liczby badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych z roku na rok nie znajduje odzwierciedlenia w zauważalnym spadku przychodów koncesjonowanego sektora. Może to zatem oznaczać podjęcie przez sektor kroków w kierunku racjonalizacji i restrukturyzacji kosztów działalności ciepłowniczej, które są również niezbędne do utrzymania zdolności do świadczenia wysokiej jakości usług ciepłowniczych dla swoich odbiorców.

Rysunek 9. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych według całkowitych przychodów z działalności ciepłowniczej w 2002 r. i 2005 r.



Przychody koncesjonowanego sektora ciepłowniczego generowały przede wszystkim przedsiębiorstwa, dla których ciepłownictwo jest działalnością podstawową, czyli podmioty z klasy PKD 40.30 (w 2005 r. – 78,8%; wzrost o 11,2 punktu procentowego od 2002 r.) i WZDE 70-100% (w 2005 r. – 61,5%, spadek o 2,2 punktu procentowego), a także spółki akcyjne i z ograniczoną odpowiedzialnością (w sumie w 2005 r. 96,8%, wzrost o 3,9 punktu procentowego).

W przedsiębiorstwach ciepłowniczych szczególne znaczenie ma podział kosztów działalności ciepłowniczej na stałe i zmienne. W ciągu czterech lat badania udział kosztów zmiennych w kosztach ogółem działalności ciepłowniczej utrzymywał się na zbliżonym poziomie – około 51%, natomiast udział kosztów stałych wahał się w przedziale 43% – 45%. W badanych latach inne koszty, tj.: pozostałe koszty operacyjne, straty nadzwyczajne i koszty finansowe, stanowiły ponad 4% ogólnych kosztów działalności ciepłowniczej.

Z naturalnych powodów struktura rodzajowa kosztów różnicuje silnie działalność wytwarzania od przesyłania i dystrybucji ciepła. W kosztach działalności związanej z wytwarzaniem ciepła największy udział mają koszty paliwa technologicznego (47,1%), wynagrodzeń (14,1%) oraz amortyzacji (8,8%). W działalności polegającej na

przesyłaniu i dystrybucji ciepła dominują koszty amortyzacji (29,7%) oraz wynagrodzeń (25,0%).

Rok 2005 był trzecim z kolei, w którym przychody wypracowane przez badane koncesjonowane podmioty umożliwiły z nadwyżką pokrycie poniesionych kosztów w zakresie działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Dane zebrane w latach 2002-2005 pokazują, że tylko w 2002 r. wykonywanie przez przedsiębiorstwa tej działalności nie pozwoliło na osiągnięcie dodatniego wyniku finansowego. Od 2003 roku koncesjonowane cie-

płownictwo uzyskiwało przychody wyższe niż poniesione koszty w każdym z badanych lat – na poziomie około 200 mln zł. Na dodatni wynik finansowy ciepłownictwa miał wpływ przede wszystkim wynik wypracowywany przez spółki akcyjne, które stanowiły nieco ponad 20% badanych podmiotów.

Wartym uwagi jest fakt, że w 2005 r. prawie cały dodatni wynik finansowy ciepłownictwa został wypracowany w sektorze prywatnym przez przedsiębiorstwa stanowiące własność mieszaną z przewagą własności zagranicznej.

Tabela 7. Wynik finansowy brutto wg PKD i WZDE w latach 2002-2005 – porównywalny zbiór przedsiębiorstw

Wyszczególnienie		Liczba przedsiębiorstw	Przychody ze sprzedaży	Koszty ze sprzedaży	Wynik na sprzedaży	Pozostałe przychody (operacyjne, finansowe, zyski nadzwyczajne)	Pozostałe koszty (operacyjne, finansowe, zyski nadzwyczajne)	Wynik finansowy brutto
Ogółem kraj	2002	849	13 323 578,1	13 116 165,9	207 412,2	400 907,7	685 276,6	-76 956,7
	2003	813	13 785 813,3	13 298 425,5	487 387,8	373 880,9	664 368,8	196 899,9
	2004	782	13 159 445,3	12 917 869,8	241 575,5	550 034,0	586 544,1	205 065,5
	2005	665	13 150 914,8	12 892 231,8	258 683,0	522 608,0	582 392,3	198 898,8
Porównywalny zbiór przedsiębiorstw	2002	601	12 791 425,1	12 544 339,5	247 085,6	383 940,8	645 160,3	-14 133,9
	2003	601	13 335 973,6	12 821 558,4	514 415,3	361 045,5	637 891,2	237 569,6
	2004	601	12 786 137,7	12 511 760,8	274 376,8	531 568,8	570 008,3	235 937,3
	2005	601	12 827 682,5	12 533 895,1	293 787,4	483 601,3	575 255,6	202 133,1
PKD								
40.10	2002	46	3 513 814,5	3 336 605,7	177 208,7	62 202,1	184 928,9	54 481,9
	2003	46	3 660 820,0	3 398 720,6	262 099,4	71 093,8	161 564,1	171 629,1
	2004	41	2 800 008,1	2 598 822,9	201 185,1	130 706,7	163 738,8	168 153,1
	2005	38	2 155 761,1	1 970 574,0	185 187,1	106 016,7	140 696,4	150 507,3
40.30	2002	376	8 692 750,0	8 607 968,5	84 781,5	314 092,2	447 600,5	-48 726,8
	2003	381	9 112 598,2	8 850 771,5	261 826,7	286 781,8	452 460,0	96 148,5
	2004	390	9 523 905,0	9 442 490,0	81 415,0	397 809,0	400 826,6	78 397,4
	2005	391	10 188 294,6	10 067 614,0	120 680,6	374 575,4	423 549,1	71 706,9
Przemysł	2002	76	241 604,8	240 946,1	658,7	3 812,4	3 505,0	966,1
	2003	75	310 891,6	308 125,2	2 766,4	1 317,7	21 008,1	-16 924,0
	2004	75	263 704,3	264 674,5	-970,2	1 204,1	2 553,7	-2 319,8
	2005	75	281 882,8	283 626,8	-1 744,0	1 235,7	4 517,9	-5 026,2
Inne	2002	103	343 255,8	358 819,2	-15 563,4	3 834,1	9 125,8	-20 855,1
	2003	99	251 663,7	263 941,0	-12 277,3	1 852,2	2 859,0	-13 284,1
	2004	95	198 520,3	205 773,4	-7 253,1	1 849,0	2 889,3	-8 293,4
	2005	97	201 744,1	212 080,3	-10 336,3	1 773,5	6 492,2	-15 055,0
WZDE								
0-19%	2002	136	1 024 785,0	1 027 643,2	-2 858,2	20 500,1	62 049,1	-44 407,3
	2003	139	1 096 662,2	1 062 193,5	34 468,7	26 597,1	73 010,3	-11 944,5
	2004	146	1 180 607,4	1 148 956,0	31 651,4	67 240,2	74 705,4	24 186,3
	2005	156	1 269 433,8	1 266 539,0	2 894,7	67 491,5	124 716,4	-54 330,2
20-69%	2002	154	3 636 384,9	3 453 396,4	182 988,6	52 862,6	186 026,8	49 824,4
	2003	149	3 816 994,0	3 568 568,6	248 425,5	66 529,8	149 275,2	165 680,1
	2004	153	3 673 061,3	3 466 887,6	206 173,7	132 266,9	151 257,9	187 182,6
	2005	145	3 566 652,1	3 329 394,0	237 258,0	98 980,6	146 610,1	189 628,5
70-100%	2002	311	8 130 255,2	8 063 300,0	66 955,2	310 578,1	397 084,3	-19 551,1
	2003	313	8 422 317,5	8 190 796,3	231 521,1	267 918,5	415 605,7	83 834,0
	2004	302	7 932 469,0	7 895 917,2	36 551,8	332 061,6	344 045,1	24 568,4
	2005	300	7 991 596,7	7 937 962,1	53 634,6	317 129,2	303 929,1	66 834,7

Wśród 29 przedsiębiorstw należących do tej grupy, znalazły się m.in. Vattenfall Heat Poland SA, Dalkia Poznań SA, Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA, Elektrociepłownia Białystok SA, Elektrociepłowne Wybrzeże SA, Elektrociepłownia Kraków SA, Elektrownia Skawina SA, Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.

Analiza wyniku finansowego całego badanego zbioru przedsiębiorstw dowiodła, że stosunkowo wysokie zaangażowanie przedsiębiorstw w komercyjną działalność ciepłowniczą (WZDE 20-69% i 70-100%) umożliwiło uzyskanie dodatniego wyniku finansowego. Podobna prawidłowość była widoczna, gdy za kryterium klasyfikacji przyjęte były klasy PKD – dodatni wynik finansowy brutto osiągnęły przedsiębiorstwa z „klas energetycznych”, tj. 40.10 i 40.30.

W latach 2003-2005 wykonywanie przez przedsiębiorstwa tylko działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem (PIDO) nie pozwalało na osiągnięcie przychodów, które w pełni umożliwiały pokrycie poniesionych kosztów. Przedsiębiorstwa z tej grupy osiągały w badanych latach ujemne wyniki finansowe. Analiza danych wykazuje, że działalność wytwórcza wpływa na poprawę wyniku finansowego.

Wyniki finansowe przedsiębiorstw ciepłowniczych w poszczególnych województwach wskazują, że najtrudniejsza sytuacja w 2005 r. występowała w przedsiębiorstwach województw łódzkiego i zachodniopomorskiego. Również niekorzystna sytuacja była w 7 innych województwach: dolnośląskim, lubelskim, lubuskim, podkarpackim, śląskim, świętokrzyskim, warmińsko-mazurskim. Tylko w województwie śląskim, począwszy od 2002 r. obserwowana jest systematyczna poprawa wyniku finansowego. Najlepsze wyniki, w ostatnim roku, osiągały przedsiębiorstwa z województwa mazowieckiego.

Stosunkowo duży wpływ na sytuację finansową w przedsiębiorstwach ciepłowniczych miał wolumen sprzedawanego ciepła oraz jego ceny. Średnie ceny jednostkowe ciepła stosowane w badanych przedsiębiorstwach były istotnie zróżnicowane. W 2005 r. najniższe

ceny sięgały 10-15 zł/GJ, a najwyższe 70-80 zł/GJ, przy średniej ogólnokrajowej na poziomie 29,22 zł/GJ.

Warto zauważyć, że im przedsiębiorstwo jest silniej zaangażowane w działalność ciepłowniczą, tym średnia jednostkowa cena ciepła jest wyższa. Przedsiębiorstwa o najniższym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą stosowały najniższą cenę jednostkową ciepła (21,90 zł/GJ), podobnie jak przedsiębiorstwa przemysłowe (21,70 zł/GJ). Stosunkowo wysokie ceny ciepła stosowały jednostki samorządu terytorialnego (35,79 zł/GJ) oraz przedsiębiorstwa państwowe (36,78 zł/GJ).

Wysokość cen ciepła zależy również od tego, na jakim etapie łańcucha dystrybucyjnego znajduje się odbiorca końcowy. Kształtowanie się cen w zależności od miejsca zakupu ciepła przez odbiorców prezentuje rysunek 10.

Porównanie kształtowania się cen ze względu na wielkość sprzedaży, w przedsiębiorstwach ciepłowniczych, potwierdza tezę o stosowaniu efektu skali – im większa sprzedaż tym niższa cena (patrz tabela 8). Różnica między średnią ceną ciepła w przedsiębiorstwach sprzedających najmniejsze jego ilości (poniżej 100 TJ), a ceną w przedsiębiorstwach, których wolumen sprzedaży przekraczał 2 mln GJ była istotna i kształtowała się w granicach od 32% w 2002 r. do 40% w 2005 r. Obserwuje się, że wraz ze wzrostem ilości sprzedawanego ciepła spada cena a rośnie wskaźnik rentowności.

Potwierdzeniem tej tezy jest analiza cen stosowanych przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w formie spółek akcyjnych. Przedsiębiorstwa te sprzedawały w 2005 r. 58,6% całej sprzedaży ciepła realizowanej przez ciepłownictwo po średnich cenach kształtujących się na poziomie 27,02 zł/GJ. Natomiast najwyższą cenę w 2005 r. zanotowano w grupie przedsiębiorstw państwowych – 36,78 zł/GJ przy sprzedaży stanowiącej 1,0% całej sprzedaży ciepła. Również w tej grupie zaobserwowano największy wzrost cen od 2002 roku – o 8,8%. W badanych latach jedynie w spółdzielniach mieszkaniowych zanotowano systematyczne obniżanie średnich jednostkowych cen ciepła, w sumie o ponad 10%, przy najmniejszym udziale w ogólnokrajowej sprzedaży kształtującym się na poziomie 0,2%.

Rysunek 10. Średnia sprzedaż ciepła przez 1 przedsiębiorstwo oraz średnia cena ciepła według klas PKD w latach 2002-2005

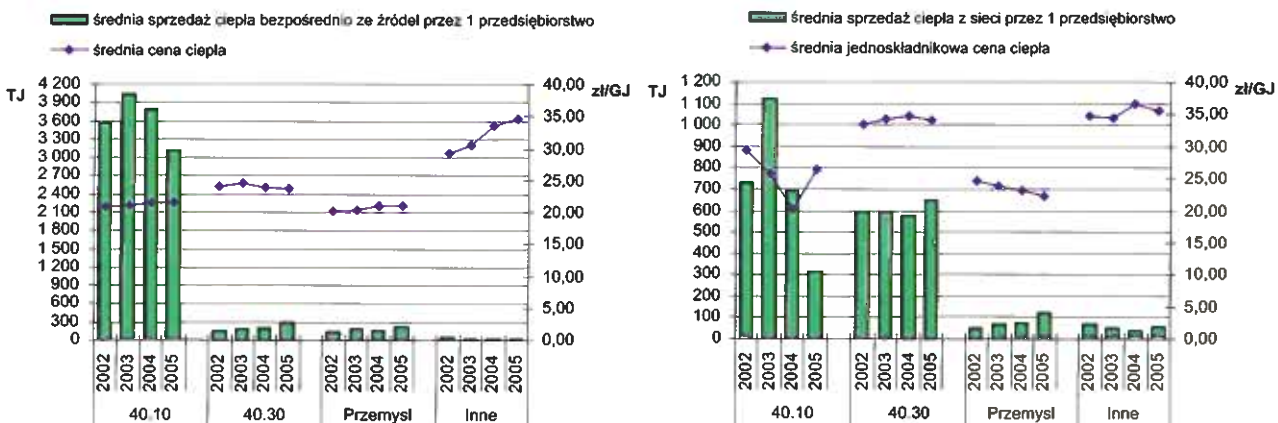


Tabela 8. Średnie jednoskładnikowe ceny ciepła oraz rentowność w ciepłownictwie według wielkości sprzedaży w latach 2002-2005

Lata	Roczna sprzedaż ciepła (GJ)				
	Ogółem	100 tys. i poniżej	100 tys. – 1 mln	1 – 2 mln	powyżej 2 mln
Cena jednoskładnikowa (zł/GJ)					
2002	28,37	35,70	31,34	29,28	26,96
2003	28,55	36,96	31,99	29,71	27,06
2004	29,06	37,74	32,43	30,10	27,44
2005	29,22	38,70	33,12	29,88	27,58
Rentowność (%)					
2002	-0,56	-7,79	-1,38	-0,82	0,26
2003	1,39	-5,95	-1,31	0,32	2,89
2004	1,50	-6,66	-1,08	-1,73	3,58
2005	1,45	-8,19	-1,35	-0,67	3,45

3. Efektywność sektora ciepłowniczego

3.1. Ogólna charakterystyka

Jednym z celów omawianego w tym miejscu badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych jest próba oceny efektów regulacji w energetyce ciepłej m.in. za pomocą pewnego zbioru mierników efektywności jej działalności¹⁰⁾. Jak wskazywano w ubiegłych latach, mierniki te pozwalają uchwycić poziom racjonalności i skuteczności realizacji celów ekonomicznych i wykorzystania zasobów oraz sprawności gospodarowania w ciepłownictwie¹¹⁾. Korzystne kształtowanie się tych zjawisk stanowi jedno z podstawowych zadań regulacji.

W ubiegłym roku na tych łamach przedstawiona została analiza efektywności ciepłownictwa zawodowego na tle wszystkich koncesjonowanych podmiotów zajmujących się działalnością ciepłowniczą. Najważniejszą konkluzją tej analizy była teza, iż o poziomie efektywności ciepłownictwa w Polsce decyduje efektywność podmiotów należących do grupy nazywanej ciepłownictwem zawodowym¹²⁾. Obecnie została zaakcentowana sprawa dynamiki efektywności, głównie ze względu na to, że najnowsze badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych było już czwartym z kolei, co stwarza możliwość wstępnego zarysowania trendów efektywności.

Jednakże zbiór badanych przedsiębiorstw w kolejnych latach, co zostało zasygnalizowane na wstępie artykułu, jest wysoce niejednorodny. W kolejnych latach tworzą go wprawdzie w większości te same przedsiębiorstwa, ale z drugiej strony ich udział

wśród wszystkich badanych przedsiębiorstw maleje; co rok wiele podmiotów zaprzestaje działalności ciepłowniczej lub wygasa im koncesja, ale także pojawiają się nowe podmioty uzyskujące koncesję. Z tego powodu, tym razem analiza efektywności została rozpoczęta od porównania wszystkich przedsiębiorstw mających ważną koncesję na działalność ciepłowniczą w 2005 r. z przedsiębiorstwami, które nieprzerwanie uczestniczyły w badaniu Prezesa URE we wszystkich latach 2002-2005. Odpowiednie dane zawiera tabela 9 (str. 17).

Z danych w tabeli 9 wynika jednoznacznie, że w roku 2005 w obu zbiorach przedsiębiorstw efektywność działalności ciepłowniczej była niemal identyczna. Ponieważ zbiór porównywalny (podmiotów, które uczestniczyły w badaniu we wszystkich latach) wydaje się metodologicznie bardziej odpowiedni do dokonania porównań w czasie, ogólnej interpretacji dokonano posługując się wartościami wskaźników za lata 2002-2005 zaobserwowanymi wyłącznie w tym ostatnim. Dane, które posłużyły do tej interpretacji zostały przedstawione w tabeli 10 (str. 17).

Z danych ujętych w tabeli 10 płynie ogólny wniosek, że rok 2005 był pod względem efektywności działania na ogół lepszy aniżeli rok 2004. Jednakże na tle ogólnie korzystnych zmian warto zwrócić uwagę na spadek sprawności wytwarzania, wzrost jednostkowego kosztu zmiennego (i całkowitego), spadek rentowności i wzrost ceny. Godna podkreślenia wydaje się również stosunkowo duża stabilność, a w szeregu przypadków zmniejszenie się dyspersji wartości liczbowych wskaźników efektywności. Może to świadczyć o stabilizacji i wyrównywaniu się warunków gospodarowania w energetyce ciepłej w Polsce.

3.2. Zróżnicowanie efektywności w roku 2005, według wybranych przekrojów

– zaangażowanie w działalność energetyczną (ciepłowniczą) – grupa WZDE

Jeśli chodzi o sprawność wytwarzania, to w 2005 r. przodowały przedsiębiorstwa należące do grupy WZDE 20-69%; przewyższały one przedsiębiorstwa należące do grupy 0-19% o 5,8%, a przedsiębiorstwa należące

10) Od początku badania stosowanych jest 17 wskaźników efektywnościowych podzielonych na cztery grupy: techniczne, ekonomiczne, finansowe i rozwojowe. Treść tych wskaźników jest podana w odpowiedniej części corocznej publikacji Prezesa URE, zatytułowanej „Energetyka ciepła w liczbach”.

11) Por. np. artykuł pt. *Koncesjonowane ciepłownictwo zawodowe w latach 2002-2004*, zamieszczony w Biuletynie URE nr 5/2005.

12) Por. jak wyżej.

Tabela 9. Wskaźniki efektywności w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych ogółem oraz dla porównywalnego zbioru przedsiębiorstw w 2005 r.

Wskaźnik	Przedsiębiorstwa koncesjonowane ogółem	W tym: porównywalny zbiór przedsiębiorstw
Sprawność wytwarzania	85,3	85,8
Sprawność przesyłania	88,1	88,1
Intensywność emisji CO ₂	110,4	109,9
Intensywność emisji SO ₂	0,52	0,52
Intensywność emisji NO _x	0,18	0,18
Intensywność emisji pyłów	0,13	0,13
Wydajność pracy	296,0	297,2
Produktywność majątku trwałego	0,88	0,88
Całkowity koszt jednostkowy	29,94	29,87
Koszt jednostkowy stały	8 661	8 673
Koszt jednostkowy zmienny	15,49	15,38
Rentowność	1,45	1,52
Cena (jednoskładnikowa)	29,22	29,23
Reprodukcja majątku trwałego	0,95	0,95
Pokrycie inwestycji środkami własnymi	86,8	87,5
Całkowite zadłużenie	0,30	0,30
Płynność	0,71	0,71

Tabela 10. Wskaźniki efektywności koncesjonowanego ciepłownictwa oraz ważone^a współczynniki zmienności wskaźników w latach 2002-2005 – porównywalny zbiór przedsiębiorstw

Wskaźnik	Wskaźniki dla porównywalnego zbioru				Ważony współczynnik zmienności			
	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005
„techniczny”								
Sprawność wytwarzania	80,0	83,6	86,3	85,8	0,14	0,12	0,14	0,13
Sprawność przesyłania	88,3	88,8	88,1	88,1	0,05	0,05	0,05	0,05
„ekonomiczny”								
Wydajność pracy	242,3	275,3	265,4	297,2	0,72	0,78	0,88	0,86
Produktywność majątku trwałego	0,90	0,93	0,83	0,88	1,73	3,85	2,76	2,48
Całkowity koszt jednostkowy	29,22	28,80	29,69	29,85	0,29	0,30	0,31	0,31
Koszt jednostkowy stały	8 212	8 533	8 716	8 673	0,34	0,26	0,27	0,27
Koszt jednostkowy zmienny	15,01	14,77	14,98	15,38	0,33	0,32	0,32	0,33
Rentowność	-0,11	1,73	1,77	1,52	0,10	0,08	0,09	0,09
Cena (jednoskładnikowa)	28,33	28,54	27,36	29,23	0,25	0,26	0,33	0,27
„finansowy”								
Całkowite zadłużenie	0,33	0,31	0,30	0,30	0,78	0,83	0,75	0,81
Płynność	0,78	0,75	0,68	0,71	0,52	0,68	0,67	0,89
„rozwojowy”								
Reprodukcja majątku trwałego	0,85	0,87	0,78	0,95	3,70	2,03	1,65	0,86
Pokrycie inwestycji środkami własnymi	79,1	76,5	79,8	87,5	0,31	0,43	0,37	0,26

^a Wagami są udziały funduszu cechy występującej w mianowniku poszczególnych wskaźników w ogólnym funduszu cechy całej zbiorowości.

do grupy 70-100% o 12,4%. Najwyższą sprawność przesyłania miały natomiast przedsiębiorstwa grupy 0-19%; była ona wyższa od odnotowanej w dwóch pozostałych grupach o 6-7%. Przedsiębiorstwa o WZDE 70-100% charakteryzowały się nie tylko relatywnie niską sprawnością wytwarzania i przesyłania, ale również znacząco wyższymi wartościami wskaźników emisji zanieczyszczeń CO₂ i pyłów (w przypadku wskaźników emisji SO₂ oraz NO_x sytuacja w tej grupie była nieznacznie korzystniejsza niż w dwóch pozostałych).

Wartości wskaźników efektywności ekonomicznej były bardzo zróżnicowane ze względu na grupę WZDE. Najwyższą wydajnością pracy cechowała się grupa 0-19%, produktywnością majątku – grupa 70-100%, rentownością zaś – grupa 20-69%. Przedsiębiorstwa grupy 70-100%, oprócz najniższej wydajności pracy, wykazały zdecydowanie wyższy od innych koszt jednostkowy (zarówno stały jak i zmienny) oraz wyższą średnią jednoskładnikową cenę; pod tym względem przedsiębiorstwa należące do grupy 0-19% nieznacznie przeważały nad przedsiębiorstwami grupy 20-69%.

Z kolei najniższym wskaźnikiem zadłużenia charakteryzowała się grupa 20-69%, a najwyższym – grupa 0-19%; różnica była dość znaczna i wynosiła 38%. Natomiast przedsiębiorstwa grupy 0-19% miały największą płynność, a przedsiębiorstwa grupy 70-100% – najmniejszą; różnica między tymi grupami wynosiła aż 42%.

Wreszcie, reprodukcja majątku trwałego (we wszystkich grupach przedsiębiorstw – poniżej poziomu amortyzacji) dokonała się w największym stopniu, niemal na poziomie amortyzacji, w przedsiębiorstwach grupy 20-69%, od których nieznacznie różniły się przedsiębiorstwa grupy 70-100%. W przedsiębiorstwach grupy 0-19% odnośny wskaźnik miał stosunkowo niewielką wartość (30% poniżej poziomu amortyzacji).

– klasy PKD¹³⁾

Wskaźniki efektywności technicznej były zazwyczaj najmniej korzystne wśród przedsiębiorstw należących do klasy PKD 40.30, natomiast zwykle najbardziej korzystne – wśród należących do klasy 40.10. Przedsiębiorstwa przemysłowe („Przemysł” wg PKD) osiągnęły średnio najwyższą sprawność przesyłania oraz najmniej korzystny wynik jeśli chodzi o sprawność wytwarzania i intensywność emisji SO₂.

Przedsiębiorstwa klasy 40.10 osiągnęły również najkorzystniejsze wartości kilku wskaźników efektywności ekonomicznej: wydajności pracy, rentowności, całkowitego (i zmiennego) kosztu jednostkowego. Sprzedały przy tym ciepło po niskiej średniej jednoskładnikowej cenie, tylko nieznacznie wyższej (o 1%) od najniższej (oferowanej przez przedsiębiorstwa grupy „Przemysł”), ale istotnie niższej (o 25%) od przeciętnej dla całego ciepłownictwa. Interesująco przedstawiają się wyniki przedsiębiorstw grupy „Przemysł”. Przedsiębiorstwa tej grupy odnotowały najwyższą przeciętną produktywność majątku trwałego i stosunkowo wysoką (większą o 44% niż średnia dla ciepłownictwa) wydajność pracy, miały stosunkowo niskie koszty jednostkowe (najniższy koszt stały) oraz oferowały najniższą cenę, ale zarazem tylko one (jako grupa) miały ujemny wskaźnik rentowności.

Sytuacja finansowa w grupie „Przemysł” kształtowała się zdecydowanie lepiej niż w dwóch pozostałych grupach przedsiębiorstw. Stosunek zobowiązań do aktywów (wskaźnik zadłużenia) był w niej niemal o połowę mniejszy aniżeli w pozostałych grupach. Ponadto tylko w tej grupie należności krótkoterminowe przewyższały zobowiązania krótkoterminowe, co zapewniało należącym do niej przedsiębiorstwom dużą płynność; odnośny wskaźnik był prawie dwukrotnie większy niż w klasie 40.30 oraz o 40% większy niż w klasie 40.10.

Majątek trwały został odtworzony niemal w pełni (0,99) w klasie 40.10 oraz w stosunkowo wysokim stopniu (0,96) w klasie 40.30, natomiast w bardzo niewielkim stopniu

(0,31) w grupie przedsiębiorstw „Przemysł”. Stwierdzona wcześniej w tej ostatniej grupie wysoka efektywność wykorzystania majątku trwałego oznaczała zatem w rzeczywistości głęboką dekapitalizację, czyli nieracjonalne („rabunkowe”) gospodarowanie tym majątkiem.

– forma prawna

Wysoką sprawnością wytwarzania cechowały się spółki akcyjne, a ustępowały im nieco spółki z o.o. oraz przedsiębiorstwa należące do samorządu terytorialnego, natomiast niską sprawnością wytwarzania – spółdzielnie mieszkaniowe i przedsiębiorstwa państwowe. Nie było natomiast wyraźnego (ze względu na formę prawną) zróżnicowania sprawności przesyłania. Co się tyczy wskaźników emisji zanieczyszczeń, to zdecydowanie ujemnie wyróżniały się spółdzielnie mieszkaniowe; np. wskaźnik emisji CO₂ był w ich przypadku o 37% wyższy niż w przypadku jednostek samorządu terytorialnego. Generalnie jednak zróżnicowanie intensywności zanieczyszczeń nie było ani silne, ani nie wykazywało jednoznacznych prawidłowości.

Znaczne zróżnicowania wykazywały natomiast wskaźniki efektywności ekonomicznej. Na przykład, wydajność pracy w spółkach akcyjnych była nieco ponad trzykrotnie większa niż w jednostkach samorządu, niemal trzykrotnie większa niż w przedsiębiorstwach państwowych i blisko dwu i pół krotnie większa niż w spółdzielniach mieszkaniowych. Produktywność majątku w spółkach z o.o. przewyższała o około 50% produktywność w spółdzielniach mieszkaniowych. Wskaźnik rentowności natomiast zawierał się w przedziale od -6,67% w przedsiębiorstwach państwowych do +3,77% w spółkach akcyjnych. Wreszcie, całkowity koszt jednostkowy w przedsiębiorstwach państwowych był o ponad 50% większy niż w spółkach akcyjnych. Stosunkowo wysoki koszt odnotowano również w jednostkach samorządu, a stosunkowo niski – w spółkach z o.o. i spółdzielniach mieszkaniowych. Zróżnicowanie kosztu znalazło odzwierciedlenie w różnicach średniej jednoskładnikowej ceny; najwyższa (uzyskana przez przedsiębiorstwa państwowe) przewyższała o 36% najniższą (uzyskaną przez spółki akcyjne). Ogólnie biorąc, spółki akcyjne gospodarowały najbardziej efektywnie, a przedsiębiorstwa państwowe najmniej efektywnie.

Wszystkie główne grupy przedsiębiorstw wyróżnione ze względu na formę prawną wykazały stosunkowo niewielki stopień całkowitego zadłużenia; najmniejszy jednostki samorządu terytorialnego (0,20), a największy spółki z o.o. (0,34); zróżnicowanie pod tym względem uległo znaczącej redukcji w ostatnich latach. Poziom płynności był natomiast wyraźnie różny w zależności od formy prawnej; największy wskaźnik osiągnęły spółdzielnie mieszkaniowe, a najmniejszy – przedsiębiorstwa państwowe.

Wskaźnik reprodukcji majątku trwałego ujawnił kuriozalny fakt niemal zaniechania inwestycji przez spółdzielnie mieszkaniowe (inwestycje tylko w 7% skompensowały amortyzację majątku). Bardzo niską wartość osiągnął

13) Rozpatrzono trzy główne (dla przedsiębiorstw mających odnośną koncesję Prezesa URE) grupy według klas PKD: 40.10, 40.30 oraz „Przemysł”. Por. „Energetyka ciepła w liczbach – 2005”, op. cit.

ten wskaźnik w jednostkach samorządu (0,34), natomiast wysoką w spółkach akcyjnych (1,00). Warto dodać, że jednostki samorządu w stosunkowo niewielkim stopniu (57%) finansowały realizowane przez siebie inwestycje za pomocą środków własnych, podczas gdy np. spółki akcyjne w stosunkowo dużym (90%).

- miejsce działalności gospodarczej (województwo)

Ze względu na wartości wskaźników efektywności technicznej szczególnie korzystna sytuacja wystąpiła w mazowieckim (sprawność wytwarzania i emisja pyłów), lubuskim (sprawność przesyłania i emisja NO_x), kujawsko-pomorskim (emisja CO₂), podlaskim (emisja SO₂), opolskim (emisja NO_x), zaś szczególnie niekorzystna – w warmińsko-mazurskim (sprawność wytwarzania), łódzkim (sprawność przesyłania, emisja CO₂, emisja SO₂ i emisja NO_x) oraz dolnośląskim (emisja pyłów). Różnice w przekroju terytorialnym nie były jednak na ogół duże, zwłaszcza jeśli chodzi o sprawność przesyłania, a także choć w mniejszym stopniu sprawność wytwarzania.

Najwyższą wydajność pracy odnotowano w mazowieckim; była ona tam prawie dwukrotnie wyższa od średniej krajowej i ponad trzykrotnie wyższa od najniższej w Polsce (świętokrzyskie). W większości województw wydajność pracy nie odbiegała jednak istotnie od średniej krajowej. Mazowieckie osiągnęło ponadto najwyższą rentowność (+6,20%), o 4,8 punktu większą od średniej i o 8,7 punktu większą od najniższej (zachodniopomorskie), najniższy całkowity koszt jednostkowy i jedną z najniższych cen. Średni koszt jednostkowy w tym województwie był o 25% mniejszy niż w województwie najdrożej wytwarzającym ciepło (zachodniopomorskie). Co do ceny, to najniższą uzyskano w kujawsko-pomorskim, a najwyższą w opolskim; różnica wyniosła 32%. Warto dodać, że kujawsko-pomorskie charakteryzowało się ponadto najwyższą w Polsce produktywnością majątku trwałego, a opolskie jedną z najniższych (najniższa w zachodniopomorskim).

Największy wskaźnik zadłużenia miały: śląskie i zachodniopomorskie, a najkorzystniejsza sytuacja występowała w łódzkim i podlaskim; różnica między skrajnymi wartościami wskaźników była przeszło dwukrotna. Łódzkie, a zwłaszcza podlaskie odnotowały nie tylko niewielkie zadłużenie, ale również najwyższą w kraju (wraz z opolskiem) płynność. Z kolei najmniejszą płynnością charakteryzowały się: kujawsko-pomorskie, mazowieckie i pomorskie.

Wskaźnik reprodukcji majątku należał do najbardziej zróżnicowanych. Pomorskie, w którym sytuacja była wyjątkowo korzystna¹⁴⁾, przewyższało najgorsze z województw (lubelskie) niemal czterokrotnie. Jedyne w pięciu wojewódz-

twach (małopolskie, mazowieckie, opolskie, pomorskie i zachodniopomorskie) wartość nakładów inwestycyjnych była większa niż wartość amortyzacji; w kilku województwach (kujawsko-pomorskie, lubelskie, podkarpackie, śląskie i świętokrzyskie) inwestycje były natomiast znacznie mniejsze (o więcej niż 25%) od amortyzacji.

- przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w skojarzeniu na tle innych przedsiębiorstw

W 2005 r. 106 przedsiębiorstw mających ważną koncepcję Prezesa URE na działalność ciepłowniczą wytwarzało ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną. Wydaje się ważne, by ocenić efektywność działalności ciepłowniczej w tej specyficznej grupie podmiotów.

Sprawność wytwarzania była w nich tylko nieznacznie (o 3%) wyższa od średniej krajowej. Wydajność pracy kształtowała się na wyraźnie (o 25%) wyższym poziomie, a produktywność majątku trwałego na nieco (o 7%) niższym poziomie. Podobnie jak w całej grupie przedsiębiorstw ciepłowniczych, również w tym przypadku relatywnie wysokiej wydajności pracy towarzyszyła na ogół relatywnie niska produktywność majątku.

Z wyjątkiem przedsiębiorstw o najniższym WZDE (0-19%) i należących do innych klas PKD niż 40.10 i 40.30, wytwarzanie ciepła w skojarzeniu było działalnością rentowną. Ogólny wskaźnik rentowności w tej grupie wyniósł +2,96% i był wyraźnie wyższy niż średni dla wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych (+1,45%). W przedsiębiorstwach należących do grupy WZDE 20-69% oraz klasy PKD 40.10, stanowiących większość wytwarzających ciepło w skojarzeniu, rentowność osiągnęła poziom około +6,50%.

Niezależnie od stopnia zaangażowania w działalność ciepłowniczą i podstawowego profilu działalności (PKD), a także od lokalizacji w kraju, przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w skojarzeniu oferowały je po cenie znacząco niższej niż średnia krajowa. Cena w skali całej tej grupy wynosiła 23,65 zł/GJ i była niższa od średniej krajowej o 19%. Stosunkowo drogo sprzedawały ciepło przedsiębiorstwa tej grupy, w których wskaźnik WZDE był najwyższy (70-100%), bo uzyskały 27,29 zł/GJ, ale nawet ta cena była niższa (o 7%) od średniej krajowej, a zwłaszcza (o 20%) od uzyskanej przez wszystkie przedsiębiorstwa należące do grupy WZDE 70-100%.

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w skojarzeniu były mniej zadłużone i dysponowały większą płynnością w stosunku do średniej krajowej w branży ciepłowniczej, jednak trudno tu było dostrzec duże różnice.

3.3. Dynamika w latach 2002-2005

Najnowsze badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych stwarza możliwość oceny zmian efektywności nie tylko (jak w latach: 2003 i 2004) w stosunku do roku poprzedniego, ale czyni też sensowną próbę oceny dynamiki w perspektywie wieloletniej. Poniżej zostaną pokrótce scharakteryzowane zmiany jednego i drugiego rodzaju. Odpowiednie dane zawiera tabela 11.

14) W trzech ostatnich latach wskaźnik ten przekraczał poziom jedności, co oznacza, że inwestycje przewyższały amortyzację (identyczna sytuacja występowała również w małopolskim).

Tabela 11. Dynamika wskaźników efektywności energetyki ciepłej; rok 2005 względem 2002 r. oraz 2004 r. (w %)

Wskaźnik	Zmiana w stosunku do roku poprzedniego (2005 r. w stosunku do 2004 r.)	Całkowita zmiana w okresie 2002-2005
„techniczny”		
Sprawność wytwarzania	99,9	107,0
Sprawność przesyłania	100,0	99,8
Intensywność emisji CO ₂	96,0	91,4
Intensywność emisji SO ₂	100,3	71,4
Intensywność emisji NO _x	99,2	68,5
Intensywność emisji pyłów	101,8	95,3 ^a
„ekonomiczny”		
Wydajność pracy	106,7	124,6
Produktywność majątku trwałego	99,0	98,0
Rentowność	100,0	102,0
Całkowity koszt jednostkowy	100,4	101,8
Koszt jednostkowy stały	99,8	106,5
Koszt jednostkowy zmienny	102,4	101,9
Średnia cena (jednoskładnikowa)	100,5	103,0
„finansowy”		
Całkowite zadłużenie	99,8	82,0
Płynność	106,7	99,8
„rozwojowy”		
Reprodukcja majątku trwałego	103,2	108,4
Stopień pokrycia inwestycji przez środki własne	108,3	110,3

^a W okresie 2003-2005.

Zmiany w 2005 r. w stosunku do 2004 r. były na ogół niewielkie, w przypadku wskaźników technicznych i ekonomicznych na ogół mniejsze niż 1%. Wyjątki stanowią: spadek emisji CO₂ o 4,0%, wzrost emisji pyłów o 1,8%, wzrost kosztu jednostkowego zmiennego o 2,4%, a przede wszystkim wzrost wydajności pracy o 6,7%. Jeśli chodzi o wskaźniki finansowe, to zadłużenie niemal nie uległo zmianie, natomiast istotnie (o 6,7%) zwiększyła się płynność. Pozytywne zmiany zaszły jeśli chodzi o inwestycje; poprawiła się (o 3,2%) reprodukcja majątku trwałego, a jeszcze wyraźniej (o 8,3%) poprawił się stopień pokrycia nakładów przez środki własne. Na ogół dynamikę efektywności energetyki ciepłej w roku 2005 można ocenić jako korzystną.

W okresie 2002-2005 obraz efektywności ciepłownictwa uległ wyraźnej poprawie. Istotnie wzrosła sprawność wytwarzania, silny spadek wykazała intensywność emisji zanieczyszczeń, zwłaszcza gazami SO₂ i NO_x, w dużym stopniu zwiększyła się wydajność pracy oraz poprawiła się rentowność, silnie spadło całkowite zadłużenie, wyraźnie wzrósł stopień reprodukcji majątku trwałego i stopień pokrycia inwestycji przez środki własne. Niemal nie uległa zmianie sprawność przesyłania i płynność. W bardzo niewielkim stopniu wzrosły: całkowity koszt jednostkowy (w tym – zmienny) i średnia jednoskładnikowa cena, a zmalała produktywność majątku trwałego. Jedynie wzrost kosztu jednostkowego stałego (o 6,5% w całym okresie) mógłby być uznany za niepokojący, choć pocieszające jest niewątpliwie jego zahamowanie w 2005 r.

3.4. Wpływ niejednorodności zbioru przedsiębiorstw koncesjonowanych na zmiany efektywności

Jak już wspomniano, zbiór przedsiębiorstw uczestniczących w referowanym tu badaniu ulegał zmianom z roku na rok. Ich liczba stale malała; w stosunku do 2002 r. zmniejszyła się o 22%. Co więcej, obok „wypadania” przedsiębiorstw nie objętych koncesjonowaniem lub zaprzestających działalności ciepłowniczej, do tego zbioru dochodziły (choć ze słabszą intensywnością) nowe przedsiębiorstwa. Zatem badany zbiór (szeregi czasowe wskaźników) stawał się coraz mniej jednorodny. W efekcie, spośród 665 przedsiębiorstw objętych badaniem w 2005 r. tylko 601 (90%) było również badanych we wszystkich poprzednich latach. Ponieważ „wypadanie” i „dochodzenie” przedsiębiorstw dotyczyło nierównomiernie różnych grup, charakteryzujących się różną efektywnością, fakt ten musiał wpłynąć na przedstawioną wyżej ocenę dynamiki efektywności energetyki ciepłej. Obecnie przyjrzymy się skutkom tej zmieniającej się różnorodności zbioru przedsiębiorstw na ocenę efektywności całej branży.

Porównajmy najpierw ogólną dynamikę w latach 2002-2005 w porównywalnym zbiorze 601 przedsiębiorstw z dynamiką zaobserwowaną wśród wszystkich faktycznie badanych przedsiębiorstw w roku 2002 (849) i 2005 (665). Okazuje się, że wskaźniki sprawności wytwarzania i przesyłania a także intensywności emisji CO₂ i NO_x w obu zbiorach zmieniły się niemal identycznie, natomiast wskaźnik emisji SO₂ w porównywalnym zbiorze przedsiębiorstw obniżył się o 9 punktów mniej niż w ca-

tych badanym zbiorze przedsiębiorstw, a wskaźnik emisji pyłów wzrósł w zbiorze porównywalnym o 6%, podczas gdy w całym zmniejszył się o 5% (daje to różnicę 11 punktów).

Również w przypadku wskaźników ekonomicznych ocena dynamiki w obu zbiorach wykazuje niewielkie różnice. W przypadku wydajności pracy: w całym zbiorze przedsiębiorstw wartość tego wskaźnika wzrosła o blisko 25%, tymczasem w zbiorze porównywalnym – o 22,7%. Produktywność majątku, która faktycznie spadła o 2%, w zbiorze porównywalnym uległa obniżeniu o 2,4%. Na tle całego zbioru przedsiębiorstw, inne zmiany wskaźników ekonomicznych w zbiorze porównywalnym były następujące: wzrost rentowności był mniejszy o 0,4 punktu procentowego, wzrost całkowitego kosztu jednostkowego – większy o 0,4 punktu, a wzrost średniej jednoskładnikowej ceny – większy o 0,2 punktu.

Zbiór porównywalny odznaczał się względnie niekorzystną dynamiką jeśli chodzi o wskaźniki finansowe. I tak, spadek płynności był w nim o prawie 9 punktów większy niż w całym zbiorze przedsiębiorstw. Natomiast drugi wskaźnik w tej grupie – całkowite zadłużenie – wykazał odwrotną tendencję. Spadek tego wskaźnika był mniejszy o prawie 10 punktów niż w zbiorze całym.

W przypadku wskaźników rozwojowych dynamika stopnia pokrycia inwestycji przez środki własne w obu zbiorach była niemal identyczna, zaś dynamika reprodukcji majątku trwałego była większa w zbiorze porównywalnym o 3,4 punktu.

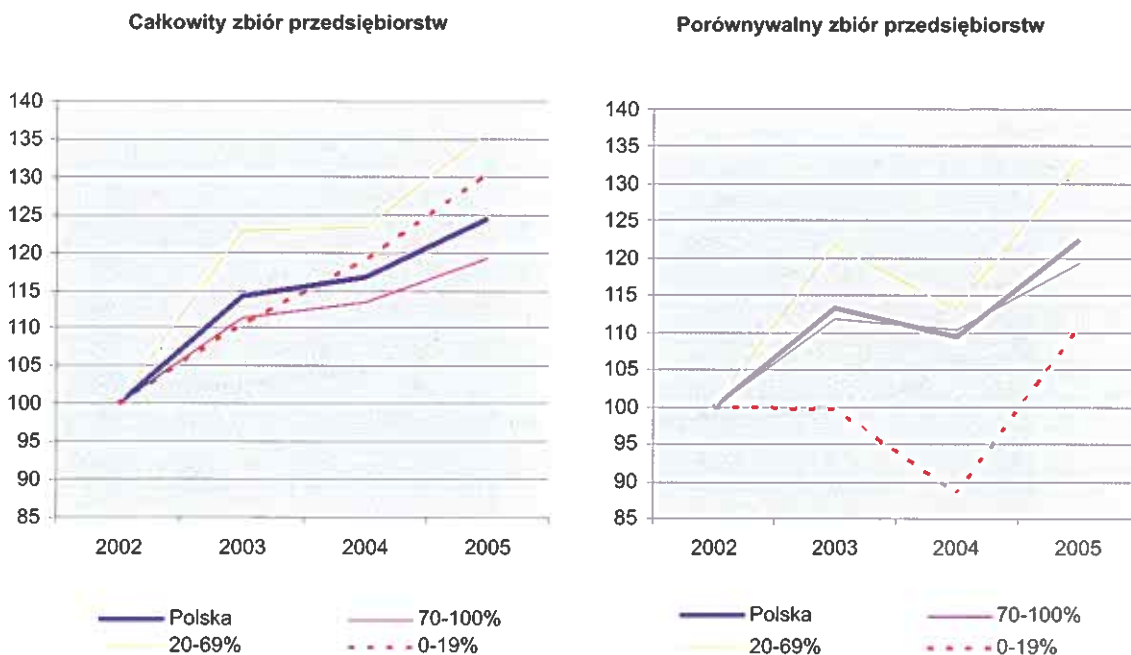
Aby rzucić nieco światła na istotę tych różnic, przyjrzymy się dynamice dwóch wybranych wskaźników w obu zbiorach przedsiębiorstw, w kolejnych latach okresu 2002-

-2005. Będą to: wydajność pracy i całkowite zadłużenie. Zagadnienie to ilustrują rysunki 11-14.

Łatwo zauważyć, iż w każdym przypadku niejednorodność zbioru podmiotów stanowi czynnik „obciążający”, zniekształcający trend, a nawet wpływający niekorzystnie na dynamikę wskaźnika efektywności. Zmiany wydajności pracy w przypadku wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw (całkowity zbiór przedsiębiorstw na rysunkach 11 i 12) wykazują systematyczny, regularny wzrost, natomiast w przypadku stałego (porównywalnego) zbioru przedsiębiorstw, po silnym wzroście w 2003 r. następuje spadek w kolejnym roku i wreszcie silny wzrost w roku ostatnim. Szczególnie przewrotny skutek wywołuje zmienność zbioru przedsiębiorstw należących do grup: WZDE 0-19% oraz 20-69% (rysunek 11). W pierwszej z tych grup, w całym zbiorze przedsiębiorstw, badane podmioty cechuje niemal liniowy i stosunkowo silny wzrost wydajności pracy z roku na rok, podczas gdy podmioty tworzące zbiór porównywalny – cykl: stabilizacja-spadek-wzrost wydajności. Natomiast druga grupa wykazuje stały, choć nierównomierny wzrost, gdy przedmiotem obserwacji są wszystkie należące do niej przedsiębiorstwa oraz cykl: wzrost-spadek-wzrost, gdy jej przedmiotem są stale te same przedsiębiorstwa.

Z kolei, dzieląc podmioty według przynależności do grup według klas PKD (rysunek 12), w przypadku całego zbioru przedsiębiorstw w klasach 40.10 i 40.30 występuje systematyczny wzrost wydajności pracy (w klasie PKD 40.30 mniejszy niż w klasie 40.10), co wyznacza ogólny trend o takim właśnie charakterze. Jedynie grupa „Przemysł” wykazuje spadek wydajności w 2003 r. a następnie systematyczny wzrost w latach następujących.

Rysunek 11. Wydajność pracy według grup WZDE w latach 2002-2005 (rok 2002 = 100)



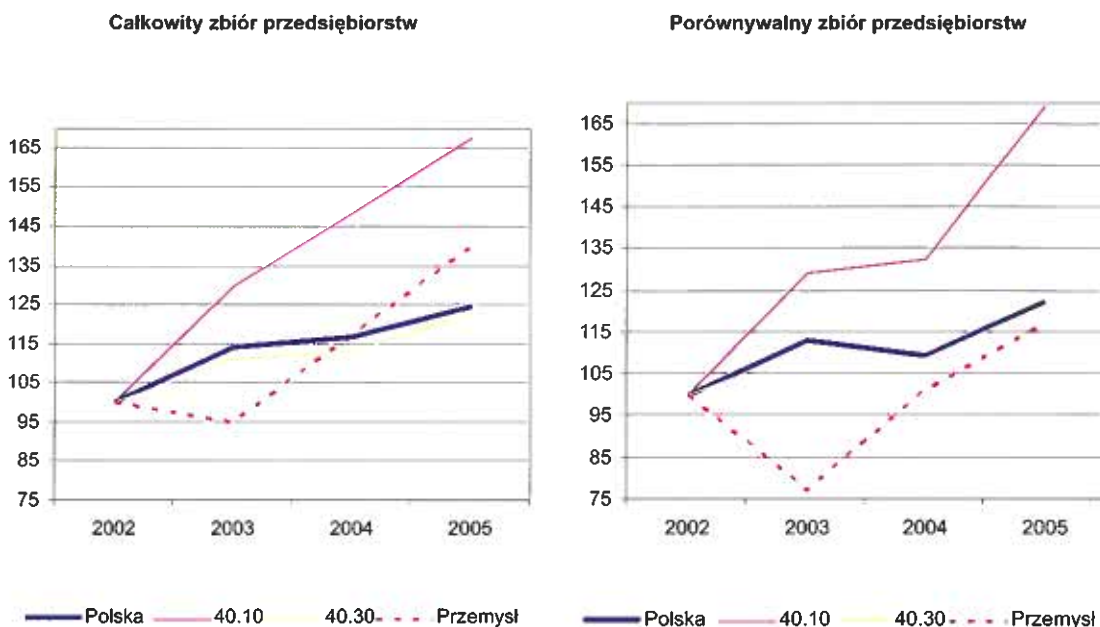
Te tendencje zachowane są również w przypadku porównywalnego zbioru przedsiębiorstw. Grupa „Przemysł” wykazuje tu znacznie głębszy spadek wydajności w 2003 r. i silny wzrost w 2004 r. i w 2005 r.

Gdy przyglądamy się zmianom całkowitego zadłużenia, to zauważamy, iż porównywalny zbiór przedsiębiorstw należących do grupy WZDE 0-19% lub grupy według klas PKD „Przemysł” wykazuje znaczny wzrost zadłużenia (podczas gdy w innych przedsiębiorstwach zostaje odnotowany umiarkowany spadek), natomiast całkowity zbiór podmiotów koncesjonowanych, zaliczonych

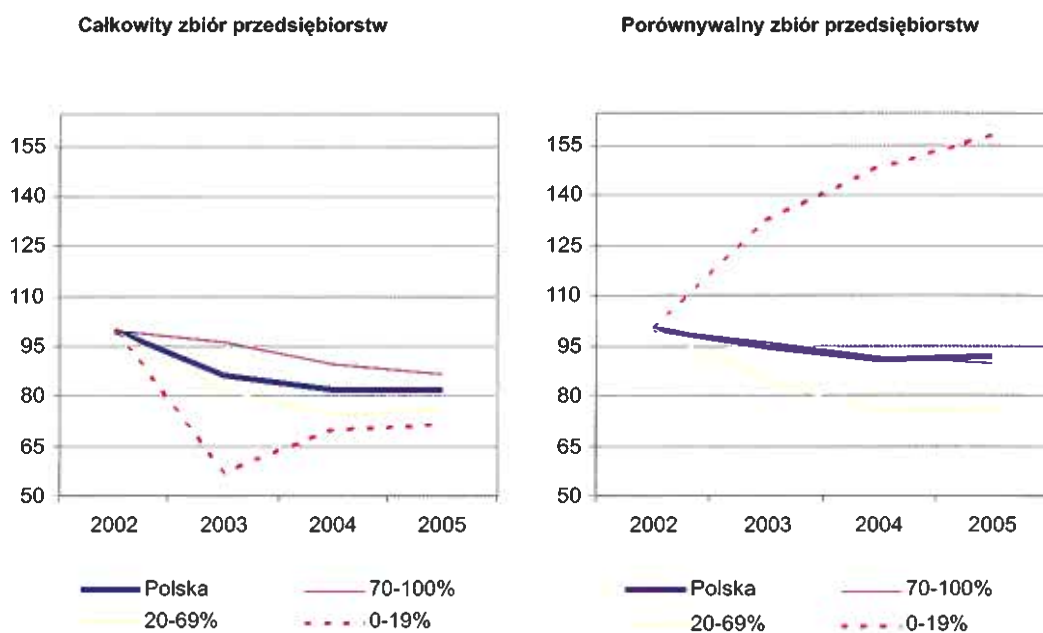
do tych grup charakteryzuje się spadkiem zadłużenia, i to dużo większym niż pozostałe grupy (rysunki 13 i 14). Podobnie jak w przypadku wydajności pracy, głównym czynnikiem wpływającym na dynamikę tego wskaźnika jest zmieniający się skład grupy WZDE 0-19% lub grupy „Przemysł” według klas PKD.

W tym kontekście trzeba ostrożnie podchodzić do jednoznacznie pozytywnej oceny zmian wydajności pracy i całkowitego zadłużenia w ciepłownictwie, opartej na pełnym zbiorze danych.

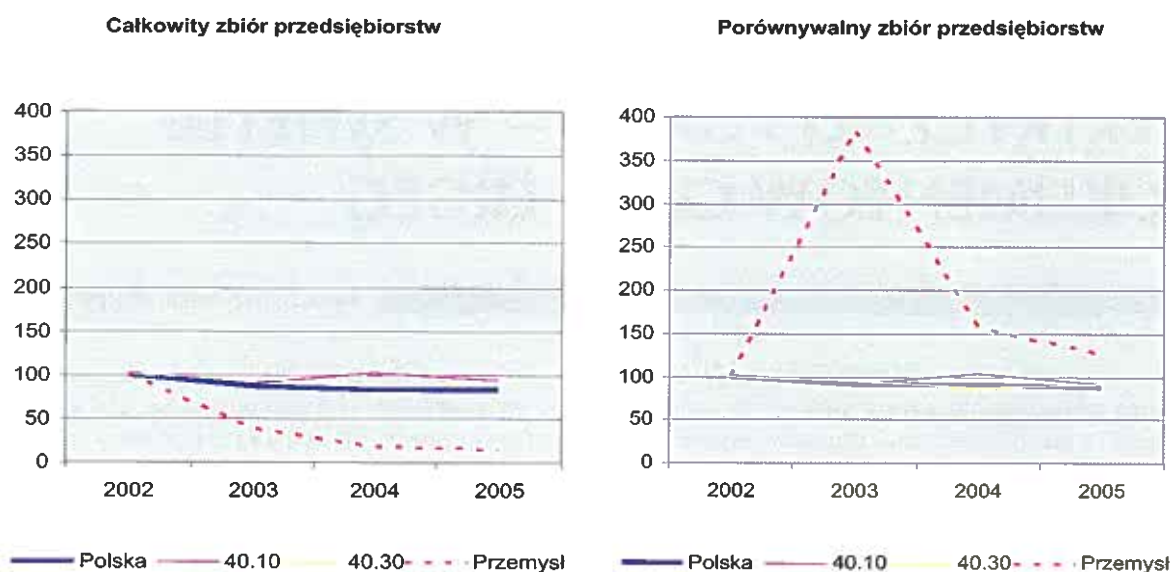
Rysunek 12. Wydajność pracy według klas PKD w latach 2002-2005 (rok 2002 = 100)



Rysunek 13. Całkowite zadłużenie według grup WZDE w latach 2002-2005 (rok 2002 = 100)



Rysunek 14. Całkowite zadłużenie według klas PKD w latach 2002-2005 (rok 2002 = 100)



Autorzy:

- Anna Buńczyk, Anna Daniluk, Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE
- prof. Marek Okólski, doradca Prezesa URE



Elektrownia Wodna Smukała

WKŁAD REGULATORA W BUDOWĘ WEWNĘTRZNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU – W ŚWIETLE DOKUMENTÓW CEER I ERGEG

Zofia Janiszewska, Małgorzata Kozak

Wraz z akcesją Polski do Unii Europejskiej rozpoczął się okres niezwykle intensywnej współpracy regulatora polskiego z przedstawicielami organów regulacyjnych innych krajów członkowskich. Niektóre przejawy tej działalności, szczególnie w obszarze współpracy z Komisją Europejską w ramach Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*)¹⁾, mają bardzo sformalizowany charakter. Jest też jednak taki rodzaj kontaktów, które pozostając w cieniu znaczących spotkań, forów i konferencji stanowią sedno współpracy międzynarodowej – są to robocze kontakty pracowników regulatorów przybierające czasem formę konsultacji poprzez wymianę korespondencji elektronicznie oraz – przede wszystkim – współpraca w ramach grup roboczych i zadaniowych Rady Europejskich Regulatorów Energii (ang. *Council of European Energy Regulators – CEER*) i ERGEG.

Organizacja i koordynacja współpracy

Początkowe doświadczenia ze współpracy międzynarodowej pokazały, jak istotne jest znaczenie tych mało widocznych prac „u podstaw”, gdzie powstają zręby nowych koncepcji i propozycje rozwiązań. Tak szeroka współpraca wymaga zaangażowania wielu osób, odpowiedniej organizacji prac i koordynacji po stronie polskiej, stąd pomysł powołania Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej²⁾, składającego się pierwotnie wyłącznie z pracowników URE. Szybko okazało się także, że konieczne jest poszerzenie grona osób uczestniczących w wypracowaniu stanowisk i opinii polskiego regulatora o przedstawicieli sektora energii elektrycznej i gazu, mających różne spojrzenie na problemy polskiej i europejskiej energetyki. Chodziło przede wszystkim o otwarcie forum dyskusji, uzgadnianie podejścia do spraw istotnych dla polskiej energetyki i odbiorców – polskich obywateli. Celem był rodzaj porozumienia w kluczowych sprawach,

pomimo naturalnych różnic interesów poszczególnych podmiotów sektora i dążeń regulatora. Z chwilą poszerzenia tego zespołu o osoby wydelegowane przez stowarzyszenia i izby przedsiębiorstw sektora energetycznego, PSE SA i PGNiG SA, rozpoczęły się także comiesięczne spotkania zespołów – gazowego i elektroenergetycznego – na których członkowie grup roboczych relacjonują postępy z aktualnych prac, komentuje się bieżące wydarzenia, dyskutuje o możliwościach implementacji wypracowywanych w Europie rozwiązań i o pożądanym kierunkach dalszych prac.

Współpraca europejska poprzez współpracę regionalną

Komisja Europejska – Dyrekcja Generalna ds. Transportu i Energii (ang. *Directorate General for Transport and Energy – DG TREN*) zaniepokojona zjawiskami obserwowanymi na rynkach energii elektrycznej i gazu, które to niepokoje znalazły swoje odbicie m.in. w istotnej rangi dokumentach – przygotowanym przez ERGEG raporcie dotyczącym postępów liberalizacji oraz tzw. „Raportie Dochodzeniowym”³⁾ (ang. *Energy Sektor Inquiry – Issues Paper*) z dnia 15 listopada 2005 r., przygotowanym przez Dyrekcję Generalną ds. Konkurencji (ang. *Directorate General for Competition – DG COM*), postanowiła zwiększyć efektywność prac na rzecz budowy wspólnego rynku poprzez intensyfikację współpracy regionalnej. Oznaczało to modyfikacje zasad współpracy regionalnej w elektroenergetyce⁴⁾ oraz rozpoczęcie prac w ramach rynków regionalnych w gazownictwie⁵⁾. Szeroko pojęta współpraca regionalna, w ramach której identyfikowane są rzeczywiste problemy i poszukuje się możliwości przezwyciężania barier, nadaje w ostatnim czasie ton współpracy regulatorów w Europie. Celem prac regulatorów europejskich stowarzyszonych w CEER i ERGEG jest stworzenie warunków dla uruchomienia i rozwoju wymiany międzysystemowej energii elektrycznej i gazu,

1) 2003/796/EC: Commission Decision of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas *OJ L 296 14.11.2003 p.34* (Decyzja Komisji 2003/79/WE z dnia 11 listopada 2003 r. ustanawiająca Grupę Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu).
2) Zespół powołany decyzją Prezesa URE nr 11/2004 z dnia 6 lipca 2004 r. w sprawie utworzenia w URE Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej, zmienioną decyzją nr 131/2005 Prezesa URE z dnia 2 września 2005 r.

3) *European Commission Competition DG*, Brussels Version 15.11.2005.
4) Szerzej na ten temat w tekście *Regionalne inicjatywy energetyczne ERGEG – energia elektryczna*, R. Guzik, R. Gawin, Biuletyn URE nr 4/2006.
5) Szerzej na ten temat w tekście *Regionalne rynki gazu – nowe inicjatywy ERGEG*, Z. Janiszewska, P. Seklecki, Biuletyn URE nr 4/2006.

a szczegółowe obszary prac omówione zostały poniżej, dla przybliżenia czytelnikowi zakresu zadań i dotychczasowych osiągnięć. Na końcu niniejszego opracowania znajduje się wykaz dokumentów przyjętych w ostatnim czasie, wraz z adresami internetowymi, gdzie dokumenty te znajdzie dociekliwy czytelnik.

Integracja państw członkowskich w ramach rynków regionalnych jako etap przejściowy przed osiągnięciem wspólnego rynku energii (Komisja Europejska postrzega tę drogę jako najważniejszą dla stworzenia wspólnego rynku) była przedmiotem bardzo intensywnych prac CEER-u. Zostały przygotowane dwa dokumenty dotyczące rynku energii elektrycznej i gazu. Dokument dotyczący rynku energii elektrycznej został przekazany ERGEG i Komisji Europejskiej i był podstawą szerokiej publicznej dyskusji nt. tworzenia regionalnych rynków energii elektrycznej (ang. *The Creation of Regional Electricity Markets – An ERGEG Discussion Paper*), stanowił również duży wkład w XII Forum Florenckie, które odbyło się we wrześniu 2005 r.

Dyskusja nad tym dokumentem doprowadziła do stworzenia Regionalnych Inicjatyw Energii Elektrycznej (ang. *Regional Electricity Initiative – REI*), które rozpoczęły swoją działalność w marcu 2006 r. W konsekwencji doprowadziło to do utworzenia Regionalnych Rynków Energii (ang. *Regional Electricity Markets – REMs*). REI w 2006 r. kontynuuje prace nad integracją rynku regionalnego w Europie Środkowo-Wschodniej prowadzone dotychczas w ramach Mini Forum. Do lipca 2006 r. odbyły się trzy spotkania Komitetu Koordynującego (organy regulacyjne), dwa spotkania Grupy Implementującej (organy regulacyjne oraz operatorzy systemów przesyłowych) oraz jedno spotkanie Stron Zainteresowanych (*Stakeholders Group* – organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych oraz szeroka reprezentacja uczestników rynku). Podobnie jak w roku ubiegłym prace w tym regionie są bardzo intensywne, a do wstępnie zrealizowanych zadań w 2006 r. należy zaliczyć:

- uzgodnienie z operatorami systemów przesyłowych dotyczące opracowania i wdrożenia nowego modelu zarządzania ograniczeniami przesyłowymi wymiany międzysystemowej w całym regionie,
- porównanie kompetencji regulatorów w regionie i wskazanie różnic w tych kompetencjach mogących mieć wpływ na skuteczność procesu integracji rynku regionalnego,
- określenie zakresu informacji o rynku publikowanych przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych,
- przeprowadzenie analizy funkcjonowania skoordynowanego mechanizmu wyznaczania i udostępniania zdolności przesyłowych na przykładzie polskiego profilu technicznego w kierunku eksportu,
- wstępne opracowanie modelu monitorowania mechanizmów udostępniania zdolności przesyłowych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej, na podstawie doświadczeń z analizy danych dotyczących profilu polskiego.

Obecnie prace skupione są na uzgodnieniu szczegółowego harmonogramu opracowania i wdrożenia nowego modelu zarządzania ograniczeniami oraz udziału w tym procesie organów regulacyjnych. Do priorytetowych zadań należy również zaliczyć harmonizację zakresu informacji o rynku, które powinny być publikowane przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych oraz dostosowanie tego zakresu do wymagań umieszczonych w projekcie wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiących załącznik do Rozporządzenia 1228/2003⁶.

Zostało również przygotowane i poddane szerokiej konsultacji jesienią 2005 roku podobne opracowanie dotyczące rynku gazu nazwane Mapą Drogową na rzecz Konkurencyjnego Wspólnego Rynku Gazu w Europie (ang. *Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe – An ERGEG Discussion Paper*), które również zostało przekazane ERGEG i Komisji Europejskiej. Dokumenty te przewidywały powołanie regionalnych inicjatyw w zakresie gazu (ang. *Gas Regional Initiatives – GRI*), a koncepcja ich funkcjonowania wraz z propozycją podziału rynku została zaprezentowana w czasie obrad XI Forum Madryckiego i przyjęta przez jego uczestników z dużym zainteresowaniem i nadzieją. Zdecydowano o powołaniu czterech rynków regionalnych, przy czym okresowo dwa rynki północne pracować będą wspólnie. GRI rozpoczęły swoją działalność w czerwcu br. i pierwsze spotkania poświęciły diagnozie, ustaleniu listy zadań i priorytetów oraz harmonogramów prac. Aktualne prace GRI obejmują:

- GRI SSE (South-South-Est) – 13 lipca odbyły się spotkania komitetu koordynującego oraz grupy implementującej, otwarte spotkanie uczestników rynku zaplanowane zostało na dni 25/26 września br., regulatorzy z regionu SSE otrzymali ankiety, które służyć mają ocenie wdrożenia i stosowania przepisów wspólnotowych dot. rynku gazu, szczególnie Rozporządzenia 1775/2005/WE⁷;
- GRI South – spotkanie miało miejsce 12 czerwca i było poświęcone organizacji pracy i dyskusji na temat zakresu spraw do załatwienia w ramach rynku regionalnego;
- GRI North/North West – połączone spotkanie obu grup miało miejsce w dniu 28 czerwca br. i poświęcone było identyfikacji zadań dla rynków regionalnych. Szczególną troskę przypisano rozdzieleniu kompetencji ERGEG (do realizacji na poziomie europejskim) i kompetencji regionów.

6) Rozporządzenie (WE) Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 176, 15/07/2003 P. 0001 – 0010.

7) Rozporządzenie (WE) Nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 289 P. 1-8.

Prace rynków regionalnych omawiane są i harmonizowane na poziomie ERGEG, czyli z udziałem regulatorów i przedstawicieli Komisji Europejskiej.

Główne pozostałe obszary prac

W stosunkowo krótkim okresie funkcjonowania CEER-u zostało opracowanych szereg dokumentów, dzięki którym możliwe jest szersze poznanie funkcjonowania rynków krajowych oraz zdefiniowanie przeszkód utrudniających funkcjonowanie wspólnego rynku energii. W 2005 r. działalność regulatorów w ramach CEER była ściśle związana z kompetencjami regulatorów wynikającymi z implementowania Dyrektywy 2003/54/WE⁸⁾, Dyrektywy 2003/55/WE⁹⁾ oraz wejścia w życie Rozporządzenia 1228/2003 i prac nad Rozporządzeniem 1775/2005. Aktywność Grup Roboczych i Zespołów Zadaniowych koncentrowała się na następujących zagadnieniach:

- wymiana transgraniczna energii elektrycznej i gazu
 - alokacja zdolności przesyłowych, zarządzanie ograniczeniami, rozliczenia międzyoperatorskie,
- jakość dostaw energii elektrycznej i gazu,
- zagadnienia związane z ograniczaniem wpływu energetyki na środowisko,
- unbundling i promowanie konkurencji,
- integracja państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej,
- transparentność i wymiana informacji,
- zagadnienia związane ze świadczeniem usług magazynowania gazu,
- studium perspektyw rozwoju europejskiego rynku LNG.

Dodatkowo realizowano zadania związane z usprawnieniem wymiany informacji między regulatorami, przygotowaniem struktury Raportu Rocznego, który musi być przez poszczególnych regulatorów przedłożony Komisji Europejskiej do dnia 31 lipca każdego roku¹⁰⁾. Obecnie został poszerzony zakres współpracy. W 2006 r. CEER przygotowuje tabele z zagregowanymi danymi, które zostaną włączone w tzw. Załącznik Techniczny do Raportu (ang. *Technical Annex*).

8) Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 176, 15/07/2003 P. 0037 – 0056.

9) Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 176, 15/07/2003 P. 0057 – 0078.

10) Zgodnie z art. 23 ust. 8 Dyrektywy 2003/54/WE odpowiednie organy państw członkowskich dostarczają Komisji do dnia 31 lipca każdego roku, zgodnie z prawem o konkurencji, sprawozdanie w sprawie dominacji rynkowej zachowań antykonkurencyjnych i grabieżczych (...) oraz przegląd zmieniających się struktur własnościowych i wszelkich praktycznych środków podejmowanych na poziomie krajowym dla zapewnienia dostatecznej różnorodności uczestników rynku lub praktycznych środków podejmowanych dla poprawy połączeń wzajemnych i konkurencji.

Wymiana transgraniczna – w trakcie 2005 r. przedmiotem badania były kwestie wymiany energii elektrycznej (możliwości usprawnienia tej wymiany, rozwiązanie problemów związanych z zarządzaniem ograniczeniami). Doceniając konieczność rozbudowy infrastruktury służącej do wymiany transgranicznej oraz mając na uwadze przepis art. Rozporządzenia 1228/2003 przedstawiciele regulatorów pracowali nad kryteriami, które powinny być brane pod uwagę w tzw. „teście Regulatora”¹¹⁾. ERGEG bardzo często podejmuje działania na zlecenie Komisji Europejskiej. W 2005 r. zostało wypracowanych szereg wytycznych odnoszących się do transgranicznego handlu. Wytyczne w sprawie zarządzania ograniczeniami na połączeniach transgranicznych są przedmiotem procesu konsultacji przewidzianego w Rozporządzeniu 1228/2003. Wytyczne w sprawie taryf przesyłowych i mechanizmu ITC (ang. *Inter TSO Compensation Mechanism*) również zostaną poddane procedurze konsultacji (ich przyjęcie spodziewane jest w 2007 r.). Obecnie prowadzone są bardzo intensywne prace nad kształtem mechanizmu. Organizowane są również spotkania, w których udział biorą przedstawiciele Stowarzyszenia Europejskich Operatorów Przesyłowych (ang. *European Transmission System Operators – ETSO*).

W przypadku rynku gazu został opracowany dokument w sprawie inwestycji w infrastrukturę służącą do przesyłu gazu i roli regulatorów w szeroko rozumianym procesie inwestycyjnym. W 2005 r. toczyły się również prace nad wstępną wersją dokumentu nt. zasad kalkulacji dostępnych mocy przesyłowych. Ogromną zmianą jakościową w kwestii wymiany transgranicznej gazu było opublikowanie (poprzedzające o ponad pół roku moment wejścia w życie) Rozporządzenia 1775/2005, w którym uregulowano zasady dostępu do sieci przesyłowych. W roku 2006 prowadzone były w ramach ERGEG konsultacje dotyczące not interpretacyjnych do tego rozporządzenia: w sprawie mechanizmu alokacji dostępnych zdolności przesyłowych, w sprawie procedur zarządzania ograniczeniami i w sprawie taryf za dostęp do sieci przesyłowych w wymianie międzysystemowej. W 2005 r. zostały rozpoczęte również prace nad metodologią kształtowania taryf przesyłowych w tranzycie gazu – wyniki opublikowane w formie raportu powinny być dostępne jeszcze w tym roku.

Jakość dostaw – badania nad jakością dostaw energii elektrycznej były prowadzone przez jeden z Zespołów Zadaniowych w ramach Elektrycznej Grupy Roboczej (ang. *Electricity Working Group*). Opracowane zostały kwestionariusze, po wypełnieniu których opracowano

11) Zgodnie z art. 7 Rozporządzenia 1228/2003 organ regulacyjny może wyłączyć, na żądanie, stosowanie przepisów art. 6 ust. 6 Rozporządzenia i art. 20 i 23 ust. 2, 3 i 4 Dyrektywy 2003/54/WE, w stosunku do nowej infrastruktury (w tym interkonektory), jeżeli spełnione zostaną warunki określone w art. 7 ust. 1 Rozporządzenia. Warunki są jednak sformułowane dosyć ogólnie, tak więc konieczne było doprecyzowanie poszczególnych pojęć tak, aby te same elementy były brane pod uwagę przez każdego regulatora.

Trzeci Raport Porównawczy w sprawie jakości dostaw energii elektrycznej (ang. *CEER Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*, December 2005). Przygotowanie kolejnego raportu planowane jest w 2007 r. W 2006 r. trwają prace nad Podręcznikiem Dobrych Praktyk Jakościowych (ang. *Handbook for Good Practice*), które prowadzone są we współpracy z Florencką Szkołą Regulacji (ang. *Florence School of Regulation*). Podręcznik ma obejmować wypróbowane, najlepsze praktyki w zakresie stymulacji jakości dostaw energii elektrycznej. Opracowany podręcznik ma być przeznaczony dla regulatorów znajdujących się na etapie ustalania zasad regulacji jakościowej.

W sprawie jakości gazu w wniosek X Forum Madryckiego realizowane jest studium interoperacyjności systemów, które określi maksymalne wymagania jakościowe dla wymiany z udziałem minimum trzech systemów, wstępne wyniki studium przedstawione być mają jesienią br., wtedy też przeprowadzone zostaną konsultacje z udziałem regulatorów.

Ograniczanie wpływu energetyki na środowisko

– kolejnym zagadnieniem, nad którym pracowali przedstawiciele regulatorów, była kwestia wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz wdrożenie systemu handlu emisjami (regulatorzy spodziewali się, że jego uruchomienie może spowodować szereg nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku). Główną intencją, jaka przyświecała CEER, było opracowanie takich zasad wsparcia, które stwarzałyby równe szanse dla wszystkich uczestników rynku. Dodatkowo zostały zebrane rekomendacje (uwagi) odnośnie handlu emisjami, przekazane następnie Komisji Europejskiej (ang. *CEER Submission to the European Commission on the Review of Directive 2001/77/EC*).

Unbundling i promowanie konkurencji – regulatorzy podjęli również działania związane z jednym z najistotniejszych aspektów zapewnienia skutecznej konkurencji na rynku: kwestią unbundlingu (rozdzielenia działalności). Jak pokazują dotychczasowe wyniki badań zawarte w raportach Komisji Europejskiej¹²⁾, sposób, w jaki unbundling jest wprowadzony, ma bardzo duże znaczenie dla realizacji zasady dostępu strony trzeciej (ang. *third party access* – TPA). W ramach Zespołu Zadaniowego ds. konkurencji i unbundlingu (ang. *Competition & Unbundling Task Force*) opracowywany jest dokument Wytycznych w zakresie funkcjonalnego i informacyjnego unbundlingu (ang. *Guidelines on Functional and Informational Unbundling*), którego celem jest sformułowanie zasad dobrych praktyk oraz wytycznych w zakresie oddzielenia operatorów systemów od działalności prowadzonych w warunkach konkurencji. Zostały również opracowane Wytyczne dobrych praktyk

w księgowym wydzieleniu działalności (ang. *Guidelines for Good Practice on Accounting Unbundling*).

Integracja państw regionu Europy Południowo-Wschodniej – eksperci CEER-u wzięli udział w dwóch Forach Ateńskich, zostały również przygotowane w ramach CEER-u mini – fora regionu Europy Środkowo-Wschodniej, na których dyskutowano kwestie regulacji taryf w oparciu o benchmarkingi, zarządzenia ograniczeniami i handel transgraniczny, stworzenie odpowiedniego kształtu rynków krajowych w państwach regionu. CEER sporządził i opublikował raport dotyczący rozwoju rynku gazu – Trzeci Raport Porównawczy Regulatorów dla państw regionu Europy Południowo-Wschodniej (ang. *Third Regulatory Benchmarking Report for South East Europe*). Współpraca z państwami z tego regionu wpisuje się również w szeroko zakrojoną strategię bezpieczeństwa dostaw. W maju 2006 r. w Rzymie został zorganizowany Workshop nt. wspólnoty regulatorów energetyki w rejonie basenu Morza Śródziemnego (ang. *Workshop on the energy regulators community in the Mediterranean Basin*), w którym wzięli udział przedstawiciele regulatorów oraz uczestników rynku regionu. Szczególnie współpracą z regulatorami europejskimi zainteresowany był regulator algierski.

Transparentność i wymiana informacji – te kwestie są w szczególności obszarem zainteresowania ERGEG, który różni się od CEER (stowarzyszenia regulatorów) między innymi i tym, że powołany został decyzją Komisji Europejskiej i ma za zadanie wypracowywanie rozwiązań dla istniejących problemów związanych z integracją 25 różnych krajowych rynków energii elektrycznej i gazu. Działania ERGEG-u są bardzo silnie powiązane z zasadami: przejrzystości, współpracy i efektywności systemów regulacyjnych, i nastawiane są na osiągnięcie celu, jakim jest stworzenie prawdziwie zintegrowanego i efektywnego rynku energii elektrycznej i gazu. Z tego powodu zostały wprowadzone szerokie formalne konsultacje ze wszystkimi uczestnikami rynku (zainteresowanymi poszczególnymi, dyskutowanymi kwestiami). W 2005 r. po raz pierwszy w historii wspólnego rynku energii odbyła się publiczna debata w sprawie taryf przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, gdzie wypracowane przez regulatorów rozwiązania przyjęte przez ERGEG, zostały wyjaśnione i gdzie odniesiono się do wszystkich otrzymanych komentarzy od uczestników rynku.

Świadczenie usług magazynowania gazu – w marcu 2005 r. zostały wypracowane i przyjęte na zasadzie dobrowolnego porozumienia między władzami, operatorami systemów magazynowych i ich użytkownikami – Wytyczne w sprawie dobrych praktyk dla operatorów systemu magazynowania (ang. *ERGEG Guidelines for Good Practice for Storage System Operators* – GGSSO). Po przyjęciu wytycznych działania ERGEG skoncentrowały się na monitorowaniu ich implementacji (raporty oceniające stopień stosowania tych wytycznych¹³⁾ przedstawione były na Forum Madryckim jesienią 2005 r. i wiosną 2006 r.).

12) Komunikat Komisji Europejskiej w sprawie Raportu na temat postępu w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu, Bruksela, 15.11.2005 KOM(2005)568 końcowy {SEK(2005)1148}, Dochodzenie w sprawie rynku energii, Bruksela 15.11.2005.

Operatorzy systemów magazynowania, którzy opóźniają się z przyjęciem wytycznych motywowani są do podejmowania konkretnych działań w tym zakresie.

Studium perspektyw rozwoju europejskiego rynku LNG – po problemach z realizacją dostaw gazu na początku 2006 r. bardzo istotne dla Komisji Europejskiej. Dlatego też Komisja zleciła regulatorom opracowanie studium poświęconego możliwościom i kierunkom rozwoju rynku LNG. Rola regulatorów polega na opracowaniu specyfikacji warunków przetargu (ang. *Terms of References*) i wybraniu konsultanta do wykonania takiego studium.

Inne obszary aktywności

Istotnym wydarzeniem z punktu widzenia rozwoju rynku energii w obrębie całej Europy było podpisanie w październiku 2005 r. **Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Energetyczną**¹⁴⁾. CEER aktywnie włączył się w prace nad Traktatem podejmując działania mające na celu koherencję pomiędzy regionem a wewnętrznym rynkiem energii Unii Europejskiej.

W 2006 r. regulatorzy kontynuują prace zmierzające do tworzenia wspólnego rynku energii, jak również aktywnie uczestniczą w debacie ogólnoeuropejskiej nad kształtem wspólnego rynku i działaniami, jakie należy podjąć aby przyspieszyć mając na uwadze jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne i ochronę odbiorcy. Regulatorzy wzięli udział w dyskusji nt. **Zielonej Księgi – Europejskiej strategii na rzecz zrównoważonej i konkurencyjnej i bezpiecznej energii**¹⁵⁾ – przygotowali wspólne stanowisko, w którym zawarto komentarze odnośnie proponowanych rozwiązań.

W stosunku do rynku gazu zostały również przygotowane Wytyczne w sprawie dobrych praktyk w odniesieniu do **bilansowania gazu** (ang. *Guidelines for Good Practice for Gas Balancing* – GGPGGB). Dokument został zaprezentowany na XI Forum Madryckim w 2006 r. Prace nad dokumentem mają zostać zakończone w tym roku.

Dokonano także **analizy porównawczej gazowych taryf przesyłowych** (ang. *Benchmarking of Transmission Tariffs*). Celem opracowania jest analiza porównawcza taryf przesyłowych (z uwzględnieniem opłat za bilansowanie), a zadanie to będzie kontynuowane w kolejnych latach.

Dodatkowo w ramach tworzenia wspólnego rynku przedstawiciele regulatorów pracują nad następującymi dokumentami:

1. Porównanie krajowych przepisów oraz warunków umów w transgranicznej wymianie energii elektrycznej (ang. *Compatibility of national legal and commercial conditions for cross border electricity trade*)

13) ERGEG Final 2005 Report on Monitoring the Implementation of the GGPSO, Grudzień 2005.

14) Informacje nt. prac nad Traktatem są zawarte w artykule M. Kozak: *Unia Europejska i kraje Południowo-Wschodniej Europy zamierzają utworzyć nową Wspólnotę Energetyczną*, Biuletyn URE nr 2/2005.

15) Bruksela 8.3.2006 KOM(2006) 105 wersja ostateczna {SEK(2006)317}.

Obecnie została opracowana wersja dokumentu, która zostanie poddana ostatecznym konsultacjom wśród organów regulacyjnych. Zgodnie z ustaleniami dokument ten powinien zostać zatwierdzony przez zespół w drodze procedury pisemnej 22 września br. Dokument ten wskazuje na rozbieżności oraz brak kompetencji krajowych regulatorów skutkujące ograniczoną możliwością działań w zakresie integracji rynków regionalnych. Ostatecznie dokument zostanie przekazany Komisji Europejskiej.

2. *Cross border framework for transmission investment* Zadanie to jest w trakcie realizacji. Pierwszym etapem prac było opracowanie ankiety oraz zebranie jej wyników, dotyczących planowania, zatwierdzania i realizacji inwestycji w infrastrukturę sieciową. Ostateczna wersja, po uzyskaniu akceptacji Grupy Zadaniowej zostanie poddana konsultacjom publicznym.

Przede wszystkim jednak **korzyści z funkcjonowania wspólnego rynku powinni odczuwać odbiorcy końcowi**. Specjalnie powołana Grupa Zadaniowa ds. Konsumentów (ang. *Customer Focus Group*) przygotowała raporty nt. ochrony odbiorcy końcowego, zmiany dostawcy przez odbiorcę oraz przejrzystości cen w odniesieniu do odbiorcy końcowego (*ERGEG Report on Customer Protection, ERGEG Report on Customer Switching Process, ERGEG Report on Transparency of Energy Prices, Bills and Contracts*). W wyniku prac nad raportami i analizy zawartych w nich wniosków i spostrzeżeń spisane zostały w 2006 r. zalecenia – wytyczne dobrych praktyk w trzech powyższych obszarach.

Powyższe działania dowodzą bardzo aktywnego udziału regulatorów i zaangażowania w budowę wspólnego rynku. Niezwykle cenne jest, że w wyniku dyskusji nad poszczególnymi dokumentami zostają wypracowane rozwiązania, które możliwe są do zaakceptowania zarówno przez regulatorów jak i uczestników rynku. Badania poszczególnych obszarów rynku pozwalają na lepsze zdiagnozowanie problemów i wypracowywanie skuteczniejszych rozwiązań.



Zofia Janiszewska
Radca Prezesa URE



Małgorzata Kozak
Główny Specjalista
DIEISP URE

Załącznik:

Dokumenty opracowane przez CEER i ERGEG w latach 2005-2006

CEER

2005

http://www.ceer-eu.org/portal/page/portal/CEER_HOME/CEER_PUBLICATIONS/CEER_DOCUMENTS/2005

- CEER Report on the South East Europe Natura Gas Market, Luty 2005
- CEER Report on Investments in Gas Infrastructures and the Role of EU Regulatory Authorities, Maj 2005
- CEER Comments on European Commission Discussion and Consultation Note regarding the European Commission note „Electricity Transition Strategy for the Energy Community of South East Europe”, Maj 2005
- The Creation of Regional Electricity Markets – an ERGEG Discussion Paper, Czerwiec 2005
- CEER Submission to the European Commission on the Review of Directive 2001/77/EC, Wrzesień 2005
- CEER Regulatory Benchmarking Report for South East Europe 2005, Listopad 2005
- Roadmap for a competitive Single Gas Market in Europe – An ERGEG Discussion Paper, Listopad 2005
- CEER Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Grudzień 2005
- CEER Regulatory Benchmark Report, Grudzień 2005

2006

http://www.ceer-eu.org/portal/page/portal/CEER_HOME/CEER_PUBLICATIONS/CEER_DOCUMENTS

- Assessment of criteria for exempting new interconnectors, a CEER Position, Marzec 2006
- Submission to European Commission on Energy Efficiency Green Paper, Marzec 2006
- CEER Tariffs Benchmarking Report in South East Europe, Maj 2006
- CEER Survey of Capacity Support Mechanisms in the Energy Community, Czerwiec 2006

ERGEG

http://www.ergereg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUM

2005

- ERGEG Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), Marzec 2005
- ERGEG Global Assessment of the Results of the 1st Series of Mini – for a on Congestion Management and Potential Impacts on the Draft Guidelines, Marzec 2005
- The Creation of Regional Electricity Markets – An ERGEG Discussion Paper for Public Consultation, Czerwiec 2005
- ERGEG Guidelines on Transmission Tariffication, Lipiec 2005
- ERGEG Guidelines on Congestion Management, Lipiec 2005
- Gas Balancing: An ERGEG Discussion Paper for Public Consultation, Lipiec 2005
- ERGEG Position and Recommendations on the UCTE Operational Handbook, Wrzesień 2005
- ERGEG Report on Customer Protection, Wrzesień 2005
- A Preliminary Assessment of the European Energy Market by the European Regulators, Group for Electricity and Gas (ERGEG), Listopad 2005
- Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe – An ERGEG Discussion Paper for Public Consultation, Listopad 2005
- ERGEG Final 2005 Report on Monitoring the Implementation of the GGPSSO, Grudzień 2005

2006

- The Creation of Regional Electricity Markets – An ERGEG Conclusions Paper, Luty 2006
- Roadmap for a competitive single gas market in Europe – An ERGEG Conclusions Paper, Marzec 2006
- Guidelines for Good Practice for Gas Balancing (GGPGB), Kwiecień 2006
- Best Practice Proposition Transparency of Prices, Lipiec 2006
- Best Practice Proposition Supplier Switching Process, Lipiec 2006
- Best Practice Proposition Customer Protection, Lipiec 2006

POZYCJA ODBIORCY NA RYNKU ENERGII – ASPEKTY LOKALNE

Dorota Kozioł

1. Wstęp

W czasie ostatnich lat transformacji polskiej energetyki oczekiwania odbiorców – konsumentów – energii wobec przedsiębiorstw energetycznych ulegały pewnym zmianom. Biorąc jednak pod uwagę ciągle dominujące stare nawyki wszystkich uczestników rynku można pokusić się o zadanie pytania czy wystarczająco? Skąd zresztą odbiorca, szczególnie indywidualny miałby czerpać wiedzę i w ślad za nią siłę do walki o swoje prawa z monopolistycznymi strukturami, jakimi są m.in. elektroenergetyka i gazownictwo. Dlatego tak ważną jest kwestia, jak skłonić konsumentów energii lub gazu, by zechcieli te nawyki i doświadczenia nabywane dziesiątkami lat zmienić i co zrobić, by dostrzegli w urynkowaniu elektroenergetyki i gazownictwa szanse dla siebie samych¹⁾. Ale dopóki nie zaistnieje realna konkurencja na rynku energii, to wzmacnianiem pozycji odbiorcy, usuwaniem przeszkód, które powodują, że nie czuje się on jego pełnoprawnym uczestnikiem, będzie zajmował się organ regulacyjny.

2. Definicja odbiorcy i jego relacje z przedsiębiorstwem energetycznym – podstawy prawne

Terminologię związaną z odbiorcą energii i przedsiębiorstwem energetycznym, wprowadziła i usystematyzowała dopiero ustawa Prawo energetyczne (PE); po raz pierwszy pojęcia te, chociaż używane na co dzień, zostały zebrane w jednym akcie prawnym.

Definicja odbiorcy ewaluowała wraz z kolejnymi zmianami ustawy, po to, aby wreszcie przyjąć następującą postać²⁾:

- Odbiorca – każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym,
- Odbiorca końcowy – odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek,
- Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – odbiorca końcowy

- 1) L. Juchniewicz, *Kto i dlaczego potrzebuje konkurencji w energetyce?*, Dodatek informacyjno-edukacyjny do „Rzeczpospolitej” pn. Ulepszamy Rynek Energii (cz. I) z dnia 20.12.2005 r. przygotowany przez Urząd Regulacji Energetyki (URE).
- 2) Art. 3 pkt 13, 13a, 13b, ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462). Przywołanie publikatorów PE sprzed ogłoszenia w dniu 30 maja 2006 r. tekstu jednolitego tej ustawy ma na celu pokazanie ilości dokonanych przez ustawodawcę zmian, po poprzednim ogłoszeniu tekstu jednolitego PE.

dokonujący zakupu paliw gazowych lub energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym,

i być zbieżną z unijnymi unormowaniami³⁾.

Kolejnym uczestnikiem rynku jest sprzedawca, w tym przypadku przedsiębiorstwo energetyczne. Jest to podmiot prowadzący koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi⁴⁾, dodatkowo wyodrębnia się kategorię sprzedawcy z urzędu⁵⁾.

Podstawowym dokumentem regulującym stosunki prawno-handlowe pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą jest umowa⁶⁾. Obowiązek zawarcia umowy z odbiorcą ciąży na stronie silniejszej, tj. na przedsiębiorstwie energetycznym. Umowa może dotyczyć przyłączenia do sieci, jeżeli odbiorca o takie przyłączenie dopiero się ubiega a istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliw czy energii. Natomiast sprzedaż oraz transport energii⁷⁾ odbywać się powinny odpowiednio na podstawie umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji czy na podstawie tzw. umowy kompleksowej⁸⁾.

Najważniejszym aspektem ochrony interesów odbiorców jest przejrzystość warunków umów, zawierających

- 3) Na uwagę zasługuje fakt, że w unijnej legislacji nie stworzono jeszcze definicji: odbiorca wrażliwy (słaby ekonomicznie), mimo dużej wagi przywiązywanej w różnych dokumentach do ochrony interesów odbiorców. O kategorii tej mówi np. *Raport Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego na temat postępów w tworzeniu rynku wewnętrznego gazu i energii elektrycznej wraz z Załącznikiem technicznym zamieszczony w książce pt. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: Raporty Porównawcze Komisji Europejskiej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, styczeń 2006.
- 4) Art. 32 PE w szczególności opisuje, jaki rodzaj działalności gospodarczej wymaga uzyskania koncesji tj. pozwolenia na jej prowadzenie.
- 5) Jest nim przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.
- 6) Rodzaje umów, podstawowe postanowienia, jakie powinny zawierać oraz prawa i obowiązki obu stron zostały ujęte w art. 5 i art. 7 PE. Dodatkowo warto zauważyć, że ewentualne wprowadzenie przez przedsiębiorstwo energetyczne zmian w zawartej umowie wymaga od niego zachowania pewnej procedury, o której jest mowa w art. 5 ust. 5 i 6 te same ustawy.
- 7) W PE określony jako przesyłanie lub dystrybucja paliw i energii sieciami w celu dostarczenia ich odbiorcom.
- 8) Zawiera ona zarówno postanowienia umowy sprzedaży jak i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

wystarczające informacje umożliwiające odbiorcom zrozumienie ich zapisów. Pomimo, wydawałoby się dostatecznych uregulowań prawnych, relacje pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą i tak często pozostawiają wiele do życzenia⁹⁾. Wchodzi w nie bowiem nieporównywalni z uwagi na swą pozycję i siłę uczestnicy rynku. Sposób realizacji umowy przez tego pierwszego¹⁰⁾ niejednokrotnie rodzi niezadowolenie tego drugiego, a co się również zdarza przykre dla niego perturbacje. I w tym to właśnie miejscu, zarówno przepisy unijne jak i prawo polskie przewidują miejsce dla misji regulatora, substytutu rynku energii¹¹⁾, zachodzi bowiem konieczność szczególnej ochrony interesu publicznego wobec sprzedawcy¹²⁾. Stosuje się różne mechanizmy i narzędzia, powoływane są także w ramach administracji państwowej autonomiczne instytucje regulacyjne. Na gruncie polskim jest to Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE)¹³⁾.

3. Ochrona interesów odbiorców energii – zadania Prezesa URE

Zdefiniowanie celu w obszarze misji regulacyjnej tak naprawdę oznacza wybór relacji pomiędzy ochroną odbiorcy a interesami przedsiębiorstwa energetycznego i jego efektywnością ekonomiczną. Niezmiernie trudnym problemem jest określenie w tych relacjach równowagi. Dlatego polski regulator został wyposażony z jednej strony w szereg kompetencji i obowiązków do zrealizowania a z drugiej w narzędzia pozwalające pełnić funkcje regulacyjne¹⁴⁾. Wyróżnić spośród nich można te, które bezpośrednio wiążą się z ochroną interesów odbiorców energii a tym samym wzmocnieniem jego pozycji na rynku energii.

Taryfowanie. Tryb zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych i energii określa art. 47 PE i sprowadza się do sprawdzenia, czy taryfa spełnia

wymogi określone w przepisach prawa¹⁵⁾. Oprócz tego, że powinna pokryć przedsiębiorstwu uzasadnione koszty prowadzonej działalności wraz ze zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność to jednocześnie powinna zapewnić ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

I chociaż odbiorca nie jest prawną stroną w postępowaniu dotyczącym zatwierdzania taryf, to właśnie regulator występuje w jego imieniu¹⁶⁾. W tym miejscu warto podkreślić, że chociaż regulator zwolnił¹⁷⁾ część przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia uznając, że działają na rynku konkurencyjnym¹⁸⁾, to w grupie tej nie znalazły się te, które zaopatrują wszystkich odbiorców w paliwa gazowe i ciepło oraz odbiorców końcowych lub gospodarstwa domowe w energię elektryczną. W tym zakresie ceny i opłaty przesyłowe nadal pozostają w sferze regulacji, chroniąc tym samym szeroką rzeszę konsumentów.

Zgłaszanie zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych. Ta grupa spraw dotyczy możliwości oprostowania przez Regulatora pewnej kategorii zachowań przedsiębiorstw energetycznych. I tym razem Prezes URE występuje w imieniu odbiorcy, chociaż teraz odbiorca posiada prawo aktywnego uczestnictwa w postępowaniu. Kwestia ta została

9) Z podobnymi problemami borykają się i inne państwa członkowskie: M. Juszczyk, *Odbiorca energii i jego problemy. Relacje Sprzedawca – Odbiorca*, I. Figaszewska, *Ochrona odbiorców słabych ekonomicznie w świetle Załącznika technicznego do raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*, Biuletyn URE nr 2/2006.

10) Oczywiście wynika to z racji monopolistycznej pozycji przedsiębiorstwa energetycznego.

11) Zob. P. Jasiński, T. Skoczny (red.), *Elektroenergetyka, Studia nad integracją europejską*, Warszawa 1996.

12) A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, *Transformacja ustrojowa w polskiej elektroenergetyce. Od pełnego monopolu naturalnego ku... pełnej konkurencyjności?*, *Transformacja polskiej gospodarki, ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, H. Cwikliński (red.), Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.

13) A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, *Polityka regulacyjna wobec energetyki*, J.J. Tomidajewicz (red.), *Polityka Gospodarcza w procesie akcesji Polski do Unii Europejskiej*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Poznaniu, Poznań 2003, s. 363.

14) Zakres działań Prezesa URE w dużej mierze określa art. 23 ust. 2 PE.

15) Taryfy powinny spełniać wymogi art. 44, 45 PE oraz przepisów wykonawczych tj. rozporządzeń: Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114), 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. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902), Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2004 r. Nr 277, poz. 2750).

16) Potwierdzają to kolejne sądowe rozstrzygnięcia: Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) np. w Postanowieniu z dnia 16 stycznia 2001 r. sygn. akt XVII Ame 72/00 orzekł: „... W szczególności Prezes URE, zatwierdzając tę kategorię spraw, ma obowiązek zbadania, czy taryfa przedsiębiorstwa energetycznego zapewnia mu jedynie pokrycie uzasadnionych kosztów ... i tym samym nie stawia jego kontrahentów przed koniecznością regulowania zawyżonych cen”. Podobne stanowisko zajął Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 16 marca 2004 r. sygn. akt III SK 9/04.

17) Patrz treść art. 49 PE.

18) Trzy stanowiska Prezesa URE: *Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 30 czerwca 2000 r. w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny*, opublikowane w Biuletynie URE nr 4/2000; *Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny*, opublikowane w Biuletynie URE nr 1/2001 oraz *Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia*, opublikowane w Biuletynie URE nr 4/2001.

uregulowana przez znowelizowany art. 7 ust 1 i ust 9 PE. Mając na uwadze przejrzyste reguły i jednolite podejście w ocenie faktycznego braku warunków ekonomicznych przyłączeń do sieci Prezes URE w dwóch *Stanowiskach*¹⁹⁾ opublikował m.in. kryteria oceny efektywności ekonomicznej przyłączeń. Jeżeli po dokonaniu analizy dokumentów, w terminie 2 miesiące od dnia otrzymania powiadomienia, Prezes URE nie zgłosi zastrzeżeń do odmowy, to przedsiębiorstwo może pobrać opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie²⁰⁾. Wówczas do ustalenia opłaty nie stosuje się stawek opłat w zatwierdzonych taryfach. Choć jest to rozwiązanie nowe i jego skutki będą widoczne w dłuższej perspektywie czasu, to dla poszczególnego, potencjalnego odbiorcy przynosi wymierne korzyści od zaraz.

Rozstrzygnięcie sporów. Fundamentalne znaczenie w ochronie odbiorców na rynku energii odgrywa możliwość rozstrzygnięcia występującego pomiędzy stronami sporu w prostym, zrozumiałym dla odbiorcy oraz niedrogim procesie. Dlatego jest to jedno z podstawowych zadań regulatora, któremu przyświecają publicznoprawne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych. W postępowaniu tym odbiorca w sposób aktywny może dochodzić swoich praw, natomiast obecność Prezesa URE zapewnia podmiotom biorącym udział w postępowaniu przejrzystość, jawność i zachowanie równych praw. Co ważne, od wydanych decyzji Prezesa URE strony mogą odwołać się do sądu. Do najczęściej rozstrzyganych spraw spornych należą sprawy dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy kompleksowej a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii. Bardziej szczegółowy katalog spraw mieści się w art. 8 ust. 1 PE. Mając na uwadze, że odbiorca energii może być dyskryminowany podmiotem na rynku, przepisy prawa wyposażyły regulatora w możliwość wydania tzw. *Postanowienia*, w którym określa on warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw paliw gazowych lub energii do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu²¹⁾.

Kontrolowanie standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców. Standardy jakościowe obejmują przede wszystkim parametry techniczne dostarczanego paliwa gazowego lub energii, jakość świadczonych usług oraz warunki ich sprzedaży w zakresie: przyjmowania zgłoszeń i reklamacji, udzielania informacji nt. awaryjnych bądź planowanych przerw w dostawie paliw gazowych

19) *Stanowisko Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych z dnia 1 września 2005 r.* oraz *Stanowisko Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych z dnia 30 grudnia 2005 r.*

20) Na tę okoliczność strony powinny zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci.

21) Patrz art. 8 ust. 2 PE.

i energii oraz przewidywanego terminu ich wznowienia, udzielania informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf.

Jeżeli kwestie te nie zostały przez strony uregulowane w umowie sprzedaży lub umowie przesyłowej, to w przypadku rozbieżnych stanowisk stron Prezes URE korzysta ze stosownych przepisów wykonawczych²²⁾. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne w/w standardów jakościowych odbiorcy przysługują bonifikaty i upusty.

Rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Pewnym jest, że katalog problemów, które chciałby przedłożyć odbiorca do rozpatrzenia przez Prezesa URE mógłby być bardzo szeroki. Niestety regulator jak każdy organ administracji państwowej musi działać w ramach posiadanych kompetencji. Tak więc odbiorca może liczyć na ingerencję Prezesa URE w przypadkach, gdy skargi dotyczą m.in. prawidłowości stosowania cen i taryf oraz nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków koncesyjnych. Jeżeli zachowanie przedsiębiorstwa narusza normy prawne, wtedy regulator może skorzystać z zapisów art. 56 PE i wymierzyć stosowną wysokość kary pieniężnej dla przedsiębiorstwa energetycznego bądź kierownika tego przedsiębiorstwa.

4. Ocena pozycji odbiorcy na rynku energii na podstawie lokalnych doświadczeń

Ze względu na lokalność pewnych rynków energii a także dla zbliżenia regulatora do uczestników rynków i ich problemów część swoich kompetencji Prezes URE delegował do oddziałów terenowych²³⁾. Warto zatem przyjrzeć się efektom regulacyjnym na rynkach lokalnych i ich wpływom na pozycję odbiorcy na takim rynku. Podstawą do tego jest działalność Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach, który swoim zasięgiem terytorialnym obejmuje obszar województwa śląskiego.

W odróżnieniu od części rynku energii elektrycznej Prezes URE nie zdecydował się na uznanie rynku ciepła za konkurencyjny²⁴⁾. Przemawiała za tym mnogość

22) Rozporządzenie: Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6); Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych oraz eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2004 r. Nr 167, poz. 1751); Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1113).

23) Na mocy art. 22 ust. 1 PE powołano 9 oddziałów terenowych URE.

24) Argumenty przemawiające za takim stanowiskiem znalazły się w artykule M. Okólskiego, *O rynku konkurencyjnym w ciepłownictwie*, Energetyka ciepła i zawodowa, nr 1/2006.

lokalnych rynków ciepła i ich rozproszenie terytorialne, co mogło ograniczać skuteczność działań regulacyjnych ze szczebla centralnego. Tym samym zatwierdzeniem taryf dla ciepła zajmują się wyłącznie oddziały terenowe, będące lokalnymi regulatorami. Jak wspomniano wcześniej, proces taryfowania sprowadza się do tego, aby zaspokoić interes ekonomiczny zarówno dostawców, jak i odbiorców ciepła. W tym celu wykorzystywane są zasady tzw. regulacji kosztowej oraz bodźcowej. W wyniku tej pierwszej uświadamia się przedsiębiorstwu energetycznemu, że istnieje pewien poziom kosztów nieuzasadnionych, niemożliwych do zaakceptowania i że równocześnie istnieją pewne możliwości redukcji kosztów prowadzonej działalności. Tak więc poprzez analizę wniosków taryfowych lokalny regulator weryfikując oczekiwania przedsiębiorstw równocześnie chroni odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Wystarczy podać, iż w 2004 r. przedsiębiorstwa z województwa śląskiego oczekiwały wzrostu cen i stawek opłat średnio o 4,8%, natomiast ich ostatecznie zaakceptowany wzrost wynosił 2,7%. Analogiczne wielkości w 2005 r. wyniosły: 6% i 4%. Wśród tych przedsiębiorstw około 20% stanowią spółki z ograniczoną odpowiedzialnością z udziałem gminy bądź jednostki samorządu terytorialnego. Oczywiście jest, że powyższe działania regulacyjne przeniosły się bezpośrednio na wysokość opłat za ciepło jakie ponosili odbiorcy. Łączna kwota oszczędności z tego tytułu wyniosła odpowiednio: 26,6 mln zł w 2004 r.

i 19,9 mln zł w 2005 r. Dla większego uwypuklenia tego efektu wystarczy podać, że jest to roczny koszt zakupu ciepła przez mieszkańców miasta Cieszyn czy Tarnowskie Góry. Tak więc dbałość o odbiorcę jest rodzajem „ochrony słabszego”, przede wszystkim ze względu na monopolistyczną pozycję przedsiębiorstwa ciepłowniczego, ale również na częsty na rynku ciepła brak wpływu końcowego konsumenta na sposób zaopatrzenia w ciepło²⁵⁾.

Wydawać by się mogło, że przynajmniej przedsiębiorstwa stanowiące spółki z ograniczoną odpowiedzialnością z udziałem gminy i jednostki samorządu terytorialnego, będą się kierowały szczególną starannością ekonomiczną, aby działać w interesie społeczności lokalnej²⁶⁾.

Realizując z kolei ekonomiczną regulację bodźcową (*regulacja pułapu cenowego*) po dokonanej analizie bazowych kosztów rocznych ustalony zostaje kilkuletni okres stosowania taryfy dla ciepła. Tym razem większy ciężar odpowiedzialności za efekty regulacyjne w dłuższym okresie czasu zostaje przeniesiony na przedsiębiorstwo. Bowiem w ramach „samoregulacji” dokonuje ono zmiany cen i stawek opłat w oparciu o wyznaczony normatyw X i wskaźnik RPI²⁷⁾. Co ciekawe, przedsiębiorstwa energetyczne działające na terenie województwa śląskiego nie są zainteresowane zbyt tą formą „samodzielności”. W latach 2004-2005 na zatwierdzonych ogółem 111 taryf dla ciepła wnioski o taryfy wieloletnie złożyły 22 przedsiębiorstwa. Może to oznaczać, że reszta preferuje coroczną

Tabela 1. Charakterystyka sporów prowadzonych w oddziale terenowym URE

Rodzaj sporu rozstrzygniętego przez Prezesa URE	Liczba decyzji wydanych w 2004 r.	Liczba decyzji wydanych w 2005 r.
Energia elektryczna:	23	11
– odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	2	–
– odmowa zawarcia umowy sprzedaży	9	3
– odmowa zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji	1	1
– nieuzasadnione wstrzymanie dostaw	11	7
Ciepło:	5	9
– odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	–	1
– odmowa zawarcia umowy sprzedaży	4	8
– nieuzasadnione wstrzymanie dostaw	1	–
Paliwa gazowe:	4	1
– odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	4	1

Źródło: Wyciążenia własne na podstawie danych OT URE w Katowicach

25) Patrz przypis nr 23.

26) W tym miejscu warto wskazać, że nawet przedsiębiorstwa, w których decyzje gospodarcze kreowane są przez władze gminy, skutki niskiej efektywności zamierzają pokryć kolejnymi podwyżkami cen. I tak oczekiwany przez te firmy średni wzrost cen w latach 2004-2005 był odpowiednio: 7% i 5,1% a zaakceptowany przez regulatora wynosił: 4,3% i 2,7%. Ta informacja jest istotna w świetle zamierzeń przekazania regulacji sektora ciepłowniczego władzom gminnym. Istnieje obawa pojawienia się mechanizmów, jakie mają miejsce w przypadku gospodarstw domowych w budynkach wielokalowych, które zależne są od decyzji wspólnot mieszkaniowych, zarządu spółdzielni czy władz tejże gminy. Generalnie wydaje się, że samorządy nie są dojrzałe do wykonywania

tak wyspecjalizowanych funkcji, jeżeli nie radzą sobie nawet z nałożonymi na nie obowiązkami wynikającymi z zakresu planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o czym szerzej na ten temat: D. Koziol, *Multienergetyczne przedsiębiorstwo – teoria i polskie realia*, M. Klamut, E. Pancer – Cybulska (red.), *Polska w rozszerzonej Unii Europejskiej – uwarunkowania i perspektywy rozwoju*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, Wrocław 2004.

27) Gdzie „X” oznacza współczynnik korekcyjny określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia działalności a „RPI” to średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych.

współpracę z lokalnym regulatorem, respektując tym samym jego kompetencje²⁸⁾.

Obie formy ekonomicznej regulacji stosowane są także w przypadku postępowań dotyczących zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych. Z tym, że w zakresie działania oddziałów terenowych URE pozostają tzw. przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej²⁹⁾.

Kolejna płaszczyzna rozbieżności interesów między konsumentem a przedsiębiorstwem energetycznym może być udokumentowana koniecznością rozstrzygnięcia sporów między nimi. Tabela 1 pokazuje ostateczną liczbę sporów zakończonych decyzją administracyjną, o których mowa w art. 8 ust. 1 PE.

Największa grupa spraw dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej do lokali odbiorców. Orzekając w przedmiotowych sporach oceniano, czy zaistniały przesłanki prawne do takiego zachowania przedsiębiorstw energetycznych. Najczęstszym powodem wstrzymania dostaw był nielegalny pobór energii elektrycznej oraz zaleganie odbiorcy z zapłatą za pobraną energię elektryczną. W pierwszym przypadku, stosownie do art. 6 ust. 3 pkt 2 PE, przedsiębiorstwo może wstrzymać dostarczanie energii, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli³⁰⁾ stwierdzi, że nastąpił jej nielegalny pobór³¹⁾. Kolejny przypadek dający możliwość wstrzymania dostaw energii określony jest w art. 6 ust. 3a PE. Z tym, że w tym przypadku, aby chronić odbiorcę, który zalega z zapłatą co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, istnieje obowiązek uprzedniego powiadomienia go na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego dwutygodniowego terminu do zapłaty. Jeżeli w trakcie prowadzonego postępowania okaże się, że przedsiębiorstwo naruszyło powyższe normy, to wstrzymanie dostaw energii jest nieuzasadnione. Mając na uwadze, że energia elektryczna jest niezbędna do zaspokojenia podstawowych potrzeb socjalno-bytowych jak i gospodarczych, Prezes URE niejednokrotnie nakazywał przedsiębiorstwom energetycznym wznowienie jej dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

28) Por. wnioski dotyczące regulacji kosztowej i bodźcowej zawarte w artykule M. Szatybelko-Polom, *Regulacja sektora ciepłowniczego – nadmierna ingerencja państwa w gospodarkę, czy obiektywna konieczność?*, H. Ćwikliński (red.), *Transformacja polskiej gospodarki, ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.

29) Traktujące często działalność energetyczną jako uboczną i których odbiorcami są inne zakłady przemysłowe, leżące w bezpośrednim sąsiedztwie lub na ich terenie. W swoich zachowaniach często nie odbiegają one od przedsiębiorstw ciepłowniczych.

30) Patrz rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 75, poz. 866).

31) Kontrolę przeprowadzają upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstwa, na podstawie imiennego upoważnienia i legitymacji, i co jest ważne – w obecności odbiorcy, któremu przysługuje przed podpisaniem protokołu prawo zgłoszenia zastrzeżeń.

W trakcie rozpatrywania sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy³²⁾ parokrotnie ustalono, że na przedsiębiorstwie energetycznym ciążył taki obowiązek. Interes odbiorcy został zachowany poprzez orzeczenie tego obowiązku oraz ustalenie treści spornych zapisów umowy. Często przy udziale Prezesa URE strony doszły do porozumienia i umowę taką zawarły samodzielnie.

W związku z wprowadzeniem kolejnej regulacji prawnej³³⁾, mającej na celu ochronę interesu potencjalnych odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych, zaistniała możliwość zgłaszania przez Prezesa URE zastrzeżeń do odmów przedsiębiorstw energetycznych przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych. W przypadku, gdy takie zastrzeżenie ma miejsce to przedsiębiorstwo jest zobowiązane do przyłączenia obiektu odbiorcy po stawkach taryfowych. Przedsiębiorstwa energetyczne, które odmawiają odbiorcy tego prawa mają obowiązek poinformowania o tym fakcie Prezesa URE³⁴⁾.

Należy zauważyć, że wśród odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przeważały odmowy obiektów związanych z działalnością gospodarczą. Z kolei odmowy przyłączenia do sieci gazowej i sieci ciepłowniczej dotyczyły budynków jednorodzinnych. I tym razem miały miejsce również przypadki, że przy aktywnym udziale regulatora przedsiębiorstwa odstąpiły od odmów. W efekcie strony samodzielnie zawarły umowę o przyłączenie do sieci, w której opłata za przyłączenie została określona na podstawie stawek taryfowych. Oznacza to oczywiście wymierną korzyść dla odbiorcy. Jednym z podstawowych elementów dokonywanej oceny, oprócz przeprowadzanej ekonomicznej analizy opłacalności³⁵⁾ jest ustalenie, czy przeznaczenie danego terenu w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, opracowanym przez gminę jest na cele inne niż zabudowa wymagająca przyłączenia³⁶⁾. Z uwagi na okres objęty rachunkiem ekonomicznym (co najmniej 20 lat), planowanie potrzeb odbiorców w zakresie mocy przyłączeniowych powinno uwzględniać przyszły popyt, a nie tylko potrzeby określone przez przedsiębiorstwa przez pryzmat aktualnej wiedzy. Przecież budowa nowych sieci jest bodźcem do podejmowania decyzji inwestycyjnych przez kolejnych inwestorów i stymuluje rozwój dalszych decyzji gospodarczych na danym terenie. Stąd też, rzeczywiste efekty realizacji nowego zadania Prezesa URE, oprócz tych doraźnych będą widoczne dopiero w dłuższym horyzoncie czasu.

32) Rodzaje umów zg. z charakterystyką zawartą w tabeli 1.

33) Patrz treść art. 7 ust. 1 i ust. 9 PE.

34) W tej sytuacji w OT URE w Katowicach po raz pierwszy w 2005 r. zostało wszczętych 14 postępowań: 10 dotyczyło energii elektrycznej, 3 – paliwa gazowego, 1 – ciepła.

35) Zgodnie z przywołanymi w przypisie nr 19 *Stanowiskami* Prezesa URE.

36) Niestety, zbyt wiele gmin takich planów nie posiada bądź są one nieaktualne. Sytuacja ta ma oczywiście niekorzystny wpływ na pozycję odbiorcy na rynku energii.

Tabela 2. Charakterystyka skarg odbiorców

Problematyka	Ilość spraw załatwionych w 2004 r.	Ilość spraw załatwionych w 2005 r.
Energia elektryczna:	36	40
- wysokość cen i stawek opłat oraz prawidłowe rozliczenie za dostawę	6	10
- warunki przyłączenia do sieci	9	1
- warunki dostarczania energii	4	4
- układ pomiarowo-rozliczeniowy	3	2
- nielegalny pobór energii	4	11
- wstrzymanie dostaw energii	-	5
- dotrzymanie standardów jakościowych energii	5	3
- odmowa zawarcia umowy sprzedaży energii	-	3
- zwrot kosztów za uszkodzony sprzęt AGD	5	1
Ciepło:	13	8
- wysokość cen i stawek opłat oraz prawidłowe rozliczenie za dostawę	5	3
- realizacja warunków zawartej umowy	-	1
- rozliczenia z tytułu najmu pomieszczeń	-	1
- zabezpieczenie dostaw ciepła	5	1
- odmowa zawarcia umowy sprzedaży ciepła	1	1
- dotrzymanie standardów jakościowych nośnika ciepła	2	1
Paliwa gazowe:	4	3
- kwalifikacja odbiorcy do grupy taryfowej	2	1
- wstrzymanie dostaw gazu	-	1
- realizacja warunków zawartej umowy	1	1
- odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	1	-
Paliwa ciekłe:	-	1
- nielegalne napełnianie butli	-	1

Źródło: Wyliczenia własne na podstawie danych w OT URE w Katowicach

W ramach działań regulacyjnych rynku energii i paliw gazowych rozpatrywane były również skargi odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Tabela 2 pokazuje skalę zjawiska, które generalnie utrzymuje się na stałym poziomie.

Jak widać tematyka skarg była różna. Oprócz tych, których załatwienie leży w kompetencji Prezesa URE (standardy jakościowe dostaw i obsługi odbiorców, prawidłowość stosowania cen i stawek opłat taryfowych, kwestie związane z wstrzymaniem dostaw itp.) pojawiły się też takie, co do których właściwy pozostaje sąd powszechny bądź inne organy (realizacja warunków zawartej umowy, zwrot kosztów odszkodowań). W przypadku stwierdzenia nieprawidłowego działania przedsiębiorstwa energetycznego zostało ono zobowiązane do poprawy takiego stanu.

Należy zauważyć, że na olbrzymią rzeszę konsumentów, jakimi są odbiorcy paliw gazowych i energii, stosunkowo mały odsetek składa skargi czy wnioski o rozstrzygnięcie sporów. Z jednej strony może to oznaczać, że poziom usług oferowanych przez ich dotychczasowych sprzedawców jest zadowalający, natomiast z drugiej niedostateczną wiedzę z przysługujących odbiorcom praw na rynku energii.

5. Podsumowanie

Na zakończenie warto dodać, że znowelizowane PE w pełni przeniosło unijne środki ochrony odbiorców. Obrazuje to tabela 3.

Tabela 3. Porównanie praw odbiorców w przepisach unijnych i prawie polskim

Aneks A do obu Dyrektyw	Ustawa – Prawo energetyczne
Lit. A	Art. 5 ust. 2 i art. 7 ust. 2
Lit. B	Art. 5 ust. 5 i ust. 6
Lit. C	Częściowo art. 5 ust. 5 i ust. 6
Lit. D	Art. 5 ust. 2 (sposób prowadzenia rozliczeń)
Lit. E	Art. 5a ust. 4
Lit. F	Art. 5 ust. 2 i art. 8
Lit. G	Art. 5a

Źródło: Prezes URE, Raport Roczny dla Komisji Europejskiej z 29 lipca 2005 r., *Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, styczeń 2006

Należy mieć jednak świadomość, że nawet najlepiej skonstruowane przepisy prawa nie są w stanie być rękojmią właściwego zachowania uczestników rynku, tym samym nie wszystkie zidentyfikowane bariery mogą być usunięte przez działania regulatora. Tak więc dopiero powstanie konkurencyjnego rynku energii, dającego możliwość wyboru sprzedawcy wzmocni pozycję odbiorcy. Przyznanie odbiorcom tego prawa jest postrzegane jako najważniejszy wyznacznik

liberalizacji rynku³⁷). Czy wszyscy będziemy umieli i chcieli z tego skorzystać? Czy data 1 lipca 2007 r. stanie się przełomem, czy też jeszcze długo odbiorca na rynku energii nie będzie realnym podmiotem?

Literatura:

1. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., *Transformacja ustrojowa w polskiej elektroenergetyce. Od pełnego monopolu naturalnego ku... pełnej konkurencyjności?*, H. Ćwikliński (red.), *Transformacja polskiej gospodarki, ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.
2. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., *Państwo i rynek w energetyce*, M. Klamut (red.), *Proces globalizacji gospodarki – udział krajów w jej korzyściach i kosztach*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, Wrocław 2004.
3. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., *Polityka regulacyjna wobec energetyki*, J.J. Tomidajewicz (red.), *Polityka Gospodarcza w procesie akcesji Polski do Unii Europejskiej*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Poznaniu, Poznań 2003.
4. Figaszewska I., *Ochrona odbiorców słabych ekonomicznie w świetle Załącznika technicznego do raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*, Biuletyn URE nr 2/2006.
5. Jasiński P., Skoczny T. (red.), *Elektroenergetyka, Studia nad integracją europejską*, Warszawa 1996.
6. Juchniewicz L., *Kto i dlaczego potrzebuje konkurencji w energetyce?*, Dodatek informacyjno-edukacyjny pn. Ulepszamy Rynek Energii (cz. I) do Rzeczypospolitej z dnia 20.12.2005 r., przygotowany przez Urząd Regulacji Energetyki (URE).
7. Juchniewicz L., *Raport Roczny dla Komisji Europejskiej z 29 lipca 2005 r., Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, styczeń 2006.
8. Juszczak M., *Odbiorca energii i jego problemy. Relacje Sprzedawca – Odbiorca*, Biuletyn URE nr 2/2006.
9. Okólski M., *O rynku konkurencyjnym w ciepłownictwie, Energetyka ciepła i zawodowa*, nr 1/2006.
10. Szatybelko-Polom M., *Regulacja sektora ciepłowniczego – nadmierna ingerencja państwa w gospodarkę, czy obiektywna konieczność?*, H. Ćwikliński (red.), *Transformacja polskiej gospodarki, ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.
11. *Raport Komisji Europejskiej z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz gazu wraz z Załącznikiem technicznym do Raportu Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego*, „Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej”, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, styczeń 2006.
12. Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625).



Autorka jest dyrektorem Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach

37) Niestety liberalizacja stwarza zagrożenia po dwóch stronach – po stronie dostawców energii i po stronie odbiorców energii. W energetyce nie ma takiej sytuacji, w której odbiorca nie ponosiłby ryzyka. Szerzej na ten temat w artykule:

A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, *Państwo i rynek w energetyce*, M. Klamut (red.), *Proces globalizacji gospodarki – udział krajów w jej korzyściach i kosztach*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, Wrocław 2004.

DZIAŁANIA PODJĘTE PRZEZ PRZEDSIĘBIORSTWA DYSTRYBUCYJNE, MAJĄCE NA CELU ELIMINACJĘ NIEPRAWIDŁOWOŚCI WYSTĘPUJĄCYCH PODCZAS PROCESU PRZYŁĄCZANIA NOWYCH PODMIOTÓW DO SIECI

Iwona Figaszewska, Jacek Bełkowski

Zagadnienia związane z przyłączeniami obiektów do sieci zawsze należały do obszarów zainteresowania Prezesa URE. Zgodnie bowiem z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, spory wynikające z odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci rozstrzyga właśnie Prezes URE.

Z dniem 3 maja 2005 r., to jest od wejścia w życie nowelizacji Prawa energetycznego, wprowadzonej ustawą z dnia 4 marca 2005 r. – o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552), Prezes URE uzyskał także prawo do zgłaszania zastrzeżeń do odmów przedsiębiorstw energetycznych przyłączenia do sieci, z powodu braku warunków ekonomicznych (art. 7 ust. 1 i 9 ustawy – Prawo energetyczne).

Przesłanką wprowadzenia tej regulacji prawnej była ochrona interesu potencjalnych odbiorców przed niekorzystnymi decyzjami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie oceny warunków ekonomicznych wnioskowanych przyłączeń. Należy bowiem pamiętać, że przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu są realizatorami obowiązków publicznonprawnych. Oznacza to konieczność wykonywania przez nie takich działań, których nie podjęłyby się lub realizowałyby je w innym zakresie, gdyby kierowały się wyłącznie własnymi interesami handlowymi.

W celu ograniczenia liczby odmów, Prezes URE uznał za konieczne ustalenie i opublikowanie przejrzystych reguł w zakresie oceny ekonomicznej przyłączenia nowych pomiotów do sieci.

W Stanowiskach Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych¹⁾: gazowych z dnia 1 września 2005 r.; elektroenergetycznych z dnia 30 grudnia 2005 r. oraz z dnia 19 lipca 2006 r., zostały zawarte kryteria oceny efektywności ekonomicznej przyłączeń, jakie powinny być stosowane przez przedsiębiorstwa

energetyczne, aby nie narazić się na zgłoszenie przez Prezesa URE zastrzeżeń.

Do URE zaczęły jednak docierać niepokojące sygnały od osób starających się o przyłączenie do sieci gazowych i elektroenergetycznych o innych praktykach pracowników niektórych przedsiębiorstw energetycznych, związanych z procesem przyłączenia do sieci. Polegają one na oferowaniu ubiegającym się o przyłączenie do sieci, wykonawstwa instalacji odbiorczych przez nich samych lub też firmy, na rzecz których pracują. Często taka oferta jest związana z „załatwieniem” skrócenia czasu realizacji przyłączenia.

Prezes URE ocenił takie sytuacje jednoznacznie, tj. jako poważne nieprawidłowości, sprzyjające korupcji i prowadzące do ponoszenia strat przez przedsiębiorstwa oraz ponoszenia zwiększonych kosztów przez podmioty przyłączane do sieci. Przedsiębiorstwa, co do zasady, powinny bowiem stosować rozwiązania przyjazne odbiorcom, między innymi poprzez wyznaczanie oczekiwanych przez nich terminów realizacji przyłączenia, a nie terminów maksymalnie odległych w czasie. Prezes URE dał temu wyraz w „Stanowisku Prezesa URE w sprawie praktyk przyłączeniowych w niektórych przedsiębiorstwach dystrybucyjnych”, z dnia 10 marca 2006 r.

Przedsiębiorstwa, które dostrzegły niepokojące zjawiska, podjęły starania o likwidację ich przyczyn, np. wykorzystując przepisy ustawy – Kodeks pracy. Wprowadziły one powszechny obowiązek zawarcia z pracownikami „Umowy o zakazie konkurencji w trakcie trwania stosunku pracy”. Jest to przykład jednego z możliwych do przyjęcia środków prowadzących do eliminacji niepożądanych zjawisk. Stosowane rozwiązania mogą być różne, w zależności od konkretnych uwarunkowań przedsiębiorstwa, na przykład wcześniej zawartych umów, w tym umów społecznych.

Prezes URE w swoim *Stanowisku* zwrócił się zatem do władz przedsiębiorstw energetycznych o analizie stosowanych praktyk i podjęcie stosownych kroków, prowadzących do szybkiej likwidacji istniejących nieprawidłowości. Oczekiwał także, że przedsiębiorstwa poinformują go o wynikach przeprowadzonej analizy i podjętych działaniach.

1) Pełną treść Stanowisk Prezesa URE można znaleźć na www.ure.gov.pl – „Poradnik odbiorcy – Ważne informacje – Stanowiska Prezesa URE” lub „Stanowiska i Komunikaty”.

W przekazanych wyjaśnieniach spółki dystrybucyjne zapewniły Prezesa URE, że zjawiska patologiczne, o których mowa w *Stanowisku* nie występują u nich, a każdy sygnał jest przez nie analizowany.

Przekazane przez spółki wyjaśnienia w sposób szczegółowy ustosunkowują się do problemów poruszonych w opublikowanym *Stanowisku*. Przedstawiamy zatem stosowane przez spółki podjęte środki zaradcze, które, w naszej ocenie, **mogą zapoczątkować tworzenie „kodeksu dobrych praktyk”** w tej mierze. Spółki stosują takie środki, jak:

1. Zakaz prowadzenia działalności konkurencyjnej przez pracowników spółki zawarty w: Regulaminie Pracy pracowników spółki; Kodeksie Etyki; aktach wewnętrznych spółki (zarządzenie dyrektora, uchwała zarządu, zarządzenie Prezesa, wytyczne w sprawie możliwości wykonywania przez pracowników dodatkowej pracy bez naruszania zakazu konkurencji); dodatkowych umowach o zakazie konkurencji w trakcie trwania stosunku pracy lub po jego ustaniu, zawartych ze wszystkimi lub tylko z niektórymi pracownikami spółki (np. tylko tymi, którzy uczestniczą w procesie przyłączeń). W jednej ze spółek trwa procedura wypowiedzenia umów o pracę z pracownikami, którzy nie podpisali umów o zakazie konkurencji (w spółce tej wszyscy pracownicy zostali objęci obowiązkiem podpisania tego rodzaju umowy).
2. Wprowadzanie Systemu Zarządzania Jakością, zgodnie z normą ISO, który obejmuje także przyłączenia do sieci. Stosowanie tego Systemu wraz z zawartymi z pracownikami umowami o zakazie konkurencji doprowadziło, zdaniem spółki, do sytuacji, w której nie ma sygnałów od klientów o nieprawidłowościach w zakresie przyłączeń do sieci.
3. Opracowanie i wdrożenie jednolitych standardów obsługi klienta, określających pełen zakres działań spółki, w tym m.in. standardowe i nieprzekraczalne w normalnych warunkach terminy wykonawstwa przyłączeń.
4. Opracowanie procedur przyłączeniowych, zawierających precyzyjny katalog terminów obowiązujących w spółce dla procesu przyłączenia. Katalog terminów jasno określa ramy czasowe i nie daje możliwości manipulacji w tym zakresie. Takie same procedury obowiązują we wszystkich oddziałach spółki.
5. Wprowadzenie zakazu stosowania odmowy przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych. Szczególnie uzasadnione przypadki dopuszczone są jedynie za zgodą zarządu, wyrażoną w formie uchwały.
6. Maksymalne skrócenie terminów na wykonanie przyłączenia dla odbiorców wszystkich grup. Oznacza to, że ewentualne nieformalne działania pracowników spółki zmierzające do skrócenia tych terminów stały się bezprzedmiotowe i nie osiągną spodziewanego skutku.
7. Realizowanie wykonywania przyłączy poprzez zlecenie podmiotom zewnętrznym. Przy czym, decyzje

dotyczące terminów wykonania przyłącza wynikają z przyjętych w spółce procedur (Certyfikat ISO 9001:2000), co eliminuje udział pracowników przedsiębiorstwa wykonujących przyłączenie.

8. Pracownicy związani z procesem przyłączeniowym na bieżąco są informowani o konsekwencjach ewentualnych nadużyć oraz przekazywane są im stanowiska i komunikaty Prezesa URE.
9. Analizowanie metod bezpośredniej obsługi odbiorców, pod kątem ich doskonalenia ale też wykrywania i przeciwdziałania nieprawidłowościom.
10. Na bieżąco monitorowane są (kontrolowane), wpływające do spółki sygnały od klientów i dokonywana jest analiza przyczyn powstałych nieprawidłowości. Prowadzony jest rejestr skarg wpływających od odbiorców w zakresie obsługi związanej z procesem przyłączenia do sieci, co zdaniem spółki, gwarantuje sprawne i skuteczne interwencje w przypadku pojawienia się jakichkolwiek nieprawidłowości.
11. W przypadku wykrycia wykonywania przez pracowników spółki robót na zlecenie inwestorów, w stosunku do pracowników działających na szkodę spółki zastosowano kary regulaminowe, do wypowiedzenia umów o pracę włącznie.

Jak widać, spółki podjęły różnorodne środki mające zapobiec nieprawidłowościom w omawianym zakresie, niekiedy stosując łącznie kilka z nich. Spółki oceniły, że dotychczas przyjęte przez nie rozwiązania są skuteczne. Zachęcamy jednak do dalszych prac, mających na celu eliminację nieprawidłowości w procesie przyłączenia nowych podmiotów do sieci i wskazywanie także innych, możliwych do zastosowania rozwiązań. Wyrażamy nadzieję, że przedstawione środki, stosowane przez spółki dystrybucyjne będą inspiracją dla innych przedsiębiorstw do doskonalenia form obsługi podmiotów, starających się o przyłączenie do sieci.

Prezes URE będzie bowiem nadal monitorował każdy zgłoszony do niego przypadek, wskazujący na **nieprawidłowe praktyki stosowane przez spółki dystrybucyjne** w procesie przyłączania nowych podmiotów do sieci, które następnie stają się nowymi odbiorcami – uczestnikami rynku energii elektrycznej oraz gazu.



Iwona Figaszewska



Jacek Bełkowski

Autorzy są Rzecznikami Odbiorców Paliw i Energii

POLSCY OPERATORZY SYSTEMÓW A OBOWIĄZEK OPRACOWANIA PROGRAMÓW ZGODNOŚCI

Katarzyna Smagiel

Skąd wynika obowiązek opracowania i czym są programy zgodności

Zgodnie z przepisami Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz Dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego, operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo są niezależni pod względem formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją prowadzonych przez to przedsiębiorstwo¹⁾.

Przepisy wymienionych dyrektyw zobowiązują operatorów systemów do opracowania programów zgodności, tzn. programów określających środki podjęte dla zapewnienia eliminacji zachowań dyskryminacyjnych w stosunku do użytkowników systemu, a także zapewnienia odpowiedniej kontroli przestrzegania tych programów. W programach operatorzy określają szczególne obowiązki pracowników, dzięki którym możliwe jest osiągnięcie powyższego celu.

Jednocześnie na mocy przepisów dyrektyw operatorzy zostali zobowiązani do przedłożenia organowi regulacyjnemu, przez osobę lub jednostkę odpowiedzialną za kontrolę zgodności z programem, rocznych sprawozdań określających środki podjęte w celu realizacji programów. Sprawozdania te podlegają publikacji.

Ustawodawca polski dokonał implementacji powyższej regulacji do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.). 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), która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r., znowelizowała art. 9d ustawy – Prawo energetyczne. Operatorzy systemów, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i przez to zobowiązani do dokonania unbundlingu (rozdzielenia działalności), stosownie do zmienionego art. 9d ust. 4 i 5 ustawy, opracowują i są odpowiedzialni za realizację programów, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyj-

nego traktowania użytkowników systemu, oraz do dnia 31 marca każdego roku przedstawiają Prezesowi URE sprawozdania zawierające opisy działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów. Sprawozdania są publikowane w Biuletynie URE.

Powyższa regulacja ma na celu stworzenie takiego mechanizmu funkcjonowania operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego, który wykluczałby dyskryminujące (lub – co się z tym wiąże – uprzywilejowane) traktowanie użytkowników systemu przez tego operatora, tj. zabezpieczenie podmiotów korzystających z usług sieciowych przed działaniami operatorów, które w jakikolwiek sposób wyróżniałby *in plus* bądź *in minus* którykolwiek z tych podmiotów.

Aby powyższy cel mógł być osiągnięty, bardzo istotne jest nie tylko opracowanie właściwych zasad postępowania składających się na treść programu, ale także odpowiednie wdrożenie programu, tak aby stosujący go pracownicy mieli pełną świadomość rangi jego postanowień i obowiązku ich przestrzegania. Dlatego oprócz treści równie ważne jest przyjęcie właściwej formy prawnej programu, powołanie jednostki odpowiedzialnej za wdrożenie programu i realizację jego postanowień, przeszkolenie pracowników w zakresie obowiązków z niego wynikających, monitorowanie funkcjonowania programu oraz kontrolowane przestrzegania jego postanowień, a także określenie odpowiedzialności za naruszenie zasad określonych w dokumencie. Jednocześnie należy uwzględnić możliwość zmiany postanowień programu ze względu na zmieniające się otoczenie zewnętrzne.

Realizacja obowiązku sprawozdawczego

Do dnia 31 marca 2006 r. zarówno wyznaczeni przez Prezesa URE operatorzy systemów przesyłowych, tj. PSE – Operator SA i Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-System Sp. z o.o., jak i spółki dystrybucyjne będące na mocy przepisów ustawy z dnia 4 marca 2005 r. zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne operatorami systemów dystrybucyjnych w takim zakresie, w jakim pełniły funkcje tych operatorów przed dniem 3 maja 2005 r. – wykonały obowiązek wynikający z art. 9d ust. 5 ustawy, tj. przedstawiły Prezesowi URE sprawozdania z realizacji programów zgodności w 2005 r. Jedynie jedna spółka nie dopełniła tego obowiązku przysyłając sprawozdanie po terminie.

Sprawozdania te zostały opublikowane w „Biuletynach Branżowych URE – Energia elektryczna” Nr 14, 16, 17 i 18 oraz w „Biuletynach Branżowych URE – Paliwa gazowe” Nr 15, 16, 18, 19 i 21.

1) W sprawie rozdzielenia działalności wydano Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the Internal Market in Electricity and Natural Gas – The Unbundling Regime.

Analiza sprawozdań operatorów – co zrobiono w 2005 r. i pierwszym kwartale 2006 r.

Operatorzy systemów elektroenergetycznych

Na wstępie trzeba stwierdzić, że najbardziej zaawansowani we wdrażaniu programów zgodności są operatorzy systemów przesyłowych, którzy w odróżnieniu od operatorów systemów dystrybucyjnych, są już wydzieleni prawnie i działają jako odrębne przedsiębiorstwa sieciowe.

Program zgodności operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA został przyjęty uchwałą władz spółki w dniu 21 lutego 2005 r. Powołano jednostkę odpowiedzialną za realizację postanowień programu. Dokonano stosownych zmian w regulaminie pracy, do którego wpisano wynikające z programu obowiązki pracowników. Przeprowadzono szkolenie pracowników w zakresie postanowień programu i określonych w nim obowiązków. Pracownicy podpisali deklaracje przystąpienia do programu zobowiązując się do stosowania jego postanowień. Naruszenie postanowień programu pociąga za sobą określone sankcje. W dostępnych dla wszystkich pracowników folderach publicznych umieszczono treść programu zgodności oraz wykazy wszystkich informacji handlowych jawnych oraz sensytywnych (poufnych). W celu ochrony informacji sensytywnych określono zasady postępowania z informacjami, uwzględniając praktyki studenckie oraz pisanie prac dyplomowych z wykorzystaniem materiałów operatora. Opracowano także wzorcowe klauzule poufności, które stanowią część umów zawieranych z podmiotami zewnętrznymi, uruchomiono również stronę internetową, na której prezentowane są informacje jawne operatora oraz informacje dot. pracy systemu.

Analiza sprawozdań operatorów systemów dystrybucyjnych wykazała, że w 2005 r. jedynie w jednej spółce dystrybucyjnej program zgodności został opracowany i przybrał formę oficjalnego dokumentu zatwierdzonego przez władze spółki. W kilku spółkach programy zatwierdzono w pierwszym kwartale 2006 r., natomiast w większości spółek funkcjonują jedynie projekty takich dokumentów.

Tam, gdzie Program zgodności został zatwierdzony przez zarząd spółki, rozpoczęto szkolenia pracowników. Przeszkoleni pracownicy podpisują oświadczenia o zapoznaniu się z treścią programu i zobowiązują się do przestrzegania jego postanowień.

W nielicznych zaledwie przypadkach powołana została osoba lub komórka organizacyjna odpowiedzialna za wdrażanie postanowień programu. Komórka ta zajmuje się prowadzeniem szkoleń w zakresie obowiązków wynikających z programu, udzieleniem informacji dotyczących programu, monitoruje przestrzeganie jego postanowień oraz nadzoruje jego realizację, a także sporządza sprawozdania o przebiegu realizacji programu.

W większości spółek wyodrębniono działające w ramach struktur tych spółek oddziały, które w przyszłości mają zostać wydzielone prawnie jako OSD. W tym celu

zmieniono regulaminy organizacyjne spółek. Utworzone oddziały realizują zadania związane z prowadzeniem ruchu sieci dystrybucyjnej i wykonują zadania operatorskie. Obecnie jednak oddziały te nie są wydzielone prawnie.

W kilku spółkach dokonano rozdzielenia ewidencji księgowej dotyczącej działalności dystrybucyjnej od pozostałych form działalności poprzez wprowadzenie wydzielonego budżetu kosztów i wprowadzenie jednolitego planu kont zapewniającego oddzielne wykazywanie kosztów dystrybucyjnych i kosztów obrotu.

W niektórych spółkach opracowane zostały ujednolicone wzory dokumentów dotyczących procesu przyłączenia do sieci. Wzory te udostępniono użytkownikom na stronach internetowych spółek. Są to głównie wzory druków o wydanie warunków przyłączenia. Rozpoczęto także opracowywanie jednakowych dla wszystkich użytkowników systemu procedur obsługi klienta. Są to procedury wydawania warunków przyłączenia, zawierania umów o przyłączenie i umów o świadczenie usługi dystrybucji oraz procedury reklamacyjne.

W celu ochrony sensytywnych informacji handlowych podjęto działania zmierzające do wdrożenia zasad postępowania z tymi informacjami. Jednocześnie określono zasady postępowania z informacjami publicznymi.

W niektórych spółkach obowiązujące przepisy zostały uzupełnione o regulacje odnoszące się do zasad równego traktowania użytkowników systemu, w tym celu wprowadzono odpowiednie zmiany w regulaminach wewnętrznych tych spółek. Funkcjonuje Zintegrowany System Zarządzania, dokument, w którym zawarto procedury dotyczące obsługi klienta w obszarze dystrybucji wymuszające równe traktowanie wszystkich użytkowników systemu, są to m.in. zasady przyłączenia odbiorców, realizacji umów przyłączeniowych, klasyfikacji i dostępu do poszczególnych grup informacji.

W spółkach dystrybucyjnych, które zgodnie z rządowym Programem dla elektroenergetyki mają być skonsolidowane we Wschodniej Grupie Energetycznej L-5, rozpoczęte w 2004 r. działania przygotowawcze związane z rozdzieleniem działalności sieciowej od innych form działalności (uzgodniony został schemat funkcjonalny przedsiębiorstwa z wydzielonym operatorem, przyjęto harmonogram wdrażania) zostały wstrzymane ze względu na dążenie do ujednoczenia docelowego modelu wydzielenia operatora w poszczególnych spółkach tej grupy oraz w związku z projektem utworzenia Polskiej Grupy Energetycznej i przerwaniem procesu konsolidacji WGE.

Operatorzy systemów gazowych

Program zgodności operatora systemu przesyłowego Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-System Sp. z o.o. został przyjęty uchwałą władz spółki w dniu 4 marca 2005 r. Opracowano harmonogram wdrażania tego programu. Przygotowano również implementację wszystkich postanowień programu do dotychczas obowiązujących regulaminów wewnętrznych. Pracownicy

operatora gazowego zostali zapoznani z obowiązkami wynikającymi z programu oraz podpisali oświadczenia, w których zobowiązali się do przestrzegania jego postanowień. Dokonano analizy stanu obecnego pod kątem występowania przypadków dyskryminowania lub uprzywilejowanego traktowania użytkowników systemu. Nie stwierdzono takich przypadków.

Jak wynika z analizy przedstawionych Prezesowi URE sprawozdań gazowniczych spółek dystrybucyjnych, pierwsze działania zmierzające do wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego w tych spółkach zostały podjęte w czerwcu 2004 r. Zarząd PGNiG SA przyjął „Wytyczne właścicielskie dla spółek gazownictwa w zakresie utworzenia operatorów systemów dystrybucyjnych”. Natomiast pod koniec września 2004 r. PGNiG przesłał spółkom „Ramowy projekt programu zgodności dla OSD”. Pod koniec 2004 r. wstrzymano jednak realizację „Wytycznych ...”, co spowodowało zahamowanie prac nad programami zgodności. Do dzisiaj zarządy pięciu, spośród sześciu spółek gazowniczych, przyjęły programy zgodności w formie dokumentów zatwierdzonych uchwałą przez władze spółek.

W wyniku przyjęcia przez Zarząd PGNiG „Wytycznych właścicielskich ...” w strukturach wszystkich spółek gazowniczych utworzone zostały oddziały, które przejęły zadania operatorów systemów. Analiza sprawozdań wykazała, że jedynie jedna ze spółek deklaruje, że wydzielenie OSD ma charakter wydzielenia funkcjonalnego w rozumieniu art. 9d ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Gwarancją niezależności funkcjonalnej OSD w tej spółce jest wprowadzenie odpowiednich zapisów do Regulaminu organizacyjnego spółki. Zgodnie z nimi zarząd spółki zatwierdza jedynie plan finansowy działalności OSD, w ramach którego kierujący oddziałem samodzielnie podejmuje decyzje związane z realizacją zadań i funkcjonowaniem OSD. Osoba ta nie może pełnić funkcji we władzach spółki, ani świadczyć pracy na rzecz innych niż OSD jednostek organizacyjnych spółki, ani podmiotów zależnych od spółki.

W sprawozdaniu innej spółki wskazano, że oddziałem kieruje dyrektor, który w granicach pełnomocnictw udzielonych przez zarząd spółki upoważniony jest do wydawania dokumentów regulujących wewnętrzne zasady funkcjonowania OSD. Pracownicy OSD zatrudnieni są na podstawie umowy o pracę zawartej ze spółką.

W trzech spółkach powołano jednostki koordynujące wdrażanie i realizację postanowień programu. W dwóch spośród nich rozpoczęto szkolenia pracowników OSD objętych programem zgodności, w jednej pracownicy po szkoleniu podpisali oświadczenia o zapoznaniu się z treścią programu i o przyjęciu programu do stosowania.

Cztery spółki deklarują wdrożenie w ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością lub innego dokumentu stanowiącego wewnętrzną regulację procedur dotyczących obsługi klienta w obszarze dystrybucji, które wymuszają niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu. W dwóch spółkach są to procedury:

wydawania warunków przyłączenia, zawierania umów o przyłączenie, zawieranie umów o świadczenie usługi dystrybucji, obsługa reklamacji klienta, monitorowanie poziomu satysfakcji klienta.

Podsumowanie

Analiza sprawozdań spółek dystrybucyjnych wykazała, że spółki te nie w pełni dostrzegają znaczenie, jakie dla przeprowadzenia prawidłowego unbundlingu mają programy zgodności. Programy te są szczególnie ważne obecnie, kiedy operatorzy systemów dystrybucyjnych nie są wyodrębnieni prawnie i działają wciąż w ramach przedsiębiorstw zajmujących się zarówno dystrybucją, jak i obrotem. W takich warunkach interesy operatorów utożsamiane są z interesami spółek macierzystych, zatem ryzyko uprzywilejowanego traktowania tych spółek jest realne. Taka sytuacja nie sprzyja realizacji przez operatora obowiązków o charakterze użyteczności publicznej jaką powierzył mu ustawodawca. Stworzenie formalnych ram działania opartych na zasadzie niedyskryminacji zapewni neutralność operatora, a w konsekwencji zagwarantuje wszystkim użytkownikom systemu dostęp do sieci na równych prawach.

Niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu powinno przejawiać się w każdym działaniu podejmowanym przez członków kierownictwa oraz pracowników operatora. Aby tak było muszą oni dokładnie znać swoje obowiązki oraz mieć świadomość wagi stosowania reguł postępowania określonych w programie zgodności. Prawidłowe wdrożenie programu ma więc ogromne znaczenie. Nie mogą to być enigmatyczne zasady wynikające z kilku dokumentów zawierających przepisy wewnętrzne spółki, lecz zrozumiałe dla wszystkich pracowników określone zasady postępowania, które pracownik zna, wie czemu służy i świadomie zobowiązuje się do ich przestrzegania, wiedząc zarazem, że przekroczenie ich pociągnie za sobą określone konsekwencje.



*Autorka jest pracownikiem
Departamentu Promowania Konkurencji URE*

NIEPRZESTRZEGANIE WARUNKÓW KONCESJI NA OBRÓT PALIWAMI CIEKŁYMI W ORZECZNICTWIE SĄDU OCHRONY KONKURENCJI I KONSUMENTÓW

Marek Zawiska

Dokonujący się nieustannie postęp techniczny powoduje ciągle wzrost znaczenia transportu, w szczególności transportu kołowego, stanowiącego zarówno niezbędny czynnik, umożliwiający prawidłowe funkcjonowanie współczesnego obrotu gospodarczego, jak również element posiadający istotny wpływ na podwyższenie standardu tzw. „życia codziennego”. Należy uznać za nie podlegające dyskusji stwierdzenie, że warunkiem koniecznym dla sprawnego funkcjonowania transportu jest dostęp do paliw ciekłych o parametrach umożliwiających zarówno prawidłową eksploatację wszelkiego rodzaju pojazdów mechanicznych, jak i ograniczenie, w możliwie wysokim stopniu, negatywnego wpływu „konsumpcji” paliw ciekłych na środowisko naturalne.

I. Omawiając problematykę związaną z monitorowaniem i kontrolą parametrów jakościowych paliw ciekłych, należy uwzględnić przepisy kolejnych ustaw regulujących ten problem. Pierwszą z nich była ustawa z dnia 10 stycznia 2003 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych¹⁾, która obowiązywała niespełna 3 miesiące (od 1 stycznia do 18 marca 2004 r.). Obecnie obowiązuje ustawa z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych²⁾, która – po niespełna dwuletnim okresie obowiązywania – zastąpiona zostanie przez kolejną ustawę³⁾.

Ustawa z dnia 23 stycznia 2004 r. określa zasady organizacji i działania systemu monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych⁴⁾ przeznaczonych do stosowania w pojazdach, ciągnikach rolniczych, a także maszynach nieporuszających się po drogach, w celu ograniczenia negatywnych skutków oddziaływania tych paliw na zdrowie i środowisko (art. 1). Mocą art. 7 ust. 1 utworzony został System Monitorowania i Kontrolowania Jakości Paliw Ciekłych i Biopaliw Ciekłych, którego celem jest przeciwdziałanie wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz używaniu przez przedsiębiorcę paliw ciekłych i biopaliw ciekłych znajdujących się w stacjach zakładowych niespełniających wymagań jakościowych określonych w przepisach wykonawczych, wydanych odpowiednio na podstawie art. 4 ust. 2⁵⁾ lub 3⁶⁾ albo art. 5 ust. 3. Systemem monitorowania zarządza Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (art. 8 ust. 1), który realizuje swoje zadania przy pomocy Inspekcji Handlowej (art. 8 ust. 4). Istotna dla realizacji celu ustawy, określonego w powołanym wyżej art. 1, jest regulacja zawarta w art. 6 ust. 1, zawierająca zakaz obrotu paliwami ciekłymi lub ich gromadzenia przez przedsiębiorcę w stacjach zakładowych, jeżeli nie spełniają wymagań jakościowych określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 4 ust. 2⁷⁾ albo art. 5

1) Dz. U. Nr 17, poz. 154 i Nr 199, poz. 1934.

2) Dz. U. Nr 34, poz. 293 i Nr 173, poz. 1808.

3) W dniu 21 lipca 2006 r. Sejm uchwalił ustawę o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, która zgodnie z art. 43 i 44 tej ustawy, z dniem 1 stycznia 2007 r. zastąpi ustawę z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych. Istotne jest, że nowa ustawa, w odróżnieniu do obecnie obowiązującej (patrz przypis 4), umożliwi objęcie monitoringiem i kontrolą jakości również takich rodzajów paliw jak: gaz skroplony (LPG), sprężony gaz ziemny (CNG), lekki olej opałowy, ciężki olej opałowy oraz olej do silników statków żeglugi śródlądowej (por. art. 2 ust. 1 pkt 3 nowej ustawy). Do ustawy tej Senat wniósł poprawki, które w dniu 7 sierpnia 2006 r. zostały skierowane do sejmowej Komisji Gospodarki.

4) Definicje paliw ciekłych i biopaliw ciekłych znajdują się w art. 3 ust. 1 pkt 3 i 4 tej ustawy. Definicje o analogicznej treści zawiera również art. 2 pkt 7 i 8 ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 199, poz. 1934, z późn. zm.).

5) Por. rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 19 października 2005 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych (Dz. U. Nr 216, poz. 1825). Natomiast art. 4 ust. 1 stanowi, że paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe powinny spełniać wymagania jakościowe właściwe dla danego paliwa w szczególności ze względu na ochronę środowiska.

6) Art. 4 ust. 3 zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych, z uwzględnieniem stanu wiedzy technicznej w tym zakresie wynikającego z badań tych paliw, a także doświadczeń w stosowaniu biopaliw ciekłych. Jak dotąd, minister właściwy do spraw gospodarki nie skorzystał z możliwości wydania rozporządzenia na podstawie art. 4 ust. 3.

7) Patrz przypis 5.

ust. 3⁸⁾. Z kolei w art. 23 ust. 1 i 2 przewidziano karę grzywny do 500.000 złotych lub karę pozbawienia wolności do lat 3 – za dokonywanie obrotu paliwami ciekłymi lub biopaliwami ciekłymi niespełniającymi wymagań jakościowych określonych w ustawie lub za gromadzenie w stacji zakładowej paliwa ciekłego lub biopaliwa ciekłego niespełniającego wymagań jakościowych określonych w ustawie. Jeżeli paliwa, o których mowa w art. 23 ust. 1 lub 2, stanowią mienie znacznej wartości, sprawca podlega grzywnie do 1.000.000 złotych lub karze pozbawienia wolności od 3 miesięcy do 5 lat (art. 23 ust. 3). W przypadku mniejszej wagi przestępstw wymienionych w art. 23 ust. 1 i 2, sprawca podlega grzywnie (art. 23 ust. 4). Art. 23 ust. 5 stanowi natomiast, że jeżeli sprawca czynu określonego w art. 23 ust. 1-3 działa nieumyślnie, podlega grzywnie do 250.000 złotych. Ponadto, w myśl art. 24, uniemożliwienie lub utrudnianie inspektorowi przeprowadzenie kontroli lub usuwanie paliwa ciekłego lub biopaliwa ciekłego zabezpieczonego w wyniku kontroli, podlega grzywnie, karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do roku. Instrumentem, który umożliwia ujawnienie faktu prowadzenia obrotu lub gromadzenia na stacjach zakładowych paliwa lub biopaliwa o nieprawidłowych parametrach są przepisy umożliwiające przeprowadzanie stosownych kontroli u przedsiębiorców.

Zgodnie z art. 10 ust. 1, kontrolę u przedsiębiorców jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wszczyna i przeprowadza inspektor Inspekcji Handlowej. Kontrola dokumentowana jest stosownymi protokołami (art. 13 i art. 14), natomiast badania jakości kontrolowanego paliwa przeprowadzane są w akredytowanych laboratoriach i również dokumentowane stosownym protokołem (art. 17 i art. 19).

II. Pamiętać należy także o regulacji zawartej w art. 171 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska⁹⁾, który stanowi, że zabrania się wprowadzania do obrotu produktów, które nie odpowiadają wymaganiom, o których mowa w art. 166 i 167 tej ustawy oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 169¹⁰⁾ i 170.

8) Art. 5 ust. 3 zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, nie dłuższy niż 6 miesięcy: wymagań jakościowych dla paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych innych niż określone w przepisach wydanych odpowiednio na podstawie art. 4 ust. 2 lub 3, rodzaju oznaczenia numerycznego umożliwiającego identyfikację paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych oraz ich nazwy, terminów obowiązywania wymagań jakościowych dla poszczególnych paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych – z uwzględnieniem ochrony zdrowia, środowiska oraz wpływu stosowania paliw odpowiadających takim wymaganiom na eksploatację pojazdów. Jak dotąd, minister właściwy do spraw gospodarki nie skorzystał z możliwości wydania rozporządzenia na podstawie art. 5 ust. 3.

9) Dz. U. Nr 62, poz. 627, z późn. zm.

10) Patrz rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 grudnia 2002 r. w sprawie szczegółowych wymagań jakościowych dla niektórych paliw ciekłych (Dz. U. Nr 229, poz. 1918), które zostało wydane na podstawie art. 169.

Naruszenie zakazu określonego w art. 171 podlega, w myśl art. 348 ust. 1, karze grzywny.

III. Również przepisy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹¹⁾ umożliwiają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesowi URE) stosowanie sankcji finansowych wobec przedsiębiorców dopuszczających się wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwych parametrach. Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 tej ustawy, prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi wymaga uzyskania koncesji Prezesa URE¹²⁾. Koncesje na obrót paliwami ciekłymi zawierają standardowy zapis, w myśl którego koncesjonariuszom nie wolno czynić przedmiotem obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe są niezgodne z parametrami wynikającymi z zawartych umów i z norm określonych prawem.

Uzyskanie przez Prezesa URE materiału dowodowego, którym w większości przypadków są wyniki badań kontrolnych przeprowadzonych na zasadach określonych przepisami ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, niejednokrotnie stanowi podstawę dla wszczęcia postępowania, dotyczącego wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorcy dokonującemu obrotu paliwami o niewłaściwych parametrach. Art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne stanowi bowiem, że karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji.

IV. Rozpatrując odwołania od decyzji, mocą których Prezes URE wymierzył przedsiębiorcom posiadającym koncesję na obrót paliwami ciekłymi kary pieniężne na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (Sąd OKiK), sformułował kilka istotnych tez, które przedstawiono poniżej. Tezy te pozostaną aktualne również po wejściu w życie ustawy wspomnianej w przypisie 3.

1. Ukarani przez Prezesa URE przedsiębiorcy, odwołując się od decyzji o nałożeniu kary, niejednokrotnie przedstawiali argument, że posiadali przekazywane im przez pośredników certyfikaty jakości paliw, wystawiane m.in. przez producentów paliw (rafinerie), co miało upewniać ich w przekonaniu, że wprowadzają do obrotu paliwa o prawidłowej jakości. Sąd OKiK rozpatrując jedno z odwołań zawierających tego rodzaju argumenty, w wyroku z dnia 9 listopada 2005 r. (sygn. akt XVII Ame 67/04) wyraził pogląd, w myśl którego: „(...) akceptując warun-

11) Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

12) Wyjątkiem jest obrót gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10.000 euro. Przepisy dotyczące tego problemu ulegały wielokrotnym zmianom. Do dnia 19 marca 2004 r. obowiązek uzyskania koncesji na obrót paliwami ciekłymi nie występował, jeżeli roczna wartość obrotu tymi paliwami nie przekraczała równowartości 500.000 euro.

ki koncesji, powód zobowiązał się do sprzedaży paliw, których parametry jakościowe są zgodne z parametrami wynikającymi z zawartych umów lub norm określonych obowiązującymi przepisami, co oznacza, że uznał, iż jest on w stanie z obowiązku tego się wywiązać. Należy przy tym zwrócić uwagę, że przedsiębiorca ma pełną swobodę wyboru działań, które podejmie w celu wywiązania się z obowiązków koncesyjnych. Kontrola poszczególnych partii paliwa jest tylko jednym z możliwych działań w tym zakresie i wcale nie koniecznym, jeśli przedsiębiorca będzie zaopatrywał się w paliwa od podmiotów do których ma zaufanie. (...) Oparcie się wyłącznie na certyfikacie jakości producenta należy ocenić jako działanie niedostateczne. Certyfikat taki oznacza jedynie, że producent zapewnia o jakości paliwa w chwili zakupu od niego. Nie oznacza to jednak, że paliwo to posiada właściwą jakość w chwili sprzedaży na stacji paliw. W czasie pomiędzy sprzedażą paliwa przez (...) producenta, a sprzedażą paliwa konsumentowi jest wiele możliwości zmiany składu paliwa zarówno na stacji benzynowej jak i u pośredników. Powód nie wykazał zaś, że podjął działania, które uniemożliwiałyby obniżenie jakości paliwa, lub czyniłyby to nieopłacalnym (np. poprzez zawarcie w umowach z pośrednikami kar umownych za dostarczenie paliwa o jakości nieodpowiadającej normom wynikającym z obowiązujących przepisów). Podkreślenia, w ocenie Sądu, wymaga też fakt, że powód jest przedsiębiorcą prowadzącym działalność koncesjonowaną, a zatem jest on obowiązany do działania z najwyższą starannością [podkr. – M. Z.] wynikającą zarówno z zawodowego charakteru tej działalności, jak i tego, że działalność ta (sprzedaż paliw) podlega szczególnym rygorom, objawiającym się m.in. jej koncesjonowaniem. (...) zważyć należało, że (...) działania powoda prowadzone były ze starannością niższą od przeciętnej. Opierając się wyłącznie na informacjach jakie od lat publikowane są w środkach masowego przekazu, nawet przeciętny konsument liczy się z ryzykiem fałszowania paliw, starając się korzystać, w miarę możliwości, ze stałych i sprawdzonych stacji benzynowych. Dla powoda, jako koncesjonowanego przedsiębiorcy powinno być to oczywiste i skutkować najwyższą starannością przy nabywaniu paliw. Takiej zaś staranności, w ocenie Sądu, powód nie dochował, ograniczając się do przyjęcia bezwartościowego certyfikatu."

2. Dokonując oceny przypadku o analogicznym stanie faktycznym, Sąd OKiK w wyroku z dnia 27 marca 2006 r. (sygn. akt XVII AmE 108/04) stwierdził, co następuje: „Powołane w zaskarżonej decyzji okoliczności faktyczne dotyczące wprowadzenia do obrotu paliwa niespełniającego normy jakościowej są bezsporne. Strona powodowa nawet ich nie kwestionowała wskazując jedynie, że nie ponosi odpowiedzialności za niewłaściwą jakość sprzedawanych paliw. Powód przedstawił świadectwa jakości paliwa, które otrzymał od dostawcy wraz z fakturą. Jednocześnie z zebranego materiału dowodowego wynika, że powód przy odbiorze towaru nie przeprowadził żadnych dodatkowych badań jakości paliwa uznając, iż otrzymane świadectwa jakości są gwarancją zgodności towaru

z normą, a ponadto nie posiada możliwości i środków na przeprowadzenie badania jakości dostarczonego paliwa. Powód uznał, że skoro zadbał aby każda z partii kontrolowanego paliwa posiadała świadectwo jakości, spełnił w jego ocenie wymagane reguły staranności, ponieważ nie może podważać certyfikatów jakościowych wystawionych przez producenta. (...) W ocenie Sądu przedstawione świadectwa jakości nie mogą być dowodem należytej jakości dostarczonego towaru. Dotyczą one paliwa znajdującego się w zbiornikach hurtowni. Jednak Powód przy odbiorze paliwa nie pobrał stosownych próbek do kontroli. (...) W sytuacji, gdy przy odbiorze paliwa powód nie podjął działań mających na celu ustalenie jakości konkretnej partii towaru opierając się tylko na otrzymanych certyfikatach należy stwierdzić, że nie zadbał on o dochowanie aktów staranności i przyjął na siebie odpowiedzialność za jakość wprowadzonego do sprzedaży paliwa. Powód nie wykazał bowiem, jakiej jakości paliwo otrzymał i na własne ryzyko dopuścił do jego sprzedaży, przyjmując jedynie na podstawie dokumentu, że spełnia normy jakościowe określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dn. 17.12.2002 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla paliw ciekłych (Dz. U. Nr 229, poz. 1918). Jeśli więc w wyniku przeprowadzonej na stacji paliw kontroli ustalono, że wprowadzone do obrotu paliwo nie spełnia wymogów jakościowych, **odpowiedzialność z tego tytułu spoczywa na podmiocie gospodarczym prowadzącym sprzedaż tego paliwa**" [podkr. – M. Z.].

3. Z kolei w wyroku z dnia 1 marca 2006 r. (sygn. akt XVII AmE 103/04) Sąd OKiK stwierdził, iż: „(...) nie podziela (...) stanowiska powódki, że jej rola przy zakupie paliwa ograniczona jest do egzekwowania od dostawcy certyfikatu jakościowego. Należyta staranność powódki należy ocenić, zgodnie z art. 355 § 2 k.c.¹³⁾, a więc uwzględniając zawodowy charakter prowadzonej przez nią działalności. Działalność ta ma charakter koncesjonowany, a koncesja nakładała na powódkę obowiązek sprzedaży paliw o jakości zgodnej z obowiązującymi przepisami (warunek 2.2.3 koncesji Nr (...)). W ocenie Sądu, na powódce ciążył zatem obowiązek stworzenia takiej organizacji, aby wykluczyć

13) W myśl art. 355 § 2 Kodeksu cywilnego, należyta staranność dłużnika w zakresie prowadzonej przez niego działalności gospodarczej określa się przy uwzględnieniu zawodowego charakteru tej działalności. W wyroku z dnia 17 sierpnia 1993 r. (sygn. akt III CRN 77/93) Sąd Najwyższy sformułował następującą tezę: „(...) w odniesieniu do stosunków o charakterze zawodowym wymagane są kryteria specjalistyczne (art. 355 § 2 k.c.). Jest to staranność na poziomie wyższym od przeciętnej [podkr. – M. Z.], wymagana od specjalistów bez względu na to, czy odpowiednio wysoki stopień biegłości osiągnięty został w drodze uzyskania specjalistycznego wykształcenia zawodowego (fachowego), czy też poprzez praktyczne doskonalenie zawodowe. Zasadne jest zatem zapatrywanie, że każdy podmiot gospodarczy, dopełniając czynności związanych z zamierzonym prowadzeniem działalności gospodarczej, składa jednocześnie zapewnienie o spełnieniu wszystkich warunków wymaganych – w obowiązujących przepisach – do prowadzenia takiej działalności gospodarczej. Do nich należy posiadanie wiadomości i umiejętności fachowych na poziomie wymaganym w obowiązujących przepisach.”

możliwość wprowadzenia do sprzedaży paliwa o jakości nieodpowiadającej obowiązującym przepisom. Poleganie wyłącznie na dostarczonych certyfikatach jakości jest, zdaniem Sądu działaniem niedostatecznym. **Należy przy tym mieć na względzie, że nabywca końcowy paliwa, tym bardziej nie ma możliwości kontroli paliwa na stacji benzynowej. Gdyby zatem zakres obowiązku dystrybutora ograniczał się do sprawdzania wyłącznie certyfikatów, kontrola jakości w ogóle by nie istniała. Nie byłoby, w takiej sytuacji sensu koncesjonowania działalności w zakresie dystrybucji paliw. W koncesjonowaniu działalności, należy w tym przypadku upatrywać celu, jakim jest stworzenie (...) systemu dystrybucji paliw, w którym konsument może mieć pełne zaufanie do jakości paliwa.** [podkr. – M. Z.].

4. Przedmiotem analizy dokonanej przez Sąd OKiK był również przypadek, w której przyczyną wymierzenia przez Prezesa URE kary pieniężnej było ujawnienie, w trakcie kontroli przeprowadzonej przez Wojewódzkiego Inspektora Inspekcji Handlowej, faktu oferowania do sprzedaży paliwa z odmierzacza, który nie posiadał świadectwa legalizacji. W omawianej sprawie istotne jest, że koncesja, którą posiadał przedsiębiorca zawierała warunek, zgodnie z którym koncesjonariusz był zobowiązany do utrzymywania stanu technicznego oraz wyposażenia użytkowanych obiektów, instalacji i urządzeń związanych z prowadzeniem działalności objętej koncesją, zgodnego z obowiązującymi przepisami określającymi wymogi techniczne, w tym m.in. metrologiczne. Oddalając odwołanie koncesjonariusza, Sąd OKiK w wyroku z dnia 5 grudnia 2005 r. (sygn. akt XVII Ame 75/04) stwierdził, że: „Sprzedaż prowadzona z użyciem urządzenia pomiarowego nie posiadającego aktualnego świadectwa jego legalizacji stwarza społeczne niebezpieczeństwo nierzetelnego pomiaru sprzedawanego paliwa, co podważa pewność obrotu i zaufanie społeczne do organów legalizujących takie urządzenia. Istotne przy tym znaczenie ma fakt, że przyczyną braku świadectwa legalizacji było anulowanie świadectwa (...) na skutek przekroczenia dopuszczalnego

błędu. Faktycznie więc sprzedawano inną ilość paliwa niż wskazana przez odmierzacz. Powód miał zatem świadomość tego faktu i powinien zaprzestać sprzedaży i stworzyć warunki aby nie było to możliwe.”

5. Niejednokrotnie przedsiębiorcy podnoszą w odwołaniach, że wysokość kary wymierzonej przez Prezesa URE jest niewspółmierna do stopnia zawinienia, w szczególności z uwagi na niewielką – zdaniem skarżących – ilość paliwa o niewłaściwej jakości wprowadzonego do obrotu. W tym miejscu należy przywołać tezę zawartą w powołanym wyżej wyroku Sądu OKiK z dnia 9 listopada 2005 r. (sygn. akt XVII Ame 67/04), zgodnie z którą: „Niższa kara¹⁴⁾, zdaniem Sądu nie spełniałaby swojej funkcji prewencyjnej, zwłaszcza, że sprzedaż paliw nienależytej jakości powoduje znaczne szkody społeczne. Nawet sprzedaż jednej partii takiego paliwa powoduje, że wielu konsumentów może odczuć bezpośrednio tego skutki w postaci np. uszkodzeń pojazdów lub ich wcześniejszego zużycia, większego zużycia paliwa itp. Nie bez znaczenia są także negatywne skutki dla środowiska.”



Autor jest pracownikiem Biura Prawnego URE

14) W omawianej sprawie wysokość kary pieniężnej wymierzonej przez Prezesa URE wyniosła 0,24% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. W myśl art. 56 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, wysokość kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 tej ustawy, nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego

przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

**Informacja o wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie
z dnia 25 lipca 2006 r. w sprawie sporu zaistniałego pomiędzy
Hutą „Łaziska” SA a Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym SA,
dotyczącego wstrzymania dostaw energii elektrycznej**

W dniu 25 lipca 2006 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie po przeprowadzeniu rozprawy, **oddalił** – jako bezzasadną – apelację Huty „Łaziska” SA od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 19 października 2005 r. (sygn. akt XVII AmE 94/04) **oddalającego** odwołanie Huty od decyzji Prezesa URE z dnia 14 listopada 2001 r. stwierdzającej, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA w dniu 11 października 2001 r. do obiektów Huty **nie było nieuzasadnione**.

Powołany wyrok poprzedziły następujące wydarzenia.

W dniu 12 października 2001 r. na wniosek Huty „Łaziska” SA (dalej: Huta) Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie rozstrzygnięcia sporu, jaki zaistniał pomiędzy Hutą a Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym SA (dalej: GZE) dotyczącego wstrzymania dostaw energii elektrycznej w dniu 11 października 2001 r. przez GZE do obiektów Huty. Równocześnie w dniu 12 października 2001 r. Prezes URE wydał postanowienie o charakterze tymczasowym, nakazujące GZE podjęcie i kontynuowanie dostarczania energii elektrycznej, na warunkach określonych w zawartej przez strony terminowej umowie sprzedaży energii elektrycznej z dnia 30 lipca 2001 r. Na Hucie spoczywał obowiązek uiszczenia opłat za energię.

W dniu 14 listopada 2001 r. Prezes URE wydał decyzję stwierdzającą, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione i równocześnie uchylił postanowienie z dnia 12 października 2001 r. Odwołanie od tej decyzji wniosła Huta. Wyrokiem z dnia 28 października 2002 r. ówczesny Sąd Antymonopolowy uchylił decyzję Prezesa URE. Od wyroku tego kasację do Sądu Najwyższego wniosł GZE (w 2002 r. przepisy

prawa nie przewidywały apelacji), a Prezes URE do niej się przyłączył.

W dniu 4 marca 2004 r. Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Antymonopolowego i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania. Równocześnie w uzasadnieniu wyroku Sąd wyraził pogląd, że do czasu rozstrzygnięcia sporu przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odbiorca energii ma prawo do jej odbioru na warunkach i zasadach określonych w postanowieniu Prezesa URE.

W dniu 19 października 2005 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów ponownie rozpoznał sprawę i oddalił odwołanie Huty. Huta wniosła apelację od tego wyroku.

W dniu 24 lutego 2006 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zmienił wspomniane wyżej postanowienie Prezesa URE z dnia 12 października 2001 r. i ustalił nowe warunki, w tym m.in. stosowanie cen i stawek opłat z aktualnej taryfy GZE, prawo do pobierania przedpłat, natychmiastowe wstrzymanie dostaw w przypadku braku przedpłat.

W dniu 25 lipca 2006 r. – jak wskazano na wstępie – Sąd Apelacyjny oddalił apelację Huty. Pełny tekst wyroku zamieszczono na stronie www.ure.gov.pl (szukać: Prawo – Orzecznictwo Sądowe – Orzeczenia Sądu Apelacyjnego – Rok 2006).

*Ryszard Taradejna, Dyrektor Biura Prawnego URE
Warszawa, 22 sierpnia 2006 r.*

Zapraszamy na stronę internetową URE

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

WYROK TRYBUNAŁU KONSTYTUCYJNEGO

z dnia 25 lipca 2006 r.

sygn. akt P 24/05

Trybunał Konstytucyjny w składzie:

Mirosław Wyrzykowski – przewodniczący,
Biruta Lewaszkiewicz-Petrykowska,
Marek Mazurkiewicz,
Jerzy Stępień,
Bohdan Zdziennicki – sprawozdawca,
protokolant: Grażyna Szałygo,

nych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336) jest zgodne z art. 22 i art. 92 ust. 1 Konstytucji,

o r z e k a:

Art. 9 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, ze zm.), w brzmieniu zmienionym przez art. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), obowiązującym do dnia wejścia w życie ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144) w zakresie, w jakim nakłada na określone w nim przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek zakupu energii oraz ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, jest zgodny z art. 22 i art. 92 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej.

Ponadto postanawia:

po rozpoznaniu, z udziałem Sejmu oraz Ministra Gospodarki i Prokuratora Generalnego, na rozprawie w dniu 25 lipca 2006 r., pytania prawnego Sądu Apelacyjnego w Warszawie, czy:

- 1) art. 9 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, ze zm.), w brzmieniu obowiązującym do dnia wejścia w życie ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), jest zgodny z art. 22 i art. 92 ust. 1 Konstytucji,
- 2) rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonal-

na podstawie art. 39 ust. 1 pkt 1 i ust. 2 ustawy z dnia 1 sierpnia 1997 r. o Trybunale Konstytucyjnym (Dz. U. Nr 102, poz. 643, z 2000 r. Nr 48, poz. 552 i Nr 53, poz. 638, z 2001 r. Nr 98, poz. 1070 oraz z 2005 r. Nr 169, poz. 1417) umorzyć postępowanie w pozostałym zakresie ze względu na zbędność orzekania.



Energetyka Poznańska – Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o. Jastrowie

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 12 maja 2006 r.

w sprawie szczegółowego sposobu tworzenia i ustalania ilości
zapasów obowiązkowych paliw ciekłych

(Dz. U. Nr 92, poz. 642)

Na podstawie art. 19a ust. 5 ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. z 2003 r. Nr 24, poz. 197, z 2004 r. Nr 42, poz. 386 oraz z 2005 r. Nr 132, poz. 1110 i Nr 143, poz. 1201) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy sposób tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych oraz ustalania ich ilości przez producentów i przywoźących, w tym również producentów paliw wytwarzających te paliwa poprzez procesy mieszania paliw lub komponentów;
- 2) procentowy udział zapasów poszczególnych paliw, które mogą być utrzymywane w postaci ropy naftowej i półproduktów jej rafinacji;
- 3) rodzaje dokumentów potwierdzających wyłączenia, o których mowa w art. 18 pkt 2 i 3 ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw, zwanej dalej „ustawą”.

§ 2. 1. Producenci i przywoźcy tworzą zapasy obowiązkowe paliw ciekłych, zwane dalej „zapasami”, ustalając ich ilość na dany rok kalendarzowy na podstawie wielkości produkcji lub przywozu paliw ciekłych, w tym paliw ciekłych wchodzących w skład biopaliw ciekłych, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, dokonanego w ramach importu oraz nabycia wewnątrzspółnotowego w poprzednim roku kalendarzowym, według poniższego wzoru, z zastrzeżeniem ust. 2-6:

$$ZO = \left[\frac{P-O}{R} \times H \right] \times W$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ZO – minimalną wielkość zapasów, wyrażoną w jednostkach objętościowych, w temperaturze referencyjnej 15 °C (288 °K);
- P – wielkość produkcji i przywozu paliw ciekłych określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 23 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, w zakresie których tworzy się zapasy obowiązkowe (Dz. U. Nr 265, poz. 2219),

wyrażoną w jednostkach objętościowych, w temperaturze referencyjnej 15 °C (288 °K);

- O – uprawnione odliczenia, o których mowa w ust. 3, wyrażone w jednostkach objętościowych, w temperaturze referencyjnej 15 °C (288 °K);
- R – liczbę dni w danym roku kalendarzowym;
- H – wielkość zapasów wyrażoną w dniach średniej dziennej produkcji i przywozu wymaganą w danym roku kalendarzowym zgodnie z kolumną 2 tablicy zawartej w załączniku do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie harmonogramu tworzenia zapasów paliw ciekłych (Dz. U. Nr 266, poz. 2240);
- W – współczynnik średniego poziomu zapasów tworzonych przez producentów i przywoźących na poczet zapasów niedostępnych z przyczyn technicznych i ubytków podczas przemieszczania zapasów. Współczynnik ten wynosi w 2006 r. – 1,03, a w roku 2007 i w latach następnych – 1,1.

2. Do wielkości produkcji wlicza się także paliwa silnikowe i oleje opałowe wytworzone w drodze mieszania lub przeklasyfikowania komponentów paliwowych.

3. Do wielkości produkcji lub przywozu paliw, o których mowa w ust. 1, nie wlicza się ilości:

- 1) paliw wyeksportowanych z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- 2) paliw wywiezionych z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach dostaw wewnątrzspółnotowych;
- 3) bioetanolu, eterów i estrów zawartych w biopaliwach w ilości powyżej górnych udziałów procentowych określonych dla paliw ciekłych w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 199, poz. 1934, z późn. zm.²⁾);
- 4) paliw produkcji własnej zużytych przez producenta w procesie technologicznym przerobu ropy;
- 5) olejów do silników statków morskich wyłączonych stosownie do art. 18 pkt 2 i 3 ustawy.

4. Do produkcji, o której mowa w ust. 1, nie wlicza się także ilości paliw lub półproduktów sprowadzonych przez producenta w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu i wykorzystanych przez tego producenta w procesie wytwarzania paliw, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 23 grudnia 2005 r.

1) Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 31 października 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 220, poz. 1888).

2) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293, Nr 109, poz. 1160 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 78, poz. 683.

w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, w zakresie których tworzy się zapasy obowiązkowe, o ile producent ten odrębnie uwzględnił sprowadzone ilości paliw i półproduktów w wyliczeniach, o których mowa w ust. 1.

5. Wielkością importu lub eksportu jest ilość paliwa określona w zgłoszeniach celnych, o których mowa w przepisach celnych.

6. Wielkością nabycia wewnątrzspółnotowego oraz wywozu w ramach dostawy wewnątrzspółnotowej jest ilość paliwa określona w dokumentach dotyczących przemieszczenia lub ewidencjonowania wyrobów akcyzowych zharmonizowanych, określona w przepisach o podatku akcyzowym, a w szczególności:

- 1) administracyjnym dokumencie towarzyszącym;
- 2) uproszczonym dokumencie towarzyszącym;
- 3) dokumencie handlowym;
- 4) fakturze;
- 5) deklaracji dla podatku akcyzowego (AKC-3);
- 6) informacji o podatku akcyzowym od paliw silnikowych (AKC-3/D) oraz informacji o podatku akcyzowym od olejów opalowych (AKC-3/I);
- 7) deklaracji uproszczonej nabycia wewnątrzspółnotowego (AKC-U);
- 8) ewidencji administracyjnych dokumentów towarzyszących;
- 9) ewidencji wyrobów akcyzowych zharmonizowanych.

§ 3. 1. Przywoźący oraz producent wytwarzający paliwa ciekłe poprzez procesy mieszania tych paliw, tworzy zapasy w ilościach, dla których podstawę naliczenia stanowi suma wielkości wprowadzonego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej paliwa lub półproduktu oraz wielkości dodatków zużytych w procesie uszlachetniania i mieszania, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Producent paliw ciekłych wytwarzający je poprzez procesy mieszania paliw lub ich komponentów, od których poprzedni krajowy producent lub przywoźący tworzy zapasy, tworzy zapasy, dla których podstawą naliczenia jest różnica między ilością produktu końcowego i tą ilością paliw, od której zapasy już tworzy poprzedni producent lub przywoźący.

3. Podstawą naliczenia, o którym mowa w ust. 2, jest oświadczenie producenta lub przywoźącego przekazane producentowi, który przeznaczają nabyte paliwa ciekłe lub ich komponenty do dalszej przeróbki. Oświadczenie powinno zawierać zobowiązanie się producenta lub przywoźącego do utworzenia zapasów.

§ 4. Dopuszcza się możliwość tworzenia i utrzymywania zapasów:

- 1) zamiennie paliw wymienionych w § 1 pkt 1,
 - 2) zamiennie paliw wymienionych w § 1 pkt 2 lit. a i b,
 - 3) zamiennie paliw wymienionych w § 1 pkt 3
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 23 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, w zakresie których tworzy się zapasy obowiązkowe.

§ 5. 1. Dopuszcza się możliwość zamiany utrzymywanych zapasów w grupach produktów innych niż były tworzone pierwotnie, przez okres 3 miesięcy, jeżeli występują:

- 1) długotrwale problemy techniczne związane z produkcją, przywozem lub magazynowaniem jednego z paliw objętych obowiązkiem tworzenia zapasów u danego producenta lub przywoźącego;
- 2) nieprzewidziane zdarzenia losowe uniemożliwiające producentowi lub przywoźącemu utrzymywanie zapasów w grupach, zgodnie ze strukturą produkcji lub przywozu paliw ciekłych, jakie dany producent lub przywoźący zrealizował w roku poprzednim.

2. Dopuszcza się także możliwość zamiany utrzymywanych zapasów w grupach produktów innych niż były tworzone pierwotnie, w przypadku trwałego zaprzestania przez producenta lub przywoźącego obowiązanego do tworzenia zapasów, produkcji lub przywozu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jednego z paliw objętych obowiązkiem tworzenia zapasów, w roku, w którym producent lub przywoźący zaprzestali produkcji lub przywozu tych paliw, oraz w roku kalendarzowym następującym po tym roku.

3. Zamiana utrzymywanych zapasów, o której mowa w ust. 1, może dotyczyć wyłącznie zapasów tworzonych z paliw wymienionych w rozporządzeniu, o którym mowa w § 4.

§ 6. 1. Producenci i przywoźący:

- 1) dostosowują, do dnia 30 czerwca każdego roku, ilość utrzymywanych zapasów w każdej z grup produktów wymienionych w rozporządzeniu, o którym mowa w § 4, do poziomu wynikającego z obliczeń wykonanych zgodnie z § 2 oraz liczby dni, obowiązujących na koniec roku poprzedniego – z zastrzeżeniem ust. 2;
- 2) powiększają zapasy do wielkości wymaganych na koniec każdego kolejnego roku, zgodnie z harmonogramem stanowiącym załącznik do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie harmonogramu tworzenia zapasów paliw ciekłych poprzez ich systematyczne powiększanie w okresach kwartalnych, odpowiadające co najmniej 1/4 wymaganego przyrostu na dany rok.

2. Wielkość zapasów utworzona na koniec roku poprzedniego, w następnym roku kalendarzowym może być pomniejszona w procesie dostosowania, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, tylko w przypadku, gdy pomniejszenie zapasów wynika z obliczeń dokonanych zgodnie z § 2 oraz nie narusza sposobu dotyczącego powiększania zapasów, określonego w ust. 1 pkt 2.

§ 7. 1. Producent wytwarzający paliwa ciekłe poprzez przerób ropy naftowej oraz producent lub przywoźący, który zlecił wykonanie swoich zadań w zakresie gromadzenia i utrzymywania zapasów na zasadach określonych w art. 19d ustawy producentowi wytwarzającemu paliwa ciekłe objęte obowiązkiem tworzenia zapasów poprzez przerób ropy naftowej, może tworzyć część tych zapa-

sów, w poszczególnych grupach produktów, w postaci ropy naftowej i półproduktów rafinacji ropy naftowej, z zastrzeżeniem ust. 2 i 3.

2. Producent lub przywoźący, który zlecił wykonanie swoich zadań innemu producentowi, na zasadach określonych w art. 19d ustawy, może utrzymywać część zapasów w postaci ropy naftowej i półproduktów rafinacji ropy naftowej pod warunkiem, że umowa, o której mowa w art. 19d ustawy, zawierać będzie postanowienie zobowiązujące przyjmującego zlecenie do przerobu ropy naftowej na produkty gotowe będące przedmiotem umowy, w czasie zapewniającym przedsiębiorcy zlecającemu wykonanie jego zadań w zakresie interwencyjnego uwalniania tych zapasów.

3. Utrzymywanie przez przywoźącego, który zlecił wykonanie swoich zadań w zakresie gromadzenia i utrzymywania zapasów na zasadach określonych w art. 19d ustawy producentowi wytwarzającemu paliwa ciekłe objęte obowiązkiem tworzenia zapasów poprzez przerób ropy naftowej, części zapasów w postaci ropy naftowej jest możliwe tylko w zakresie zapasów objętych umową zlecenia.

§ 8. 1. Procentowy udział zapasów poszczególnych paliw, które mogą być utrzymywane w postaci ropy naftowej i półproduktów jej rafinacji, nie może przekraczać:

- 1) dla paliw, o których mowa w art. 18 pkt 1 i 2 ustawy, od dnia:
 - a) 30 czerwca 2006 r. – 60% całkowitej ilości zapasów tych paliw,
 - b) 1 stycznia 2007 r. – 55% całkowitej ilości zapasów tych paliw,
 - c) 1 stycznia 2008 r. – 50% całkowitej ilości zapasów tych paliw;
- 2) dla paliw, o których mowa w art. 18 pkt 3 ustawy, od dnia:
 - a) 30 czerwca 2006 r. – 80% całkowitej ilości zapasów tych paliw,
 - b) 1 stycznia 2008 r. – 75% całkowitej ilości zapasów tych paliw.

2. Półprodukty rafinacji ropy naftowej przeznaczone do wytworzenia produktów gotowych, o których mowa w rozporządzeniu wymienionym w § 4, znajdujące się w końcowym etapie procesu produkcyjnego, przed procesem uszlachetniania, komponowania, barwienia i znakowania, zalicza się do produktów gotowych.

§ 9. 1. Dokumentem potwierdzającym wyłączenia, o których mowa w art. 18 pkt 2 i 3 ustawy, jest oświadczenie złożone przez nabywcę na dokumencie dostawy (kwiecie bunkrowym), z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, może stanowić dokument potwierdzający wyłączenie z obowiązku tworzenia zapasów od produkcji i przywozu paliw ciekłych przeznaczonych do napędu statków morskich tylko wtedy, gdy zawiera co najmniej następujące informacje:

- 1) nazwę i adres dostawcy paliwa ciekłego;
- 2) numer identyfikacyjny w krajowym rejestrze urzędowym podmiotów gospodarki narodowej (REGON) i numer identyfikacji podatkowej (NIP) dostawcy paliwa ciekłego;
- 3) datę dostawy paliwa ciekłego;
- 4) miejsce dostawy paliwa ciekłego;
- 5) nazwę zaopatrywanej jednostki pływającej, jej numer nadany przez Międzynarodową Organizację Morską (numer IMO) oraz banderę;
- 6) dane identyfikacyjne środka transportu, którym dokonano dostawy paliwa ciekłego;
- 7) rodzaj dostarczanych paliw;
- 8) ilość dostarczanych paliw ciekłych;
- 9) podpis osoby dostarczającej paliwa w imieniu dostawcy;
- 10) podpis osoby przyjmującej paliwa ciekłe w imieniu podmiotu posiadającego jednostkę pływającą.

§ 10. Producenci i przywoźący tworzący zapasy obowiązkowe zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 czerwca 2002 r. w sprawie szczegółowego sposobu tworzenia i ustalania ilości zapasów obowiązkowych paliw ciekłych gromadzonych przez producentów i importerów oraz szczegółowych zasad i sposobu interwencyjnego wykorzystania tych zapasów (Dz. U. Nr 84, poz. 759) do dnia:

- 1) 30 czerwca 2006 r. dokonają obliczenia ilości zapasów obowiązkowych, do których utworzenia są obowiązani w 2006 r., w sposób określony w § 2;
- 2) 30 września 2006 r. zgromadzą zapasy obowiązkowe zgodnie ze sposobem ich tworzenia określonym w § 6 ust. 1 pkt 2.

§ 11. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.⁹⁾

3) Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 czerwca 2002 r. w sprawie szczegółowego sposobu tworzenia i ustalania ilości zapasów obowiązkowych paliw ciekłych gromadzonych przez producentów i importerów oraz szczegółowych zasad i sposobu

interwencyjnego wykorzystania tych zapasów (Dz. U. Nr 84, poz. 759), które na podstawie art. 6 ustawy z dnia 1 lipca 2005 r. o zmianie ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. Nr 143, poz. 1201) utraciło moc z dniem 18 lutego 2006 r.

OBWIESZCZENIE MARSZAŁKA SEJMU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

z dnia 16 maja 2006 r.

w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne

(Dz. U. Nr 89, poz. 625)

1. Na podstawie art. 16 ust. 1 zdanie pierwsze ustawy z dnia 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (Dz. U. z 2005 r. Nr 190, poz. 1606 i Nr 267, poz. 2253 oraz z 2006 r. Nr 73, poz. 501) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia jednolity tekst ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348), z uwzględnieniem zmian wprowadzonych:

- 1) ustawą z dnia 4 grudnia 1997 r. o zmianie ustawy – Prawo budżetowe i ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1042),
- 2) ustawą z dnia 2 lipca 1998 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 94, poz. 594),
- 3) ustawą z dnia 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126),
- 4) ustawą z dnia 29 grudnia 1998 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wdrożeniem reformy ustrojowej państwa (Dz. U. Nr 162, poz. 1126),
- 5) ustawą z dnia 10 września 1999 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 88, poz. 980),
- 6) wyrokiem Trybunału Konstytucyjnego z dnia 26 października 1999 r. sygn. akt K. 12/99 (Dz. U. Nr 91, poz. 1042),
- 7) ustawą z dnia 23 grudnia 1999 r. o kształtowaniu wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 110, poz. 1255),
- 8) ustawą z dnia 28 kwietnia 2000 r. o systemie oceny zgodności, akredytacji oraz zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 43, poz. 489 oraz z 2002 r. Nr 166, poz. 1360),
- 9) ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555),
- 10) ustawą z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099),
- 11) ustawą z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800),
- 12) ustawą z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych, o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem

- administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe (Dz. U. Nr 154, poz. 1802),
- 13) ustawą z dnia 24 maja 2002 r. o Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz Agencji Wywiadu (Dz. U. Nr 74, poz. 676),
 - 14) ustawą z dnia 20 czerwca 2002 r. o bezpośrednim wyborze wójta, burmistrza i prezydenta miasta (Dz. U. Nr 113, poz. 984),
 - 15) ustawą z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144),
 - 16) ustawą z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424),
 - 17) ustawą z dnia 27 marca 2003 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 80, poz. 718)
- ujętych w obwieszczeniu Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 15 lipca 2003 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 153, poz. 1504),
- 18) ustawą z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. Nr 203, poz. 1966),
 - 19) ustawą z dnia 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 29, poz. 257),
 - 20) ustawą z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. Nr 34, poz. 293),
 - 21) ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 91, poz. 875),
 - 22) ustawą z dnia 20 kwietnia 2004 r. o zmianie i uchyleniu niektórych ustaw w związku z uzyskaniem przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej (Dz. U. Nr 96, poz. 959),
 - 23) ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1808),

- 24) ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552),
- 25) ustawą z dnia 27 lipca 2005 r. o przeprowadzaniu konkursów na stanowiska kierowników centralnych urzędów administracji rządowej, prezesów agencji państwowych oraz prezesów zarządów państwowych funduszy celowych (Dz. U. Nr 163, poz. 1362 i Nr 267, poz. 2258),
- 26) ustawą z dnia 29 lipca 2005 r. o zmianie niektórych ustaw w związku ze zmianami w podziale zadań i kompetencji administracji terenowej (Dz. U. Nr 175, poz. 1462, Nr 189, poz. 1604 i Nr 267, poz. 2257)

oraz zmian wynikających z przepisów ogłoszonych przed dniem 16 maja 2006 r.

2. Podany w załączniku do niniejszego obwieszczenia tekst jednolity ustawy nie obejmuje:

- 1) art. 58-62, 63, 64, 66, 67, 69 i 70 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348), które stanowią:
- „Art. 58. W ustawie z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. Nr 43, poz. 296, z 1965 r. Nr 15, poz. 113, z 1974 r. Nr 27, poz. 157 i Nr 39, poz. 231, z 1975 r. Nr 45, poz. 234, z 1982 r. Nr 11, poz. 82 i Nr 30, poz. 210, z 1983 r. Nr 5, poz. 33, z 1984 r. Nr 45, poz. 241 i 242, z 1985 r. Nr 20, poz. 86, z 1987 r. Nr 21, poz. 123, z 1988 r. Nr 41, poz. 324, z 1989 r. Nr 4, poz. 21 i Nr 33, poz. 175, z 1990 r. Nr 14, poz. 88, Nr 34, poz. 198, Nr 53, poz. 306, Nr 55, poz. 318 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 7, poz. 24, Nr 22, poz. 92 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 12, poz. 53, z 1994 r. Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 24, poz. 110, Nr 43, poz. 189, Nr 73, poz. 350 i Nr 149, poz. 703 oraz z 1997 r. Nr 43, poz. 270) wprowadza się następujące zmiany:
- 1) w art. 479¹ w § 2 w pkt 3 po wyrazie „monopolistycznym” dodaje się wyrazy „oraz prawa energetycznego”;
- 2) tytuł rozdziału 2 w dziale IVa tytułu VII księgi pierwszej części pierwszej otrzymuje brzmienie:
„Rozdział 2. Postępowanie w sprawach z zakresu przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz w sprawach z zakresu regulacji energetyki”;
- 3) w art. 479²⁸ § 1 otrzymuje brzmienie:
„§ 1. Od decyzji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów lub delegatur tego Urzędu oraz decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub oddziałów terenowych tego Urzędu, zwanych

w przepisach niniejszego rozdziału „Prezesem”, można wnieść do Sądu Wojewódzkiego w Warszawie – sądu antymonopolowego odwołanie w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji.”;

- 4) w art. 479²⁹ w § 1 i § 2, w art. 479³⁰, w art. 479³³ oraz w art. 479³⁴ użyte w różnych przypadkach wyrazy „Urząd Antymonopolowy” zastępuje się użytym w tych samych przypadkach wyrazem „Prezes”;
- 5) w art. 479³¹ § 1 otrzymuje brzmienie:
„§ 1. W sprawach z zakresu przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz w sprawach z zakresu regulacji energetyki stronami są także Prezes i zainteresowany.”;
- 6) art. 479³² otrzymuje brzmienie:
„Art. 479³². Pełnomocnikiem Prezesa może być pracownik jego Urzędu.”

Art. 59. W ustawie z dnia 26 lutego 1982 r. o cenach (Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195, z 1990 r. Nr 34, poz. 198, z 1991 r. Nr 100, poz. 442, z 1993 r. Nr 11, poz. 50, z 1994 r. Nr 111, poz. 536 i z 1996 r. Nr 106, poz. 496) w art. 25 w ust. 1 w pkt 3 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:
„4) cen i taryf ustalanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne.”

Art. 60. W ustawie z dnia 29 kwietnia 1985 r. o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości (Dz. U. z 1991 r. Nr 30, poz. 127, Nr 103, poz. 446 i Nr 107, poz. 464, z 1993 r. Nr 47, poz. 212 i Nr 131, poz. 629, z 1994 r. Nr 27, poz. 96, Nr 31, poz. 118, Nr 84, poz. 384, Nr 85, poz. 388, Nr 89, poz. 415 i Nr 123, poz. 601, z 1995 r. Nr 99, poz. 486, z 1996 r. Nr 5, poz. 33, Nr 90, poz. 405, Nr 106, poz. 496 i Nr 156, poz. 775 oraz z 1997 r. Nr 5, poz. 24 i Nr 9, poz. 44) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 46 w ust. 2 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:
„4a) budowy i utrzymania urządzeń i instalacji energetycznych służących do wytwarzania paliw i energii oraz ich przesyłania i dystrybucji za pomocą sieci.”;
- 2) w art. 70 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:
„4. Jeżeli negocjacje, o których mowa w ust. 1, trwają dłużej niż trzy miesiące, przepisy art. 67 stosuje się odpowiednio.”

Art. 61. W ustawie z dnia 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 41,

poz. 324, z 1990 r. Nr 26, poz. 149, Nr 34, poz. 198 i Nr 86, poz. 504, z 1991 r. Nr 31, poz. 128, Nr 41, poz. 179, Nr 73, poz. 321, Nr 105, poz. 452, Nr 106, poz. 457 i Nr 107, poz. 460, z 1993 r. Nr 28, poz. 127, Nr 47, poz. 212 i Nr 134, poz. 646, z 1994 r. Nr 27, poz. 96 i Nr 127, poz. 627, z 1995 r. Nr 60, poz. 310, Nr 85, poz. 426, Nr 90, poz. 446, Nr 141, poz. 700 i Nr 147, poz. 713, z 1996 r. Nr 41, poz. 177 i Nr 45, poz. 199 oraz z 1997 r. Nr 9, poz. 44, Nr 23, poz. 117 i Nr 43, poz. 272) w art. 11 wprowadza się następujące zmiany:

a) w ust. 1 w pkt 16 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 17 w brzmieniu:

„17) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią.”,

b) dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Zasady udzielania koncesji oraz szczególne rodzaje działalności niewymagające uzyskania koncesji, o których mowa w ust. 1 pkt 17, określają przepisy prawa energetycznego.”

Art. 62. W ustawie z dnia 5 stycznia 1991 r. – Prawo budżetowe (Dz. U. z 1993 r. Nr 72, poz. 344, z 1994 r. Nr 76, poz. 344, Nr 121, poz. 591 i Nr 133, poz. 685, z 1995 r. Nr 78, poz. 390, Nr 124, poz. 601 i Nr 132, poz. 640 oraz z 1996 r. Nr 89, poz. 402, Nr 106, poz. 496, Nr 132, poz. 621 i Nr 139, poz. 647) w art. 31 w ust. 3 w pkt 2 po wyrazach „Krajowej Rady Radiofonii i Telewizji” dodaje się wyrazy „Urzędu Regulacji Energetyki.”

„Art. 63. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, sposób finansowania Urzędu Regulacji Energetyki w okresie jego organizacji.

Art. 64. Pierwsza kadencja Rady Konsultacyjnej trwa 4 lata.”

„Art. 66. 1. Osoby fizyczne, prawne bądź inne jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, które do dnia wejścia w życie ustawy wybudowały z własnych środków instalacje lub urządzenia mogące stanowić element sieci i są ich właścicielami bądź użytkownikami, mogą, w terminie dwóch lat od dnia wejścia w życie ustawy, przekazać odpłatnie, na warunkach uzgodnionych przez strony, te instalacje lub urządzenia przedsiębiorstwu energetycznemu, które uzyska koncesję na dystrybucję paliw i energii.

2. Przekazywane instalacje i urządzenia, o których mowa w ust. 1, powinny odpowiadać warunkom technicznym określonym

w przepisach. Koszty doprowadzenia tych instalacji i urządzeń do stanu spełniającego wymagane warunki pokrywa osoba lub jednostka przekazująca.

Art. 67. 1. W terminie 18 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy Prezes URE udzieli z urzędu koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu ogłoszenia ustawy, o ile spełnią one warunki określone ustawą.

2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, do czasu udzielenia koncesji prowadzą działalność na dotychczasowych zasadach.”

„Art. 69.1.^{a)} Minister Finansów zachowuje prawo do ustalania taryf w odniesieniu do paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła na zasadach i w trybie określonych w ustawie, o której mowa w art. 59, oraz ustala zakres i wysokość opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, przez okres do 24 miesięcy od dnia wejścia ustawy w życie, z zastrzeżeniem ust. 2.

1a.^{b)} Minister Finansów, w drodze rozporządzenia, ustali zakres i wysokość opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła.

1b.^{b)} Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1a, powinno ustalać szczególne rodzaje przypadków zaliczanych do nielegalnego pobierania paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, sposób obliczania lub wysokość opłat za nielegalny pobór dla poszczególnych rodzajów przypadków i taryf oraz okres, za który należy się opłata.

2.^{c)} Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, daty niewykraczające poza okres, o którym mowa w ust. 1, od których Minister Finansów zaprzestanie ustalania taryf lub opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, o których mowa w ust. 1.”

Art. 70. „1. Przepisy wykonawcze wydane i utrzymane w mocy na podstawie ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. Nr 21, poz. 96, z 1987 r. Nr 33, poz. 180, z 1988 r. Nr 19, poz. 132, z 1989 r. Nr 35, poz. 192 oraz z 1990 r. Nr 14, poz. 89 i Nr 34, poz. 198) pozostają w mocy do czasu zastąpienia ich przepisami wydanymi na podstawie niniejszej ustawy, o ile nie

a) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 1 ustawy z dnia 2 lipca 1998 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 94, poz. 594), która weszła w życie z dniem 8 sierpnia 1998 r.

b) Dodany przez art. 1 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku a.

c) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku a.

- są sprzeczne z jej przepisami, nie dłużej jednak niż przez okres sześciu miesięcy od dnia jej wejścia w życie.”;
- 2) art. 3 ustawy z dnia 4 grudnia 1997 r. o zmianie ustawy – Prawo budżetowe i ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1042), który stanowi:
„Art. 3.^{d)} Ustawa wchodzi w życie z dniem ogłoszenia z mocą od dnia 5 grudnia 1997 r.”;
- 3) art. 2 ustawy z dnia 2 lipca 1998 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 94, poz. 594), który stanowi:
„Art. 2. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”;
- 4) art. 150 ustawy z dnia 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126), który stanowi:
„Art. 150. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 1999 r., z wyjątkiem art. 26, art. 128 pkt 2, art. 139 pkt 1 i 10, art. 145 ust. 2 i 4, art. 146 ust. 2 i 4 oraz art. 147 ust. 2 i 3, które wchodzi w życie z dniem ogłoszenia, i art. 34 pkt 1, art. 36 pkt 23, art. 48 pkt 1 i 3, art. 84, art. 97 pkt 1-3, 5-10 i 12-36 oraz art. 139 pkt 9 lit. a), które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2000 r.”;
- 5) art. 38 ustawy z dnia 29 grudnia 1998 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wdrożeniem reformy ustrojowej państwa (Dz. U. Nr 162, poz. 1126), który stanowi:
„Art. 38. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.”;
- 6) art. 2 ustawy z dnia 10 września 1999 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 88, poz. 980), który stanowi:
„Art. 2. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”;
- 7) art. 32 ustawy z dnia 23 grudnia 1999 r. o kształtowaniu wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 110, poz. 1255), który stanowi:
„Art. 32. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2000 r.”;
- 8) art. 54 ustawy z dnia 28 kwietnia 2000 r. o systemie oceny zgodności, akredytacji oraz zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 43, poz. 489 oraz z 2002 r. Nr 166, poz. 1360), który stanowi:
„Art. 54. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2001 r., z wyjątkiem:
1) art. 3-8 i art. 48 ust. 2, które wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia,
- 2) art. 47, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.”;
- 9) art. 2-8 ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), które stanowią:
„Art. 2. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej w terminie do dnia 31 grudnia 2000 r. dostosują uzgodnione z Prezesem URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną do wymogów określonych w niniejszej ustawie.
Art. 3. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy Prezes URE udzieli z urzędu koncesji przedsiębiorstwu energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, o ile spełniają one warunki określone w dotychczas obowiązujących przepisach, a wymóg uzyskania koncesji wynika z przepisów niniejszej ustawy.
Art. 4. 1. Koncesje udzielone przedsiębiorstwu energetycznym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy wygasają z dniem 31 grudnia 2000 r. w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.
2. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą na dotychczasowych zasadach prowadzić obrót gazem ziemnym z zagranicą, jeżeli przed dniem 31 grudnia 2000 r. złożą wniosek o udzielenie przez Prezesa URE koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, jednak nie dłużej niż do dnia prawomocnego rozstrzygnięcia w sprawie.
3. W sprawach o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi wszczętych, a niezakończonych do dnia 31 grudnia 2000 r., stosuje się przepisy ustawy wymienionej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
Art. 5. Obowiązujące taryfy, sporządzone na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów, zachowują ważność po dniu 1 lipca 2000 r. w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszej ustawy i przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
Art. 6. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów działają do upływu pięciu lat od dnia powołania tych komisji.
Art. 7. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na pod-

d) Artykuł ten w zakresie, w jakim nadaje tej ustawie moc obowiązującą przed dniem jej ogłoszenia, został uznany za niezgodny z art. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, na podstawie wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 30 marca 1999 r. sygn. akt K. 5/98 (Dz. U. Nr 29, poz. 281).

stawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, o ile nie są sprzeczne z jej przepisami.

- Art. 8. Ustawa wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.”;
- 10) art. 70 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099), który stanowi:
- „Art. 70. Ustawa wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:
- 1) art. 26 ust. 2, który wchodzi w życie po upływie 18 miesięcy od dnia ogłoszenia,
 - 2) art. 29, który wchodzi w życie po upływie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia.”;
- 11) art. 42, 45, 48 ust. 2, art. 51 i 53 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działaniach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800), które stanowią:
- „Art. 42. Do zakresu działania właściwych ministrów przechodzą, wynikające z innych przepisów, zadania i kompetencje Prezesa Rady Ministrów w zakresie nadzoru nad urzędami, o których mowa w art. 10, 13, 14, 24, 26 i 34.”
- „Art. 45. Statuty nadane na podstawie upoważnień zmienianych niniejszą ustawą zachowują moc do czasu zastąpienia ich statutami nadanymi na podstawie przepisów zmienionych niniejszą ustawą.”
- Art. 48. „2. Kadencja Rady Konsultacyjnej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki, działającej na podstawie ustawy zmienianej w art. 24, upływa z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.”
- „Art. 51. Do czasu wydania przepisów wykonawczych na podstawie upoważnień zmienianych niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż do dnia 30 czerwca 2002 r., zachowują moc przepisy dotychczasowe, jeżeli nie są sprzeczne z niniejszą ustawą.”
- „Art. 53. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2002 r., z wyjątkiem:
- 1) art. 14 pkt 5, który wchodzi w życie z dniem 10 stycznia 2002 r.,
 - 2) art. 32 pkt 1 i art. 41, które wchodzi w życie z dniem 6 kwietnia 2002 r.,
 - 3) art. 2 pkt 1 lit. b) i pkt 6, art. 5, art. 28 oraz art. 39, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2002 r.,
 - 4) art. 12 pkt 2 oraz art. 37 pkt 1-4, pkt 5 w zakresie art. 5 ust. 2, art. 8 ust. 2 i art. 13, oraz pkt 6, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.,
 - 5) art. 25 pkt 2, który wchodzi w życie z dniem uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej.”;
- 12) art. 17 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych, o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe (Dz. U. Nr 154, poz. 1802), który stanowi:
- „Art. 17. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2002 r., z wyjątkiem art. 12, który wchodzi w życie z dniem 31 grudnia 2001 r.”;
- 13) art. 235 ustawy z dnia 24 maja 2002 r. o Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz Agencji Wywiadu (Dz. U. Nr 74, poz. 676), który stanowi:
- „Art. 235. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 227 i art. 233, które wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.”;
- 14) art. 102 ustawy z dnia 20 czerwca 2002 r. o bezpośrednim wyborze wójta, burmistrza i prezydenta miasta (Dz. U. Nr 113, poz. 984), który stanowi:
- „Art. 102. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z tym że przepisy art. 28-81, art. 82 pkt 1 i 6 oraz art. 83-99 wchodzi w życie w dniu wyborów do organów stanowiących jednostek samorządu terytorialnego przeprowadzonych w związku z zakończeniem kadencji tych organów wybranych w dniu 11 października 1998 r.”;
- 15) art. 2-8 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), które stanowią:
- „Art. 2. Odbiorcy, którzy uzyskali prawo do korzystania z usług przesyłowych na podstawie przepisów dotychczasowych, zachowują prawo do korzystania z tych usług po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy.
- Art. 3. Zatwierdzone lub obowiązujące taryfy, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zachowują ważność do czasu wprowadzenia nowych taryf jako obowiązujących dla określonych w nich odbiorców.

- Art. 4. 1. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów zachowują prawo do sprawdzania kwalifikacji, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy, o której mowa w art. 1, do upływu okresu, na który zostały powołane.
2. Świadczenia kwalifikacyjne wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują moc przez okres w nich oznaczony.
- Art. 5. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc, o ile nie są z nią sprzeczne, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
- Art. 6. Do spraw wszczętych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, a niezakończonych decyzją ostateczną stosuje się przepisy dotychczasowe.
- Art. 7. 1. Przepisy:
- 1) art. 1 pkt 3 lit. b) w zakresie dotyczącym art. 4 ust. 4 i 5,
 - 2) art. 1 pkt 4 w zakresie dotyczącym art. 4a ust. 3 i art. 4b ust. 2,
 - 3) art. 1 pkt 10 w zakresie dotyczącym art. 9c ust. 7,
 - 4) art. 1 pkt 11 w zakresie dotyczącym art. 11 ust. 9,
 - 5) art. 1 pkt 12,
 - 6) art. 1 pkt 17 lit. c),
 - 7) art. 1 pkt 22
- stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej.
2. Do dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej:
- 1) przepis art. 4 ust. 2 ustawy, o której mowa w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się w zakresie dotyczącym usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, które są wydobywane, albo energii elektrycznej lub ciepła, które są wytwarzane wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
 - 2) przepis art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy, o której mowa w art. 1, stosuje się w brzmieniu dotychczasowym.
- Art. 8. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r., z wyjątkiem przepisu art. 1 pkt 28, który wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”;
- 16) art. 48 ustawy z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424), który stanowi:
- „Art. 48. Ustawa wchodzi w życie po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 7 ust. 1 pkt 13, który wchodzi w życie z dniem wejścia w życie ustawy z dnia 12 września 2002 r. o elektronicznych instrumentach płatniczych (Dz. U. Nr 169, poz. 1385).”;
- 17) art. 9 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 80, poz. 718), który stanowi:
- „Art. 9. Ustawa wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia, z tym że przepisy art. 1 pkt 50, w części dotyczącej obowiązku przeprowadzania kontroli, wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2004 r.”;
- 18) art. 76 ust. 1 i 2 pkt 1 oraz art. 102 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. Nr 203, poz. 1966), które stanowią:
- Art. 76. „1. W roku 2004 część równoważącą subwencji ogólnej, o której mowa w art. 21 ust. 1, otrzymują gminy, w których dochody przeliczeniowe są niższe od dochodów bazowych, z zastrzeżeniem art. 83 ust. 2.
2. Przez dochody bazowe gminy rozumie się, z zastrzeżeniem ust. 3, wykazane w sprawozdaniach i wnioskach sporządzonych za 2002 r. na podstawie odrębnych przepisów oraz w informacjach sporządzonych za 2002 r. przez właściwych dysponentów, łączne dochody z tytułu:
- 1) dotacji przeznaczonych na finansowanie, realizowanych przez gminy w 2002 r. zadań bieżących, o których mowa w art. 18 ust. 3 i 3a ustawy wymienionej w art. 61 oraz w art. 10 ust. 1 ustawy wymienionej w art. 69 – w brzmieniu obowiązującym przed dniem 1 stycznia 2004 r., a których sposób finansowania uległ zmianie z tym dniem;”

„Art. 102. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2004 r., z tym że art. 33 ust. 1 pkt 1, art. 34 ust. 1 pkt 1, art. 55, art. 69 pkt 5, art. 97, art. 98, art. 99 i art. 100 wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.”;

19) art. 127 ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 29, poz. 257), który stanowi:

„Art. 127. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 marca 2004 r., z tym że przepisy art. 1-26, art. 27 ust. 2-7, art. 28 i 29, art. 30 ust. 1, 2 i 4, art. 36, art. 39-42, art. 46 ust. 2, art. 54-60, art. 62-122 oraz art. 124-126 wchodzi w życie z dniem 1 maja 2004 r.”;

20) art. 33 ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. Nr 34, poz. 293), który stanowi:

„Art. 33. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”;

21) art. 3-5 ustawy z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 91, poz. 875), które stanowią:

„Art. 3. 1. W terminie do dnia 1 marca 2005 r. minister właściwy do spraw gospodarki ogłosi pierwszy raport, o którym mowa w art. 9f ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

2. W terminie do dnia 27 października 2005 r. minister właściwy do spraw gospodarki ogłosi pierwszy raport, o którym mowa w art. 9f ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 4. Jeżeli podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, która na podstawie przepisów dotychczasowych nie wymagała uzyskania koncesji, złożą w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy wniosek o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, mogą wykonywać taką działalność na dotychczasowych zasadach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 5. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 maja 2004 r., z wyjątkiem art. 1 pkt 1, 2 i 11 oraz art. 2, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.”;

22) art. 113 ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 r. o zmianie i uchyleniu niektórych ustaw w związku z uzyskaniem przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej (Dz. U. Nr 96, poz. 959), który stanowi:

„Art. 113. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 maja 2004 r., z wyjątkiem:

1) art. 42, art. 44, art. 70, art. 71 pkt 10, art. 74 pkt 5 i 6, art. 94 pkt 3, art. 97, art. 100, art. 101, art. 103 pkt 17 oraz art. 112, które wchodzi w życie z dniem 30 kwietnia 2004 r.;

2) art. 85 pkt 7 w zakresie dotyczącym art. 456 ust. 1, który wchodzi w życie z dniem 2 maja 2004 r.”;

23) art. 90 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1808), który stanowi:

„Art. 90. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

1) art. 27 pkt 2, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.;

2) art. 15 pkt 2, art. 23 pkt 1-4, art. 69 i art. 70, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 r.”;

24) art. 3-24 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), które stanowią:

„Art. 3. Do dnia 31 grudnia 2010 r. opłatę za przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 8 ustawy

wymienionej w art. 1, w odniesieniu do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości jednej drugiej obliczonej opłaty.

Art. 4. W terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, minister właściwy do spraw gospodarki, w odniesieniu do paliw gazowych i energii elektrycznej, powiadomi Komisję Europejską o podjętych działaniach w celu realizacji obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska oraz ich możliwym wpływie na konkurencję krajową i międzynarodową, a także o podjętych działaniach w celu realizacji usług transportu gazu ziemnego przy użyciu gazociągów kopalnianych.

Art. 5. 1. Pierwsze ogłoszenie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie 5 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Pierwsze przekazanie Komisji Europejskiej sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 6. W terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy Prezes URE powiadomi Komisję Europejską o obowiązujących przepisach w zakresie kar i działaniach podjętych dla zapewnienia przestrzegania przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Art. 7. Do czasu wyznaczenia przez Prezesa URE operatorów, o których mowa w art. 9h ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2006 r., przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zadania operatorów systemów stają się operatorami systemów w takim zakresie, w jakim pełniły funkcje tych operatorów.

Art. 8. 1. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy operatorzy systemów przesyłowych przedłożą Prezesowi URE do zatwierdzenia części instrukcji, o których mowa w art. 9g ust. 7 ustawy wymienionej w art. 1.

2. Do czasu zatwierdzenia przez Prezesa URE części instrukcji, o których mowa w art. 9g ust. 7 i 9 ustawy wymienionej w art. 1, operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych prowadzą ruch i eksploatację

sieci na zasadach obowiązujących przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 9. 1. Do czasu:

1) wyodrębnienia z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującego się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu połączonego jako podmiotu niezależnego pod względem formy prawnej albo

2) wyłonienia, w drodze przetargu, lub wyznaczenia przez Prezesa URE sprzedawcy z urzędu, na zasadach określonych w art. 9i ustawy wymienionej w art. 1 – dla obszaru działania operatora systemu dystrybucyjnego wymienionego w art. 9d ust. 7 ustawy wymienionej w art. 1, będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo i zajmującym się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną

– przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, o którym mowa w pkt 1 i 2, jest obowiązane do zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej z odbiorcami tych paliw lub energii, przyłączonymi do sieci tego przedsiębiorstwa na zasadzie równoprawnego traktowania.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, są zawierane, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo wymienione w ust. 1 paliw gazowych lub energii elektrycznej, a żądający zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej spełnia warunki odbioru tych paliw lub energii.

3. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne wymienione w ust. 1 odmówi zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i podmiot występujący o zawarcie tej umowy, podając uzasadnienie odmowy.

Art. 10. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne spełniające łącznie następujące warunki:

1) wyodrębnione z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w celu zapewnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego niezależności pod względem formy prawnej w rozumieniu art. 9d ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1,

2) posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną,

3) zajmujące się sprzedażą paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcom tych

paliw lub energii, przyłączonym do sieci operatora, o którym mowa w pkt 1

– jest obowiązane, do dnia 30 czerwca 2007 r., świadczyć usługę kompleksową odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, przyłączonym do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w pkt 1.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, w okresie od dnia 1 lipca 2007 r. do czasu wyznaczenia przez Prezesa URE lub wyłonienia w drodze przetargu sprzedawcy z urzędu, na zasadach określonych w art. 9i ustawy wymienionej w art. 1, wykonuje zadania sprzedawcy z urzędu dla odbiorców przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1.

Art. 11. Do czasu wyłonienia, w drodze przetargu, lub wyznaczenia przez Prezesa URE sprzedawcy z urzędu, na zasadach określonych w art. 9i ustawy wymienionej w art. 1, obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wykonują przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane na podstawie art. 9 do zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcami energii elektrycznej albo na podstawie art. 10 do świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom energii elektrycznej; obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dotyczy źródeł przyłączonych do sieci, do której są przyłączeni odbiorcy energii elektrycznej, z którymi przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek zawrzeć umowę sprzedaży albo którym ma obowiązek świadczyć usługę kompleksową.

Art. 12. 1. Do świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii od dnia 1 stycznia 2005 r. i wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne, którym przekazano świadectwa pochodzenia, o których mowa w ust. 1, na podstawie art. 9e ust. 6 ustawy wymienionej w art. 1 w brzmieniu obowiązującym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, są obowiązane poinformować Prezesa URE o posiadanych świadectwach, w terminie do dnia 15 października 2005 r.

3. Prezes URE przekaze podmiotowi prowadzącemu rejestr świadectw pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 9 ustawy wymienionej w art. 1, w terminie do dnia 30 października 2005 r.:

- 1) informacje o wydanych świadectwach pochodzenia, o których mowa w ust. 1;
- 2) nazwy i adresy przedsiębiorstw energetycznych, którym przekazano świadectwa pochodzenia, o których mowa w ust. 1, na podstawie art. 9e ust. 6 ustawy wymienionej w art. 1 w brzmieniu obowiązującym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy;
- 3) informacje o świadectwach pochodzenia przekazanych przedsiębiorstwom, o których mowa w pkt 2.
- Art. 13. Prezes URE ogłosi średnie ceny, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a i b ustawy wymienionej w art. 1, za rok 2004, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
- Art. 14. Przepis art. 9a ust. 3 ustawy wymienionej w art. 1 stosuje się od dnia 1 stycznia 2007 r.
- Art. 15. 1. Dotychczasowe założenia polityki energetycznej państwa, o których mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, stają się polityką energetyczną państwa, o której mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
2. Do dnia 30 września 2007 r. minister właściwy do spraw gospodarki przedłoży Radzie Ministrów projekt polityki energetycznej państwa, o której mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
- Art. 16. Świadectwa kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ustawy wymienionej w art. 1, wydane bezterminowo na podstawie dotychczasowych przepisów zachowują moc przez okres 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
- Art. 17. Koncesje wydane na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw lub energii stają się z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy koncesjami na przesyłanie lub dystrybucję, stosownie do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.
- Art. 18. Taryfy zatwierdzone i taryfy obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zachowują ważność przez okres, na który zostały zatwierdzone.
- Art. 19. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.
- Art. 20. Przepisy art. 47 ust. 2a-2b ustawy wymienionej w art. 1, stosuje się do taryf opracowanych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
- Art. 21. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
- Art. 22. Przepisy:
- 1) art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1, art. 4e ust. 1 i art. 4j ustawy wymienionej w art. 1, w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym,
- 2) art. 9d ustawy wymienionej w art. 1, w zakresie dotyczącym obowiązku uzyskania niezależności, pod względem formy prawnej, operatorów systemów dystrybucyjnych
- stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r.
- Art. 23. Przepisy art. 9 ust. 5 i 6 ustawy wymienionej w art. 1 stosuje się do dnia 31 grudnia 2010 r.
- Art. 24. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:
- 1) art. 9a, art. 9e i art. 56 ust. 1 pkt 1a, ust. 2a i 2b ustawy wymienionej w art. 1 oraz art. 2, art. 11, art. 12 i art. 14, które wchodzi w życie z dniem 1 października 2005 r.;
- 2) art. 9i ust. 2 ustawy wymienionej w art. 1, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2007 r.”;
- 25) art. 47 i 48 ustawy z dnia 27 lipca 2005 r. o przeprowadzeniu konkursów na stanowiska kierowników centralnych urzędów administracji rządowej, prezesów agencji państwowych oraz prezesów zarządów państwowych funduszy celowych (Dz. U. Nr 163, poz. 1362 i Nr 267, poz. 2258), które stanowią:
- „Art. 47. 1. Konkursy, o których mowa w ustawach zmienianych niniejszą ustawą, zostaną ogłoszone w terminie 6 miesięcy od dnia jej wejścia w życie.
2. Osoby zajmujące w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy stanowiska kierowników centralnych urzędów administracji rządowej, prezesów agencji państwowych oraz prezesów i zastępców prezesów zarządów państwowych funduszy celowych pełnią swoje obowiązki do czasu powołania na te stanowiska osób wyłonionych w drodze konkursu.
3. Powołanie Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego, Głównego Inspektora Nad-

zoru Budowlanego, Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Przewodniczącego Komisji Papierów Wartościowych i Giełd, Przewodniczącego Komisji Nadzoru Ubezpieczeń i Funduszy Emerytalnych, Prezesa Głównego Urzędu Miar, Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych na zasadach określonych w niniejszej ustawie nastąpi po zakończeniu kadencji, na którą zostali powołani.

Art. 48. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 września 2005 r.”;

26) art. 48 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o zmianie niektórych ustaw w związku ze zmianami w podziale zadań i kompetencji administracji terenowej (Dz. U. Nr 175, poz. 1462, Nr 189, poz. 1604 i Nr 267, poz. 2257), który stanowi:

„Art. 48. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2006 r., z wyjątkiem:

1) art. 35, art. 37, art. 38 ust. 3, art. 42, art. 45, art. 46 i art. 47 ust. 3, które wchodzi w życie z dniem ogłoszenia;

1a) art. 17 pkt 2, art. 22, art. 24, art. 29 i art. 31, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 r.;

2) art. 19, art. 20 oraz art. 21, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.”.

USTAWA

z dnia 10 kwietnia 1997 r.

Prawo energetyczne^{1),1)} (tekst jednolity)

(Dz. U. Nr 89, poz. 625)

Rozdział 1

Przepisy ogólne

Art. 1. 1. Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności

- l) Odnosnik nr 1 dodany do tytułu ustawy przez art. 20 pkt 1 ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 r. o zmianie i uchyleniu niektórych ustaw w związku z uzyskaniem przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej (Dz. U. Nr 96, poz. 959), która weszła w życie z dniem 1 maja 2004 r.
- 1) Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia następujących dyrektyw Wspólnot Europejskich:
- 1) dyrektywy 90/547/EWG z dnia 29 października 1990 r. w sprawie przesyłu energii elektrycznej przez sieci przesyłowe (Dz. Urz. WE L 313 z 13.11.1990, z późn. zm.),
 - 2) dyrektywy 91/296/EWG z dnia 31 maja 1991 r. w sprawie przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci (Dz. Urz. WE L 147 z 12.06.1991, z późn. zm.),
 - 3) dyrektywy 96/92/WE z dnia 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 27 z 30.01.1997),
 - 4) dyrektywy 98/30/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. dotyczącej wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego (Dz. Urz. WE L 204 z 21.07.1998, z późn. zm.),
 - 5) dyrektywy 2001/77/WE z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. WE L 283 z 27.10.2001).

Dane dotyczące ogłoszenia aktów prawa Unii Europejskiej, zamieszczone w niniejszej ustawie – z dniem uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej – dotyczą ogłoszenia tych aktów w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej – wydanie specjalne.

przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

2.²⁾ Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

3. Przepisów ustawy nie stosuje się do:

- 1)³⁾ wydobywania kopalni ze złóż oraz bezzbiornikowego magazynowania paliw w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2005 r. Nr 228, poz. 1947);
- 2) wykorzystywania energii atomowej w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 10 kwietnia 1986 r. – Prawo atomowe (Dz. U. Nr 12, poz. 70, z późn. zm.⁴⁾);
- 2) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r.
- 3) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 1 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.
- 4) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1987 r. Nr 33, poz. 180, z 1991 r. Nr 8, poz. 28, z 1994 r. Nr 90, poz. 418, z 1995 r. Nr 104, poz. 515 oraz z 1996 r. Nr 24, poz. 110 i Nr 106, poz. 496.
- 5) Obecnie: ustawą z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz. U. z 2004 r. Nr 161, poz. 1689 i Nr 173, poz. 1808, z 2005 r. Nr 163, poz. 1362 oraz z 2006 r. Nr 52, poz. 378), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2002 r.

Art. 2. (uchylony)⁶⁾.**Art. 3.** Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) energia – energię przetworzoną w dowolnej postaci;
- 2) ciepło – energię cieplną w wodzie gorącej, parze lub w innych nośnikach;
- 3) paliwa – paliwa stałe, ciekłe i gazowe będące nośnikami energii chemicznej;
- 3a)⁷⁾ paliwa gazowe – gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, niezależnie od ich przeznaczenia;
- 4)⁸⁾ przesyłanie – transport:
 - a) paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych,
 - b) paliw ciekłych siecią rurociągów,
 - c) ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci
 – z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii;
- 5)⁹⁾ dystrybucja:
 - a) transport paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczenia odbiorcom,
 - b) rozdział paliw ciekłych do odbiorców przyłączonych do sieci rurociągów,
 - c) rozdział ciepła do odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej
 – z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii;
- 6) obrót – działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią;
- 6a)⁹⁾ sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem;
- 7) procesy energetyczne – techniczne procesy w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, magazynowania, dystrybucji oraz użytkowania paliw lub energii;
- 8) zaopatrzenie w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe – procesy związane z dostarczaniem ciepła, energii elektrycznej, paliw gazowych do odbiorców;
- 9) urządzenia – urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych;
- 10) instalacje – urządzenia z układami połączeń między nimi;

- 10a)¹⁰⁾ instalacja magazynowa – instalację używaną do magazynowania paliw gazowych, w tym bezzbiornikowy magazyn gazu ziemnego, będącą własnością przedsiębiorstwa energetycznego lub eksploatowaną przez to przedsiębiorstwo, włącznie z częścią instalacji skroplonego gazu ziemnego używaną do jego magazynowania, z wyłączeniem tej części instalacji, która jest wykorzystywana do działalności produkcyjnej, oraz instalacji służącej wyłącznie do realizacji zadań operatorów systemu przesyłowego gazowego;
- 10b)¹⁰⁾ instalacja skroplonego gazu ziemnego – terminal przeznaczony do:
 - a) skraplania gazu ziemnego lub
 - b) sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji i dostarczania gazu ziemnego do systemu przesyłowego
 – z wyłączeniem części terminalu służącej do magazynowania;
- 11)¹¹⁾ sieci – instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstwa energetycznego;
- 11a)¹²⁾ sieć przesyłowa – sieć gazową wysokich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego;
- 11b)¹²⁾ sieć dystrybucyjna – sieć gazową wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego;
- 11c)¹²⁾ sieć gazociągów kopalnianych (złożowych, kolektorowych i ekspedycyjnych) – gazociąg lub sieć gazociągów wykorzystywane do transportu gazu ziemnego z miejsca jego wydobycia do zakładu oczyszczania i obróbki lub do terminalu albo wykorzystywane do transportu gazu ziemnego do końcowego przeladunkowego terminalu przybrzeżnego;
- 11d)¹²⁾ gazociąg międzysystemowy – gazociąg przesyłowy przebiegający przez granicę państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wyłącznie w celu połączenia krajowych systemów przesyłowych tych państw;
- 11e)¹²⁾ gazociąg bezpośredni – gazociąg, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczenia

6) Przez art. 1 pkt 1 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.

7) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

8) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 2 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

9) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

10) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. d ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

11) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 2 lit. e ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

12) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. f ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego;

- 11f)¹²⁾ linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych;
- 11g)¹²⁾ koordynowana sieć 110 kV – część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej;
- 12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi;
- 12a)¹³⁾ przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo – przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz. Urz. WE L 024 z 29.01.2004), zajmujące się:
- a) w odniesieniu do paliw gazowych:
 - przesyłaniem lub
 - dystrybucją, lub
 - magazynowaniem, lub
 - skraplaniem
 - oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo
 - b) w odniesieniu do energii elektrycznej:
 - przesyłaniem lub
 - dystrybucją
 - oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii;
- 12b)¹³⁾ użytkownik systemu – podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu albo podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu;
- 13) odbiorca – każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;
- 13a)¹⁴⁾ odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek;
- 13b)¹⁴⁾ odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych lub energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym;
- 14) gmina – gminy oraz związki i porozumienia międzygminne w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 8 mar-

ca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, z późn. zm.¹⁵⁾);

- 15) regulacja – stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców;
- 16) bezpieczeństwo energetyczne – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska;
- 17) taryfa – zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą;
- 18)¹⁶⁾ nielegalne pobieranie paliw lub energii – pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafalszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy;
- 19) ruch sieciowy – sterowanie pracą sieci;
- 20) odnawialne źródło energii – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych;
- 21) koszty uzasadnione – koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych;
- 22) finansowanie oświetlenia – finansowanie kosztów energii elektrycznej pobranej przez punkty świetlne oraz koszty ich budowy i utrzymania;
- 23) system gazowy albo elektroenergetyczny – sieci gazowe albo sieci elektroenergetyczne oraz przyłą-
- 15) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2002 r. Nr 23, poz. 220, Nr 62, poz. 558, Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 214, poz. 1806, z 2003 r. Nr 80, poz. 717 i Nr 162, poz. 1568, z 2004 r. Nr 102, poz. 1055, Nr 116, poz. 1203 i Nr 167, poz. 1759, z 2005 r. Nr 172, poz. 1441 i Nr 175, poz. 1457 oraz z 2006 r. Nr 17, poz. 128.
- 16) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 2 lit. i ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

13) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. g ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

14) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. h ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

czony do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią;

- 23a)¹⁷⁾ bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii;
- 23b)¹⁷⁾ zarządzanie ograniczeniami systemowymi – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu gazowego albo systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydаныmi na podstawie art. 9 ust. 1-4, wymaganych parametrów technicznych paliw gazowych lub energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów;
- 24)¹⁸⁾ operator systemu przesyłowego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi;
- 25)¹⁸⁾ operator systemu dystrybucyjnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi;
- 26)¹⁹⁾ operator systemu magazynowania – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych, odpowiedzialne za eksploatację instalacji magazynowej;
- 27)¹⁸⁾ operator systemu skraplania gazu ziemnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego, sprowadzaniem, wyładunkiem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego, odpowiedzialne za eksploatację instalacji tego gazu;
- 28)¹⁹⁾ operator systemu połączonego – przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające systemami połączonymi gazowymi albo systemami połączonymi elektro-

energetycznymi, w tym systemem przesyłowym i dystrybucyjnym, albo systemem przesyłowym, dystrybucyjnym, magazynowania lub skraplania gazu ziemnego;

- 29)¹⁹⁾ sprzedawca z urzędu – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy;
- 30)¹⁹⁾ usługa kompleksowa – usługę świadczoną na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych;
- 31)¹⁹⁾ normalny układ pracy sieci – układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci;
- 32)¹⁹⁾ subsydiowanie skrócone – pokrywanie kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.

Art. 4.²⁰⁾ 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii, magazynowaniem paliw gazowych, w tym skroplonego gazu ziemnego, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego jest obowiązane utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w te paliwa lub energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

2.²¹⁾ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

17) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. j ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

18) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 2 lit. k ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

19) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. l ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

20) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

21) Przepis ten, w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r., stosownie do art. 22 pkt 1 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

Art. 4a. (uchylony)²²⁾.

Art. 4b. (uchylony)²²⁾.

Art. 4c.²³⁾ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych jest obowiązane zapewniać odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, w tym z wykorzystaniem pojemności magazynowych gazociągów, z wyłączeniem tej części pojemności gazociągów, która jest przeznaczona do realizacji zadań operatorów systemu przesyłowego; świadczenie usług magazynowania paliw gazowych odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

Art. 4d.²⁴⁾ 1.²¹⁾ Przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego jest obowiązane, przestrzegając zasad bezpieczeństwa, warunków eksploatacji podłączonych złóż, realizacji zawartych umów w zakresie sprzedaży wydobywanych kopalin oraz uwzględniając dostępną albo możliwą do uzyskania przepustowość sieci gazociągów kopalnianych i wymogi ochrony środowiska, zapewniać odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług transportu gazu ziemnego siecią gazociągów kopalnianych do miejsca ich dostarczenia wybranego przez odbiorcę lub przez przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą paliw gazowych; świadczenie usług transportu gazu ziemnego odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

2. Przepisów ust. 1 nie stosuje się do tych części sieci gazociągów kopalnianych i instalacji, które są używane do lokalnej działalności wydobywczej na obszarze złoża, gdzie jest wydobywany gaz ziemny.

3. Przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego może odmówić świadczenia usług, o których mowa w ust. 1, jeżeli:

- 1) występują niezgodności:
 - a) parametrów technicznych sieci gazociągów kopalnianych z parametrami technicznymi sieci lub instalacji, które miałyby być podłączone do sieci gazociągów kopalnianych, lub
 - b) parametrów jakościowych transportowanego gazu ziemnego z parametrami jakościowymi gazu

ziemnego mającego być przedmiotem usługi transportu gazu ziemnego

- których usunięcie nie jest technicznie lub ekonomicznie uzasadnione, albo
- 2) świadczenie usług transportu gazu ziemnego:
 - a) mogłoby spowodować obniżenie obecnego lub planowanego wydobycia gazu ziemnego lub ropy naftowej, dla potrzeb których wybudowano te gazociągi kopalniane, lub
 - b) uniemożliwiłoby zaspokojenie uzasadnionych potrzeb właściciela lub użytkownika sieci gazociągów kopalnianych lub przedsiębiorstwa zajmującego się transportem wydobytego gazu ziemnego w zakresie jego transportu lub uzdatniania.

Art. 4e.²⁴⁾ 1.²¹⁾ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego przy użyciu instalacji skroplonego gazu ziemnego jest obowiązane, jeżeli jest to konieczne ze względów technicznych lub ekonomicznych, zapewniać odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego; świadczenie tych usług odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego.

2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do terminali skroplonego gazu ziemnego przeznaczonych do magazynowania tego gazu.

Art. 4f.²⁴⁾ 1. Świadczenie usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1, nie może obniżyć niezawodności dostarczenia i jakości paliw gazowych lub energii poniżej poziomu określonego w odrębnych przepisach oraz powodować niekorzystnej zmiany cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię i zakresu ich dostarczenia odbiorcom przyłączonym do sieci, a także uniemożliwiać wywiązywanie się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.

2. Przepisów art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1 nie stosuje się do świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, magazynowania tych paliw i skraplania gazu ziemnego odbiorcom, jeżeli te paliwa lub energia byłyby dostarczane z systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego innego państwa, które nie nałożyło obowiązku świadczenia tych usług na działające w tym państwie przedsiębiorstwa, lub gdy odbiorca, do którego paliwa gazowe lub energia elektryczna miałyby być dostarczane, nie jest uznany za odbiorcę uprawnionego do korzystania z tych usług w tym państwie.

3. W przypadku odmowy świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e

22) Przez art. 1 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

23) Dodany przez art. 1 pkt 5 ustawy, o której mowa w odnośniku 2; przepis ten, w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r., stosownie do art. 22 pkt 1 tej ustawy.

24) Dodany przez art. 1 pkt 5 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

ust. 1, z powodu nieuznania odbiorcy za uprawnionego do wyboru sprzedawcy w jednym z dwóch państw członkowskich Unii Europejskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – będącym stroną umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, na uzasadniony wniosek odbiorcy lub sprzedawcy, zwrócić się, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, do Komisji Europejskiej o zobowiązanie państwa, w którym odmówiono świadczenia tych usług, do realizacji żądanej usługi.

Art. 4g.²⁴⁾ 1. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne lub przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego za pomocą sieci gazociągów kopalnianych odmówi zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, jest ono obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz zainteresowany podmiot, podając uzasadnienie odmowy.

2. W przypadku odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej operator systemu elektroenergetycznego, na żądanie podmiotu występującego o jej zawarcie, przedstawia temu podmiotowi istotne informacje o działaniach, jakie należy podjąć, aby wzmocnić sieć w celu umożliwienia zawarcia tej umowy; za opracowanie informacji może być pobrana opłata odzwierciedlająca koszty jej przygotowania.

Art. 4h.²⁴⁾ 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może odmówić świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji lub transportu gazu ziemnego, usługi magazynowania lub usługi skraplania gazu ziemnego, jeżeli świadczenie tych usług może spowodować dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo trudności finansowe lub ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów przewidujących obowiązek zapłaty za określoną ilość gazu ziemnego, niezależnie od ilości pobranego gazu, lub gdy świadczenie tych usług uniemożliwia wywiązanie się przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo z obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, które odmówiło świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji lub transportu gazu ziemnego, usługi magazynowania lub usługi skraplania gazu ziemnego, z powodów określonych w ust. 1, powinno niezwłocznie wystąpić z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o czasowe zwolnienie z obowiązków określonych w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1 lub ograniczenie tych obowiązków, podając uzasadnienie odmowy.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na podstawie uzasadnionego wniosku, o którym mowa w ust. 2, może, w drodze decyzji, czasowo zwolnić z obowiązków, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1, nałożonych na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub transportem gazu ziemnego, magazynowaniem, skraplaniem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego lub ograniczyć te obowiązki.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, podejmując decyzję, o której mowa w ust. 3, bierze pod uwagę:

- 1) ogólną sytuację finansową przedsiębiorstwa, o którym mowa w ust. 1;
- 2) daty zawarcia umów i warunki, na jakich umowy zostały zawarte;
- 3) wpływ postanowień umów na sytuację finansową przedsiębiorstwa, o którym mowa w ust. 1, oraz odbiorców;
- 4) stopień rozwoju konkurencji na rynku paliw gazowych;
- 5) realizację obowiązków wynikających z ustawy;
- 6) podjęte działania mające na celu umożliwienie świadczenia usług, o których mowa w ust. 1;
- 7) wpływ tej decyzji na prawidłowe funkcjonowanie i rozwój rynku paliw gazowych;
- 8) stopień połączeń systemów gazowych i ich współdziałanie.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po uwzględnieniu wniosku przedsiębiorstwa energetycznego niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zajęтым stanowisku do wniosku, o którym mowa w ust. 2; wraz z powiadomieniem przekazuje informacje dotyczące zajętego stanowiska.

6. W przypadku zgłoszenia przez Komisję Europejską poprawek do stanowiska, o którym mowa w ust. 5, lub wniosku o jego zmianę, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do poprawek lub wniosku Komisji Europejskiej w terminie 28 dni od dnia otrzymania poprawek lub wniosku.

7. Uzgodnione z Komisją Europejską stanowisko do wniosku przedsiębiorstwa energetycznego stanowi podstawę do wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji, o której mowa w ust. 3.

8. Decyzję, o której mowa w ust. 3, wraz z uzasadnieniem Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza niezwłocznie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 4i.²⁴⁾ 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może, w drodze decyzji, zwolnić przedsiębiorstwo z obowiązków świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 i art. 4e ust. 1, oraz przedkładać taryfy do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47

ust. 1, gdy świadczenie tych usług będzie się odbywać z wykorzystaniem elementów systemu gazowego lub instalacji gazowych, których budowa nie została ukończona do dnia 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu, zwanych dalej „nową infrastrukturą”, w tym gazociągów międzysystemowych, instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego.

2. Zwolnienia, o którym mowa w ust. 1, można udzielić, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- 1) nowa infrastruktura ma wpływ na zwiększenie konkurencyjności w zakresie dostarczania paliw gazowych oraz bezpieczeństwa ich dostarczenia;
- 2) ze względu na ryzyko związane z budową nowej infrastruktury, bez udzielenia zwolnienia budowa ta nie byłaby podjęta;
- 3) nowa infrastruktura jest lub będzie własnością podmiotu niezależnego, przynajmniej pod względem formy prawnej, od operatora systemu gazowego, w którym to systemie nowa infrastruktura została lub zostanie zbudowana;
- 4) na użytkowników nowej infrastruktury są nałożone opłaty za korzystanie z tej infrastruktury;
- 5) zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, nie spowoduje pogorszenia warunków konkurencji i efektywności funkcjonowania rynku paliw gazowych lub systemu gazowego, w którym nowa infrastruktura została lub zostanie zbudowana.

3. Przepisy ust. 1 i 2 stosuje się także do infrastruktury, której budowę ukończono do dnia 4 sierpnia 2003 r., jeżeli po tym dniu zostały lub zostaną w niej dokonane zmiany umożliwiające znaczny wzrost zdolności przesyłowej tej infrastruktury lub rozwój nowych źródeł zaopatrzenia w paliwa gazowe.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, rozpatrując wniosek, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę niedyskryminacyjny dostęp do gazociągów międzysystemowych, okres, na jaki zawarto umowy dotyczące wykorzystania nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3, zwiększenie zdolności przesyłowej, okres planowanej eksploatacji infrastruktury oraz uwarunkowania krajowe w tym zakresie.

5. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy gazociągów międzysystemowych, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do tego wniosku, po konsultacji z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po uwzględnieniu wniosku, o którym mowa w ust. 1, niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zajętych stanowisku; do powiadomienia dołącza informacje dotyczące:

- 1) powodów zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1, łącznie z danymi finansowymi uzasadniającymi to zwolnienie;

- 2) analizy wpływu zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1 na konkurencyjność i sprawne funkcjonowanie rynku paliw gazowych;
- 3) okresu, na jaki udzielono zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1;
- 4) wielkości udziału zdolności przesyłowej infrastruktury objętej zwolnieniem z obowiązków wymienionych w ust. 1, w odniesieniu do całkowitej zdolności przesyłowej tej infrastruktury;
- 5) przebiegu i wyników konsultacji z właściwymi organami zainteresowanych państw członkowskich Unii Europejskiej;
- 6) wpływu nowej infrastruktury lub zmian w infrastrukturze, o której mowa w ust. 3, na dywersyfikację dostaw gazu.

7. W przypadku zgłoszenia przez Komisję Europejską poprawek do stanowiska, o którym mowa w ust. 6, lub wniosku o jego zmianę Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zajmuje stanowisko do poprawek lub wniosku Komisji Europejskiej w terminie 28 dni od dnia otrzymania poprawek lub wniosku.

8. Uzgodnienie z Komisją Europejską stanowisko do wniosku przedsiębiorstwa energetycznego stanowi podstawę do wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji, o której mowa w ust. 1.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, odrębnie dla każdej nowej infrastruktury lub infrastruktury, o której mowa w ust. 3; w decyzji określa się zakres zwolnienia z obowiązków wymienionych w ust. 1 oraz okres, na jaki udzielono zwolnienia.

10. Decyzję, o której mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza niezwłocznie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 4j.²⁹⁾ Odbiorcy paliw gazowych lub energii mają prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.

Rozdział 2

Dostarczanie paliw i energii

Art. 5.²⁵⁾ 1. Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu.

²⁵⁾ W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 6 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej:

- 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;
- 2) umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii – postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych lub energii w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych lub energii do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;
- 3) umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych – postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość paliw gazowych, miejsce, okres i sposób ich przechowywania, stawkę opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej stawki i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;
- 4) umowa o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego – postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

3. Dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii, zwanej dalej „umową kompleksową”; umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono

kupowane od innych przedsiębiorstw energetycznych, powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach.

4. Umowa kompleksowa może zawierać także postanowienia umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii lub umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, zawartych przez sprzedawcę na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych lub energii lub magazynowaniem tych paliw.

5. Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy.

6. Sprzedawca paliw gazowych lub energii powinien powiadomić odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki.

7. Umowy, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, powinny zawierać także postanowienia określające sposób postępowania w razie utraty przez odbiorcę możliwości wywiązania się z obowiązku zapłaty za dostarczone paliwa gazowe lub energię lub usługi związane z ich dostarczaniem.

Art. 5a.²⁶⁾ 1. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca z urzędu jest obowiązany zapewnić świadczenie usługi kompleksowej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym

przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy.

4. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może zrezygnować z usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z usługi kompleksowej, zachowując przewidziany w umowie okres jej wypowiedzenia, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu.

Art. 6. 1.²⁷⁾ Upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii wykonują kontrole układów pomiarowych, dotrzymania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń.

2.²⁷⁾ Przedstawicielom, o których mowa w ust. 1, po okazaniu legitymacji i pisemnego upoważnienia wydane go przez właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, przysługuje prawo:

- 1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie jest przeprowadzana kontrola, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej;
- 2) przeprowadzania, w ramach kontroli, niezbędnych przeglądów urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, a także prac związanych z ich eksploatacją lub naprawą oraz dokonywania badań i pomiarów;
- 3) zbierania i zabezpieczania dowodów naruszenia przez odbiorcę warunków używania układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 2, stwierdzono, że:

- 1) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska;
- 2) nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

3a. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia

26) Dodany przez art. 1 pkt 7 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

27) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 8 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

3b. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do bezwzględnego wznowienia dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, wstrzymanego z powodów, o których mowa w ust. 3 i 3a, jeżeli ustana przyczyna uzasadniająca wstrzymanie ich dostarczania.

3c. Przepisu ust. 3a nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, wzory protokołów kontroli i upoważnień do kontroli oraz wzór legitymacji.

5. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 4, powinno określać w szczególności:

- 1) przedmiot kontroli;
- 2) szczegółowe uprawnienia upoważnionych przedstawicieli, o których mowa w ust. 1;
- 3) tryb przeprowadzania kontroli.

Art. 6a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, jeżeli odbiorca:

- 1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca;
- 2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło;
- 3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

3. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii.

Art. 7.²⁸⁾ 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia

28) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 9 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

2. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

3. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane.

4. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane do spełniania technicznych warunków dostarczania paliw gazowych lub energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4, 7 i 8 oraz w odrębnych przepisach i koncesji.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4, 7 i 8 i art. 46 oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 i 20.

6. Budowę i rozbudowę odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci zapewnia przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, umożliwiając ich wykonanie zgodnie z zasadami konkurencji także innym przedsiębiorcom zatrudniającym pracowników o odpowiednich kwalifikacjach i doświadczeniu w tym zakresie.

7. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, biorąc pod uwagę parametry sieci,

standardy jakościowe paliw gazowych lub energii oraz rodzaj i wielkość przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci.

8. Za przyłączenie do sieci pobiera się opłatę ustaloną na podstawie następujących zasad:

- 1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
- 2) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej innej niż wymieniona w pkt 1, sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz sieci ciepłowniczej, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do wielkości mocy przyłączeniowej, jednostki długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;
- 3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej nie wyższej niż 5 MW oraz źródeł energii wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła o mocy elektrycznej nie wyższej niż 5 MW i projektowanej średniorocznej sprawności przemiany ogółem nie niższej niż 70%, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

9. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 2 miesięcy od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w ust. 1, nie zgłosi zastrzeżeń do odmowy, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może pobrać opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie w umowie o przyłączenie; przepisu ust. 8 nie stosuje się.

10. Koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w zakresie, w jakim zostały pokryte wpływami z opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 8 i 9, nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych lub energii.

11. W umowie o przyłączenie do sieci ciepłowniczej mogą być ustalone niższe stawki opłat za przyłączenie do sieci niż ustalone na podstawie zasad określonych w ust. 8.

12. Przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w ust. 1, w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do sieci.

13. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane powiadomić przyłączany podmiot o planowanych terminach prac wymienionych w ust. 12 z wyprzedzeniem umożliwiającym przyłączanemu podmiotowi przygotowanie nieruchomości lub pomieszczeń do przeprowadzenia i odbioru tych prac.

14. Przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek wydać, na wniosek zainteresowanego, oświadczenie, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego, o zapewnieniu dostaw paliw gazowych lub energii oraz warunkach przyłączenia obiektu budowlanego do sieci.

Art. 7a.²⁹⁾ 1. Przyłączane do sieci urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo sieci ciepłowniczej oraz współpracujących z tą siecią urządzeń lub instalacji służących do wytwarzania lub odbioru ciepła, zwanych dalej „systemem ciepłowniczym”;
- 2) zabezpieczenie systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci;
- 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu paliw gazowych lub energii;
- 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych paliw gazowych i energii;
- 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach;
- 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobrane paliwa lub energię.

2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w ust. 1, muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności: przepisach

29) Dodany przez art. 1 pkt 10 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania paliw gazowych lub energii i rodzaju stosowanego paliwa.

3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, udzielając zgody, o której mowa w ust. 3, uwzględnia:

- 1) wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej lub sieci elektroenergetycznej;
- 2) odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej istniejącą siecią gazową lub siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

Art. 8. 1.³⁰⁾ W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku niezasadzonego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony.

2. W sprawach, o których mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Art. 9.³¹⁾ 1. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu gazowego, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci określone w odrębnych przepisach.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;

30) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 11 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

31) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 12 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci instalacji skroplonego gazu ziemnego, instalacji magazynowych, sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz gazociągów bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu gazowego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu gazowego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym;
- 7) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 8) parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 9) sposób załatwiania reklamacji.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu elektroenergetycznego, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci określone w odrębnych przepisach.

4. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;

- 8) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 9) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 10) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku;
- 11) sposób informowania odbiorców przez sprzedawcę o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów;
- 12) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 13) sposób załatwiania reklamacji.

5.³²⁾ Zakres, warunki i sposób bilansowania, o którym mowa w ust. 4 pkt 5, dla źródeł wykorzystujących energię wiatru, znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, określa się odmiennie niż dla pozostałych źródeł energii, uwzględniając:

- 1) udział energii elektrycznej wytworzonej w źródłach wykorzystujących energię wiatru w ilości energii elektrycznej wytworzonej w kraju;
- 2) czas, w jakim należy dokonać zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej do realizacji operatorom systemu elektroenergetycznego w stosunku do okresu, którego one dotyczą.

6.³²⁾ Koszty wynikające ze stosowania dla źródeł wykorzystujących energię wiatru odmiennego bilansowania, o którym mowa w ust. 5, uwzględnia się w kosztach stanowiących podstawę do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych.

7. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemów ciepłowniczych, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tych systemów, równoprawne traktowanie odbiorców ciepła, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci określone w odrębnych przepisach.

8. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 7, powinno określać w szczególności:

32) Przepis stosuje się do dnia 31 grudnia 2010 r., stosownie do art. 23 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych i instalacji odbiorców;
- 3) sposób prowadzenia obrotu ciepłem;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji ciepła, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci;
- 5) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 6) parametry jakościowe nośnika ciepła i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 7) sposób załatwiania reklamacji.

9. Minister właściwy do spraw gospodarki, w odniesieniu do paliw gazowych i energii elektrycznej, powiadamia Komisję Europejską co 2 lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, o wszelkich zmianach w działaniach mających na celu realizację obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska oraz o wpływie tych zmian na konkurencję krajową i międzynarodową.

Art. 9a.³³⁾ 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9:

- 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1, albo
- 2) uiścić opłatę zastępczą, obliczoną w sposób określony w ust. 2.

2. Opłatę zastępczą oblicza się według wzoru:

$$O_z = O_{zj} \times (E_o - E_u),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_z – opłatę zastępczą wyrażoną w złotych,
 O_{zj} – jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą 240 złotych za 1 MWh,
 E_o – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, w danym roku,
 E_u – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia w danym roku.

3.³⁴⁾ Jednostkowa opłata zastępcza oznaczona symbolem O_{zj} , o której mowa w ust. 2, podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się opłatę zastępczą, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkową opłatę zastępczą po jej waloryzacji, o której mowa w ust. 3, w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

5. Opłata zastępcza, o której mowa w ust. 1 pkt 2, stanowi dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i należy ją uiścić na wyodrębniony rachunek tego funduszu do dnia 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy.

6. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesje na jej wytwarzanie; zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.

7. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem ciepłem i sprzedające to ciepło jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, do zakupu oferowanego ciepła wytwarzanego w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do sieci, do której są przyłączone odnawialne źródła energii.

8. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, do zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w przyłączonych do sieci źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

9. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązków, o których mowa w ust. 1, 6 i 7, w tym:

33) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 13 ustawy, o której mowa w odnośniku 2, który wszedł w życie z dniem 1 października 2005 r.

34) Przepis stosuje się od dnia 1 stycznia 2007 r., stosownie do art. 14 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 1) rodzaje odnawialnych źródeł energii,
- 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii,
- 3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20, oraz inne paliwa,
- 4) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9c ust. 1, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w okresie kolejnych 10 lat,
- 5) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 1, 6 i 7:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1,
 - b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w ust. 1 pkt 2,
 - c) kosztów zakupu energii elektrycznej lub ciepła, do których zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych.

10. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązku, o którym mowa w ust. 8, w tym:

- 1) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- 2) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w tym we własnych źródłach, do której zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, w sprzedaży energii elektrycznej,
- 3) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 8, kosztów zakupu energii elektrycznej, do której zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych.

Art. 9b.³⁵⁾ Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła są odpowiedzialne za ruch sieciowy i zapewnienie utrzymania należących do nich sieci oraz współdziałanie z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami korzystającymi

z sieci, na warunkach określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9 ust. 7 i 8.

Art. 9c.³⁶⁾ 1. Operator systemu: przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub operator systemu połączonego gazowego, odpowiednio do zakresu działania, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego;
- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, dystrybucji tych paliw i ich magazynowania lub skraplania gazu ziemnego, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi;
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- 6) dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 7) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi;
- 8) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego;
- 9) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niebilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu;
- 10) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, usług magazynowania paliw gazowych lub usług skraplania gazu ziemnego, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi;

³⁵⁾ Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 14 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

³⁶⁾ W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 15 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

11) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV;
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami elektroenergetycznymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi;
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- 6) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, uwzględniając umowy z użytkownikami systemu przesyłowego oraz techniczne ograniczenia w tym systemie;
- 7) zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi;
- 8) zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- 9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, w tym równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
 - a) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z krajowego systemu elektroenergetycznego,
 - b) zarządzania ograniczeniami systemowymi;

- 10) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie;
- 11) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
- 12) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, w tym dotyczących realizacji obrotu transgranicznego oraz zarządzania siecią i bilansowania energii elektrycznej, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej i korzystania z tej sieci;
- 13) opracowywanie planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;
- 14) realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7;
- 15) opracowywanie normalnego układu pracy sieci przesyłowej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.

3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV;
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania;
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania

ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;

- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
 - a) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
 - b) zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV;
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;
- 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów, o których mowa w ust. 2 pkt 13;
- 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
- 12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;
- 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.

4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1-3, wykonując działalność gospodarczą, są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

5. Jeżeli do realizacji zadań, o których mowa w ust. 1-3, jest niezbędne korzystanie przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego z sieci, instalacji lub

urządzeń należących do innych operatorów systemów lub przedsiębiorstw energetycznych, udostępnienie tych sieci, instalacji lub urządzeń następuje na zasadach określonych w ustawie oraz na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej.

6. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

7. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.

8. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego za korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego pobiera opłaty na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4, a także może żądać od odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego informacji o ilości energii elektrycznej zużywanej przez tych odbiorców, służącej do obliczenia tej opłaty.

9. Operator systemu przesyłowego, odpowiednio do zakresu działania, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, do dnia 31 marca każdego roku, informacje za poprzedni rok kalendarzowy o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, w szczególności dotyczące:

- 1) zdolności przesyłowych sieci oraz mocy źródeł przyłączonych do tej sieci;
- 2) jakości i poziomu utrzymania sieci;
- 3) podejmowanych działań mających na celu pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną, w tym, w przypadku wystąpienia przerw w dostarczaniu tych paliw lub energii do sieci;
- 4) sporządzanych planów w zakresie określonym w pkt 1-3.

10. Operatorzy systemów przesyłowych współdziałają z Komisją Europejską w sprawach dotyczących rozwoju transeuropejskich sieci przesyłowych.

11. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie do 15 dnia miesiąca następującego po zakończeniu kwartału, informacje o ilości energii elektrycznej importowanej w danym kwartale z państw niebędących członkami Unii Europejskiej.

12. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do przedstawiania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do jego sieci i wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego, z podziałem na poszczególne rodzaje źródeł, w terminie do dnia:

- 1) 31 lipca – za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca danego roku;
- 2) 31 stycznia – za okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia roku poprzedniego.

Art. 9d.³⁷⁾ 1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu połączonego, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

2. W celu zapewnienia niezależności operatorów, o których mowa w ust. 1, muszą być spełnione łącznie następujące kryteria:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się także działalnością gospodarczą niezwiązaną z paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani być odpowiedzialne – bezpośrednio lub pośrednio – za bieżącą działalność w zakresie wykonywanej działalności gospodarczej innej niż wynikająca z zadań operatorów;
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie systemem gazowym lub systemem elektroenergetycznym powinny mieć zapewnioną możliwość niezależnego działania;
- 3) operatorzy powinni mieć zapewnione prawo podejmowania niezależnych decyzji w zakresie zarządzanego majątku koniecznego do ich działania, w tym eksploatacji, konserwacji, remontów lub rozbudowy sieci;
- 4) kierownictwo przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo nie powinno wydawać operatorom poleceń dotyczących ich bieżącego funkcjonowania ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że te polecenia lub decyzje dotyczyłyby działań operatorów, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub równoważny dokument.

37) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 16 ustawy, o której mowa w odnośniku 2; przepisy te, w zakresie dotyczącym obowiązku uzyskania niezależności, pod względem formy prawnej, operatorów systemów dystrybucyjnych, stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r., stosownie do art. 22 pkt 2 tej ustawy.

3. Działania mające na celu zapewnienie niezależności operatorów powinny umożliwiać funkcjonowanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządkiem i wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych przez nich aktywów, w szczególności dotyczących sposobu zarządzania zyskiem z udziałów kapitałowych, zatwierdzania rocznego planu finansowego lub równoważnego dokumentu i ustalania ograniczeń w zakresie poziomu całkowitego zadłużenia ich przedsiębiorstwa.

4. Operatorzy opracowują i są odpowiedzialni za realizację programów, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów.

5. Operatorzy przedstawiają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, do dnia 31 marca każdego roku, sprawozdania zawierające opisy działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów, o których mowa w ust. 4.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatorów, sprawozdania, o których mowa w ust. 5.

7. Przepisów ust. 1-6 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego:

- 1) elektroenergetycznego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż sto tysięcy;
- 2) obsługującego system elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych;
- 3) gazowego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku nie przekracza 100 mln m³.

Art. 9e.³⁸⁾ 1. Potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii jest świadectwo pochodzenia tej energii, zwane dalej „świadectwem pochodzenia”.

2. Świadectwo pochodzenia zawiera w szczególności:

- 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii;

38) Dodany przez art. 1 pkt 3 ustawy z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 91, poz. 875), która weszła w życie z dniem 1 maja 2004 r.; w brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 17 ustawy, o której mowa w odnośniku 2, który wszedł w życie z dniem 1 października 2005 r.

- 2) określenie lokalizacji, rodzaju i mocy odnawialnego źródła energii, w którym energia elektryczna została wytworzona;
- 3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia i wytworzonej w określonym odnawialnym źródle energii;
- 4) określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona, z uwzględnieniem podziału na kwartały kalendarzowe.

3. Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do świadectw pochodzenia stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, zawiera:

- 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii;
- 2) określenie lokalizacji, rodzaju i mocy odnawialnego źródła energii, w którym energia elektryczna została wytworzona;
- 3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej w określonym odnawialnym źródle energii;
- 4) określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona, z uwzględnieniem podziału na kwartały kalendarzowe.

5. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wniosek, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

6. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy, o którym mowa w art. 2 pkt 2 lit. d ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019 i Nr 183, poz. 1537 i 1538).

7. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia powstają z chwilą zapisania świadectwa, na podstawie informacji o wydanych świadectwach pochodzenia, o której mowa w ust. 17, po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw pochodzenia prowadzonym przez podmiot, o którym mowa w ust. 9, i przysługują osobie będącej posiadaczem tego konta.

8. Przeniesienie praw majątkowych wynikających ze świadectwa pochodzenia następuje z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu w rejestrze świadectw pochodzenia.

9. Rejestr świadectw pochodzenia prowadzi podmiot prowadzący giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych i organizujący na tej giełdzie obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.

10. Podmiot, o którym mowa w ust. 9, jest obowiązany prowadzić rejestr świadectw pochodzenia w sposób zapewniający:

- 1) identyfikację podmiotów, którym przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia;
- 2) identyfikację przysługujących praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia oraz odpowiadającej tym prawom ilości energii elektrycznej;
- 3) zgodność ilości energii elektrycznej objętej zarejestrowanymi świadectwami pochodzenia z ilością energii elektrycznej odpowiadającą prawom majątkowym wynikającym z tych świadectw.

11. Podmiot, o którym mowa w ust. 9, jest obowiązany, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9a ust. 1, wydać dokument stwierdzający prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia przysługujące wnioskodawcy i odpowiadającą tym prawom ilość energii elektrycznej.

12. Wpis do rejestru świadectw pochodzenia oraz dokonane zmiany w rejestrze podlegają opłacie w wysokości odzwierciedlającej koszty prowadzenia rejestru.

13. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9a ust. 1, któremu przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia, umarza, w drodze decyzji, to świadectwo pochodzenia w całości albo w części.

14. Świadectwo pochodzenia umorzone do dnia 31 marca danego roku kalendarzowego jest uwzględniane przy rozliczeniu wykonania obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 w poprzednim roku kalendarzowym.

15. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia wygasają z chwilą jego umorzenia.

16. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 1, wraz z wnioskiem o umorzenie świadectwa pochodzenia jest obowiązane złożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki dokument, o którym mowa w ust. 11.

17. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje informacje o wydanych i umorzonych świadectwach pochodzenia podmiotowi prowadzącemu rejestr tych świadectw, o którym mowa w ust. 9.

18. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach

energii o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW zwalnia się z:

- 1) opłat, o których mowa w ust. 12;
- 2) opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia;
- 3) opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1.

Art. 9f.³⁹⁾ 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, co pięć lat, przedstawia Radzie Ministrów raport określający cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w kolejnych dziesięciu latach, zgodne z zobowiązaniami wynikającymi z umów międzynarodowych dotyczących ochrony klimatu, oraz środki zmierzające do realizacji tych celów.

2. Krajowe zużycie energii elektrycznej oblicza się jako sumę krajowej produkcji energii elektrycznej, w tym produkcji tej energii na własne potrzeby oraz importu energii elektrycznej, pomniejszoną o jej eksport.

3. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, przyjmuje raport, o którym mowa w ust. 1.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki, na podstawie sprawozdania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o którym mowa w art. 24 ust. 1, sporządza co dwa lata raport zawierający analizę realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. W zakresie zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych dotyczących ochrony klimatu raport sporządza się w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw środowiska.

5. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, raporty, o których mowa w ust. 1 i 4, w terminie do dnia 27 października danego roku, w którym występuje obowiązek przedstawienia raportu. Raport, o którym mowa w ust. 1, podlega ogłoszeniu po przyjęciu przez Radę Ministrów.

Art. 9g.⁴⁰⁾ 1. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, zwanych dalej „instrukcjami”.

2. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

3. Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich;
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego;
- 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych;
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 6) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.

4. Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 13;
- 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie skoordynowanej sieci 110 kV;
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.

5. Operator systemu dystrybucyjnego uwzględni w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

39) Dodany przez art. 1 pkt 3 ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza.

40) Dodany przez art. 1 pkt 18 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego powinna także zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą:

- 1) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 2) procedury:
 - a) zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej,
 - b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub energii elektrycznej,
 - c) bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania,
 - d) zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń,
 - e) awaryjne;
- 3) sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe lub energię elektryczną;
- 4) procedury i zakres wymiany informacji niezbędnej do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 5) kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz zarządzania połączeniami systemów gazowych albo systemów elektroenergetycznych.

7. Operator systemu przesyłowego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, tę część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatora systemu przesyłowego, zatwierdzoną część instrukcji, o której mowa w ust. 7.

9. Operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej części instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia tę część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

10. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego zamieszczają na swoich stronach internetowych obowiązujące instrukcje oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach.

Art. 9h.⁴⁰⁾ 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji, operatorów: systemów przesyłowych, systemów dystrybucyjnych, systemów magazynowania paliw gazowych, systemów skraplania gazu ziemnego lub operatorów systemu połączonego oraz określa obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatorów zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę ich efektywność ekonomiczną i skuteczność zarządzania systemami gazowymi albo systemami elektroenergetycznymi.

Art. 9i.⁴⁰⁾ 1. Sprzedawców z urzędu wyłania Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w drodze przetargu. W przetargu mogą uczestniczyć przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną.

2.⁴¹⁾ Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg.

3. W ogłoszeniu o przetargu określa się:

- 1) zakres usług kompleksowych będących przedmiotem przetargu;
- 2) nazwę i siedzibę operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego oraz obszar Rzeczypospolitej Polskiej, dla którego będzie wyłoniony sprzedawca z urzędu;
- 3) miejsce i termin udostępnienia dokumentacji przetargowej.

4. Ogłoszenie o przetargu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa w dokumentacji przetargowej warunki, jakie powinno spełniać przedsiębiorstwo energetyczne uczestniczące w przetargu, oraz wymagania, jakim powinna odpowiadać oferta, a także kryteria oceny ofert; w dokumentacji przetargowej mogą być określone warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie świadczenia usług kompleksowych przez sprzedawcę z urzędu.

6. Określając w dokumentacji przetargowej kryteria oceny ofert oraz dokonując wyboru oferty na sprzedawcę z urzędu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki kieruje się:

- 1) doświadczeniem oferenta i efektywnością ekonomiczną wykonywanej przez niego działalności gospodarczej;

41) Przepis wejdzie w życie z dniem 1 lipca 2007 r.

2) warunkami technicznymi oraz wysokością środków finansowych, jakie posiada oferent, niezbędnymi do realizacji zadań sprzedawcy z urzędu.

7. Dokumentacja przetargowa jest udostępniana za opłatą, która nie może przekroczyć kosztów wykonania dokumentacji; opłata jest pobierana przez Urząd Regulacji Energetyki.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, unieważnia przetarg, jeżeli zostały rażąco naruszone przepisy prawa.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uznaje, w drodze decyzji, przetarg za nierozstrzygnięty, jeżeli:

- 1) żaden z uczestników nie spełnił warunków uczestnictwa w przetargu;
- 2) w terminie wskazanym w dokumentacji przetargowej do przetargu nie przystąpiło żadne przedsiębiorstwo energetyczne.

10. W przypadku niewyłonienia, w drodze przetargu, sprzedawcy z urzędu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na okres 12 miesięcy, wyznacza z urzędu, w drodze decyzji, tego sprzedawcę.

11. Po wyłonieniu, w drodze przetargu, lub wyznaczeniu sprzedawcy z urzędu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje zmian w koncesji udzielonej przedsiębiorstwu energetycznemu wyłonionemu lub wyznaczonemu na tego sprzedawcę, określając w niej:

- 1) warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie świadczenia usług kompleksowych;
- 2) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, będące operatorem systemu, do którego są przyłączeni odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

12. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, tryb ogłaszania przetargu zapewniający właściwe poinformowanie o przetargu podmiotów nim zainteresowanych oraz szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej, a także warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, kierując się potrzebą zapewnienia przejrzystych warunków i kryteriów przetargu oraz równoprawnego traktowania jego uczestników.

Art. 9j.⁴⁰⁾ 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane utrzymywać zapasy tego gazu w ilości 3% planowanej przez to przedsiębiorstwo rocznej wielkości importu gazu ziemnego.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane zapewnić dostępność zapasów

gazu ziemnego, o których mowa w ust. 1, w przypadku nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego z importu, awarii w sieciach innych operatorów systemu gazowego lub zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania tego systemu.

3. W celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłączone do sieci elektroenergetycznej należącej do tego systemu jest obowiązane do wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia jakości dostarczanej energii oraz ciągłości i niezawodności dostarczania tej energii do odbiorców lub uniknięcia zagrożenia bezpieczeństwa osób lub strat materialnych.

4. W przypadku wystąpienia gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji, sieci lub obiektów budowlanych powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającą bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego operator systemu przesyłowego podejmuje we współpracy z zainteresowanymi podmiotami niezbędne działania mające na celu przywrócenie prawidłowego funkcjonowania tego systemu, zgodnie z procedurami określonymi w art. 9g ust. 6.

5. Działania, o których mowa w ust. 4, polegają na:

- 1) dostarczaniu paliwa gazowego do systemu lub pozostawania w gotowości do jego dostarczenia;
- 2) wytwarzaniu energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania;
- 3) uruchomieniu dodatkowych:
 - a) dostaw paliw gazowych, w tym stanowiących zapasy, o których mowa w ust. 1,
 - b) jednostek wytwórczych energii elektrycznej;
- 4) wprowadzaniu ograniczenia lub wstrzymaniu poboru paliw gazowych lub energii elektrycznej przez odbiorców tych paliw lub energii na określonym obszarze Rzeczypospolitej Polskiej;
- 5) wykorzystaniu sieci telekomunikacyjnej służącej do prowadzenia ruchu sieciowego.

6. O wystąpieniu zdarzeń, o których mowa w ust. 4, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezwłocznie informuje ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

7. Koszty ponoszone przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w ust. 1, są zaliczane do kosztów działalności wymienionych w art. 45 ust. 1.

Art. 9k.⁴⁰⁾ Operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Art. 10. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane umożliwiać przeprowadzenie kontroli w zakresie zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 6.

3. Kontrolę, o której mowa w ust. 2, przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, które powinno zawierać:

- 1) oznaczenie osoby dokonującej kontroli;
- 2) nazwę kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 3) określenie zakresu kontroli.

4. Osoby upoważnione przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do dokonywania kontroli są uprawnione do:

- 1) wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są gromadzone i utrzymywane zapasy;
- 2) analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów.

5. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół i przedstawia organom kontrolowanego przedsiębiorstwa.

6. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, wielkości zapasów paliw, o których mowa w ust. 1, sposób ich gromadzenia oraz szczegółowy tryb przeprowadzania kontroli stanu zapasów, uwzględniając rodzaj działalności gospodarczej, możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie gromadzenia zapasów.

Art. 11. 1. W przypadku:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- 2) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
- 3) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych

– na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

2. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych polegają na sprzedaży tych paliw na podstawie wydanych odbiorcom upoważnień do zakupu określonej ilości paliw.

3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła polegają na:

- 1) ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru paliw gazowych;
- 2) ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej;
- 3) zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła.

4. Ograniczenia wprowadzone na zasadach określonych w ust. 2 i 3 podlegają kontroli w zakresie przestrzegania ich stosowania.

5. Organami uprawnionymi do kontroli stosowania ograniczeń są:

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – w odniesieniu do dostarczanych sieciami paliw gazowych i energii elektrycznej;
- 2) wojewodowie – w odniesieniu do paliw stałych i ciekłych oraz ciepła;
- 3) organy właściwe w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o których mowa w art. 21a – w odniesieniu do jednostek wymienionych w tym przepisie.

6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń, o których mowa w ust. 1, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców.

7. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w ust. 1.

8. Przedsiębiorstwa energetyczne nie ponoszą odpowiedzialności za skutki ograniczeń wprowadzonych rozporządzeniem, o którym mowa w ust. 7.

9.⁴²⁾ Minister właściwy do spraw gospodarki informuje niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie Unii Europejskiej oraz państwa członkowskie Europejskiej

42) W brzmieniu ustalonym przez art. 20 pkt 3 ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 r. o zmianie i uchyleniu niektórych ustaw w związku z uzyskaniem przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej (Dz. U. Nr 96, poz. 959), która weszła w życie z dniem 1 maja 2004 r.

skiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym o wprowadzonych ograniczeniach, o których mowa w ust. 7, w zakresie dostarczania i poboru gazu ziemnego i energii elektrycznej.

Rozdział 3

Polityka energetyczna

Art. 12. 1. Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest *Minister Gospodarki*⁴³⁾.

2. Zadania *Ministra Gospodarki*⁴³⁾ w zakresie polityki energetycznej obejmują:

- 1)⁴⁴⁾ przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji;
- 2) określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię, w trybie i zakresie ustalonych w ustawie;
- 3)⁴⁵⁾ nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą;
- 4) współdziałanie z wojewodami i samorządami terytorialnymi w sprawach planowania i realizacji systemów zaopatrzenia w paliwa i energię;
- 5) koordynowanie współpracy z międzynarodowymi organizacjami rządowymi w zakresie określonym ustawą;
- 6) (uchylony)⁴⁶⁾.

3. (uchylony)⁴⁷⁾.

Art. 13.⁴⁸⁾ Celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska.

43) Obecnie: minister właściwy do spraw gospodarki, stosownie do art. 4 ust. 1, art. 5 pkt 4 i art. 9 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2003 r. Nr 159, poz. 1548, Nr 162, poz. 1568 i Nr 190, poz. 1864, z 2004 r. Nr 19, poz. 177, Nr 69, poz. 624, Nr 91, poz. 873, Nr 96, poz. 959, Nr 116, poz. 1206, Nr 141, poz. 1492, Nr 238, poz. 2390, Nr 240, poz. 2408 i Nr 273, poz. 2702, z 2005 r. Nr 17, poz. 141, Nr 33, poz. 288, Nr 155, poz. 1298, Nr 169, poz. 1414 i 1417 i Nr 267, poz. 2258 oraz z 2006 r. Nr 45, poz. 319 i Nr 75, poz. 519), która weszła w życie z dniem 1 kwietnia 1999 r.

44) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 19 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

45) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 19 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

46) Przez art. 1 pkt 19 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

47) Przez art. 1 pkt 6 ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), która weszła w życie z dniem 14 czerwca 2000 r.

48) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 20 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

Art. 14.⁴⁹⁾ Polityka energetyczna państwa określa w szczególności:

- 1) bilans paliwowo-energetyczny kraju;
- 2) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii;
- 3) zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne;
- 4) efektywność energetyczną gospodarki;
- 5) działania w zakresie ochrony środowiska;
- 6) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- 7) wielkości i rodzaje zapasów paliw;
- 8) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego;
- 9) kierunki prac naukowo-badawczych;
- 10) współpracę międzynarodową.

Art. 15.⁴⁹⁾ 1. Polityka energetyczna państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera:

- 1) ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres;
- 2) część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat;
- 3) program działań wykonawczych na okres 4 lat zawierający instrumenty jego realizacji.

2. Politykę energetyczną państwa opracowuje się co 4 lata.

Art. 15a.⁴⁹⁾ 1. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, przyjmuje politykę energetyczną państwa.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, przyjętą przez Radę Ministrów politykę energetyczną państwa.

Art. 15b.⁴⁹⁾ 1. Minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną.

2. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1, zawierają informacje obejmujące w szczególności:

- 1) popyt i podaż gazu ziemnego i energii elektrycznej;
- 2) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny i energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 3) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego i elektroenergetycznego;
- 4) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny i energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw;
- 5) oddziaływanie sektora gazowego i elektroenergetycznego na środowisko;

49) Dodany przez art. 1 pkt 21 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 6) poziom zapasów:
 - a) gazu ziemnego,
 - b) paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej;
- 7) sytuację ekonomiczną przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenową gazu ziemnego i energii elektrycznej;
- 8) skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną;
- 9) przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny i energię elektryczną;
- 10) planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej lub zdolności przesyłowych gazu ziemnego.

3. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1, zawierają także wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza sprawozdania, o których mowa w ust. 1, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, do dnia 31 lipca danego roku.

5. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1, minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej do dnia 31 sierpnia:

- 1) co roku – dotyczące gazu ziemnego;
- 2) co 2 lata – dotyczące energii elektrycznej.

Art. 15c.⁴⁹⁾ 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z ministrem właściwym do spraw Skarbu Państwa oraz Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów opracowuje sprawozdanie dotyczące nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne i ich zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz przekazuje je, do dnia 31 lipca każdego roku, Komisji Europejskiej.

2. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, zawiera informacje o:

- 1) zmianie struktury właścicielskiej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku energii elektrycznej;
- 2) podjętych działaniach mających na celu zapewnienie wystarczającej różnorodności uczestników rynku i zwiększenia konkurencji;
- 3) połączeniach z systemami innych państw.

Art. 16. 1.⁵⁰⁾ Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządzają dla obszaru swojego działania

plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na okresy nie krótsze niż trzy lata.

3. Plany, o których mowa w ust. 1, obejmują w szczególności:

- 1) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła;
- 2) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych;
- 2a)⁵¹⁾ przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo z systemami elektroenergetycznymi innych państw;
- 3) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców;
- 4) przewidywany sposób finansowania inwestycji;
- 5) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów;
- 6) przewidywany harmonogram realizacji inwestycji.

4. Plany, o których mowa w ust. 1, powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

5.⁵²⁾ W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, przy sporządzaniu planów, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane współpracować z przyłączonymi podmiotami oraz gminami, na których obszarze przedsiębiorstwa te wykonują działalność gospodarczą; współpraca powinna polegać w szczególności na:

- 1) przekazywaniu przyłączonym podmiotom informacji o planowanych przedsięwzięciach w takim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy paliw gazowych lub energii;

51) Dodany przez art. 1 pkt 22 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

52) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 22 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

50) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 22 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

2) zapewnieniu spójności między planami przedsiębiorstw energetycznych a założeniami i planami, o których mowa w art. 19 i 20.

6.⁵³⁾ Projekty planów, o których mowa w ust. 1, podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji:

- 1) paliw gazowych, dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw;
- 2) energii elektrycznej, dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii;
- 3) ciepła.

Art. 16a.⁵³⁾ 1. W przypadku możliwości wystąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na energię elektryczną, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.

2. W ogłoszeniu o przetargu określa się przedmiot przetargu, jego zakres, warunki uczestnictwa, rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych określone w odrębnych przepisach, umożliwiających budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną na warunkach preferencyjnych, oraz miejsce i termin udostępnienia dokumentacji przetargowej.

3. Do przetargu stosuje się odpowiednio przepisy art. 9i ust. 3 i 4 oraz ust. 6-8.

4. Przed skierowaniem ogłoszenia o przetargu do Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgadnia z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych i z innymi właściwymi organami administracji państwowej rodzaje instrumentów, o których mowa w ust. 2.

5. Określając w dokumentacji przetargowej kryteria oceny ofert oraz dokonując wyboru oferty na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebo-

wanie na tę energię, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki kieruje się:

- 1) polityką energetyczną państwa;
- 2) bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego;
- 3) wymaganiami dotyczącymi ochrony zdrowia i środowiska oraz bezpieczeństwa publicznego;
- 4) efektywnością energetyczną i ekonomiczną przedsięwzięcia;
- 5) lokalizacją budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- 6) rodzajem paliw przeznaczonych do wykorzystania w nowych mocach wytwórczych energii elektrycznej.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje Komisji Europejskiej warunki przetargu w terminie umożliwiającym ich opublikowanie w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej co najmniej na 6 miesięcy przed dniem zamknięcia składania ofert o przystąpieniu do przetargu.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zawiera z uczestnikiem przetargu, którego oferta została wybrana, umowę, w której określa się w szczególności obowiązki uczestnika, rodzaje instrumentów, o których mowa w ust. 2, oraz zasady rozliczania wsparcia finansowego wynikającego z tych instrumentów.

8. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, tryb ogłaszania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną zapewniający właściwe poinformowanie podmiotów zainteresowanych przetargiem, a także szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, kierując się potrzebą zapewnienia przejrzystych warunków i kryteriów przetargu oraz równoprawnego traktowania jego uczestników.

Art. 17.⁵⁴⁾ Samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa w zakresie określonym w art. 19 ust. 5 oraz bada zgodność planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa.

Art. 18. 1. Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy:

- 1) planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy;
- 2) planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy;

53) Dodany przez art. 1 pkt 23 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

54) W brzmieniu ustalonym przez art. 12 pkt 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o zmianie niektórych ustaw w związku ze zmianami w podziale zadań i kompetencji administracji terenowej (Dz. U. Nr 175, poz. 1462), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2006 r.

3)⁵⁵⁾ finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy.

2.⁵⁶⁾ Gmina realizuje zadania, o których mowa w ust. 1, zgodnie z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

3.⁵⁷⁾ Przepisy ust. 1 pkt 2 i 3 nie mają zastosowania do autostrad i dróg ekspresowych w rozumieniu przepisów o autostradach płatnych.

3a. (uchylony)⁵⁸⁾.

4. (uchylony)⁵⁹⁾.

Art. 19. 1. Wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwany dalej „projektem założeń”.

2. Projekt założeń sporządza się dla obszaru gminy lub jej części.

3. Projekt założeń powinien określać:

- 1) ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- 2) przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych;
- 3)⁵⁹⁾ możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;
- 4) zakres współpracy z innymi gminami.

4. Przedsiębiorstwa energetyczne udostępniają nieodpłatnie wójtowi (burmistrzowi, prezydentowi miasta) plany, o których mowa w art. 16 ust. 1, w zakresie dotyczącym terenu tej gminy oraz propozycje niezbędne do opracowania projektu założeń.

5.⁶⁰⁾ Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.

6. Projekt założeń wyklada się do publicznego wglądu na okres 21 dni, powiadamiając o tym w sposób przyjęty zwyczajowo w danej miejscowości.

7. Osoby i jednostki organizacyjne zainteresowane zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy mają prawo składać wnioski, zastrzeżenia i uwagi do projektu założeń.

8. Rada gminy uchwała założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, rozpatrując jednocześnie wnioski, zastrzeżenia i uwagi zgłoszone w czasie wyłożenia projektu założeń do publicznego wglądu.

Art. 20. 1. W przypadku gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń, o których mowa w art. 19 ust. 8, wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy lub jej części. Projekt planu opracowywany jest na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń i winien być z nim zgodny.

2. Projekt planu, o którym mowa w ust. 1, powinien zawierać:

- 1) propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, wraz z uzasadnieniem ekonomicznym;
- 1a)⁶¹⁾ propozycje w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- 2) harmonogram realizacji zadań;
- 3) przewidywane koszty realizacji proponowanych przedsięwzięć oraz źródło ich finansowania.

3. (uchylony)⁶²⁾.

4. Rada gminy uchwała plan zaopatrzenia, o którym mowa w ust. 1.

5.⁶³⁾ W celu realizacji planu, o którym mowa w ust. 1, gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi.

55) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 24 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

56) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 24 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

57) W brzmieniu ustalonym przez art. 61 pkt 2 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. Nr 203, poz. 1966), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2004 r.

58) Przez art. 61 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

59) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 4 ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza.

60) W brzmieniu ustalonym przez art. 12 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 54.

61) Dodany przez art. 1 pkt 5 ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza.

62) Przez art. 12 pkt 3 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 54.

63) W brzmieniu ustalonym przez art. 12 pkt 3 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 54.

6. W przypadku gdy nie jest możliwa realizacja planu na podstawie umów, rada gminy – dla zapewnienia zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – może wskazać w drodze uchwały tę część planu, z którą prowadzone na obszarze gminy działania muszą być zgodne.

Rozdział 4

Organ do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią

Art. 21. 1. Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”.

2.⁶⁴⁾ Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej.

2a.⁶⁵⁾ Prezesa URE wyłonionego w drodze konkursu powołuje Prezes Rady Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Prezes Rady Ministrów odwołuje Prezesa URE. Kadencja Prezesa URE trwa 5 lat, licząc od dnia powołania. Prezes URE pełni obowiązki do dnia powołania jego następcy.

3. (uchylony)⁶⁶⁾.

4. Prezes URE wykonuje zadania, o których mowa w ust. 1, przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE”.

5. Wiceprezesa URE powołuje i odwołuje minister właściwy do spraw gospodarki na wniosek Prezesa URE.

6. Minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze zarządzenia, nadaje statut URE, określający jego organizację wewnętrzną.

Art. 21a.⁶⁷⁾ Organami właściwymi w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią dla:

- 1) jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowanych, jednostek organizacyjnych Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej i Biura Ochrony Rządu oraz jednostek organizacyjnych więziennictwa podle-

głych Ministrowi Sprawiedliwości są inspekcje gospodarki energetycznej powoływane przez właściwych ministrów w uzgodnieniu z Prezesem URE;

- 2) jednostek organizacyjnych Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego i Agencji Wywiadu są inspekcje gospodarki energetycznej powoływane przez Szefów tych Agencji w uzgodnieniu z Prezesem URE.

Art. 22. 1. W skład Urzędu Regulacji Energetyki wchodzi Oddział Centralny w Warszawie oraz następujące oddziały terenowe:

- 1) północno-zachodni z siedzibą w Szczecinie;
- 2) północny z siedzibą w Gdańsku;
- 3) zachodni z siedzibą w Poznaniu;
- 4) wschodni z siedzibą w Lublinie;
- 5) środkowo-zachodni z siedzibą w Łodzi;
- 6) południowo-zachodni z siedzibą we Wrocławiu;
- 7) południowy z siedzibą w Katowicach;
- 8) południowo-wschodni z siedzibą w Krakowie.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zasięg terytorialny i właściwość rzeczową z uwzględnieniem granic powiatów.

3. Dyrektorzy oddziałów URE są powoływani i odwołani przez Prezesa URE.

Art. 23.⁶⁸⁾ 1. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

2. Do zakresu działania Prezesa URE należy:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji;
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach;
- 3) ustalanie:
 - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,
 - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych, o których mowa w lit. a,
 - c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia,

64) W brzmieniu ustalonym przez art. 25 pkt 1 ustawy z dnia 27 lipca 2005 r. o przeprowadzaniu konkursów na stanowiska kierowników centralnych urzędów administracji rządowej, prezesów zarządów państwowych funduszy celowych (Dz. U. Nr 163, poz. 1362), która weszła w życie z dniem 1 września 2005 r.

65) Dodany przez art. 25 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 64.

66) Przez art. 25 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 64.

67) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 26 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

68) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 27 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
- 4) kontrolowanie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a;
- 5) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16;
- 6) wyznaczanie operatorów systemów, o których mowa w art. 9h ust. 1;
- 7) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 i art. 4e ust. 1;
- 8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
- wyłaniania sprzedawców z urzędu,
 - budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- 10) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej;
- 11) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003);
- 12) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1;
- 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie;
- 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję;
- 15) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych;
- 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf;
- 17) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii;
- 18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do dnia 31 marca każdego roku:
- średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym – w poprzednim roku kalendarzowym;
- 19) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, w terminie do dnia 15 kwietnia każdego roku, oraz przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji, o których mowa w art. 9c ust. 11;
- 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
- zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym,
 - mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym,
 - warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci,
 - wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych,
 - warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne,
 - bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań,
 - wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44;
- 21) wydawanie oraz umarzanie świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1;
- 22) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.
3. W sprawach, o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 5, z wyjątkiem spraw wymienionych w art. 32 ust. 1 pkt 4, niezbędna jest opinia właściwego miejscowo zarządu województwa.
4. Nieprzedstawienie przez zarząd województwa opinii w sprawach wymienionych w ust. 2 pkt 1 i 5, w terminie 14 dni od dnia wpłynięcia sprawy do zaopiniowania, jest równoznaczne z wydaniem pozytywnej opinii.
- Art. 24. 1.⁶⁹⁾** Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie
- 69) Oznaczenie ust. 1 nadane przez art. 1 pkt 7 lit. a ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza; w brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 28 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

do końca pierwszego kwartału, sprawozdanie ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, stosownie do zakresu działania określonego w art. 23 ust. 2, oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności.

2.⁷⁰⁾ Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, zawiera także ocenę podjętych działań zmierzających do realizacji celów określonych w raporcie, o którym mowa w art. 9f ust. 1, w zakresie ich zgodności z zobowiązaniami wynikającymi z umów międzynarodowych.

Art. 25-27. (uchylone)⁷¹⁾.

Art. 28.⁷²⁾ Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Art. 29. Prezes Rady Ministrów określa, w drodze rozporządzenia, zasady wynagradzania pracowników URE.

Art. 30. 1. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2-4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.

2. Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do *Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego*⁷³⁾ w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji.

3. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach gospodarczych.

4. Do postanowień Prezesa URE, od których służy zażalenie, przepisy ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio, z tym że zażalenie wnosi się w terminie 7 dni.

70) Dodany przez art. 1 pkt 7 lit. b ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza.

71) Przez art. 24 pkt 4 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2002 r.

72) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 29 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

73) Obecnie: Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów, stosownie do art. 4 ustawy z dnia 5 lipca 2002 r. o zmianie ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. Nr 129, poz. 1102), która weszła w życie z dniem 15 grudnia 2002 r.

Art. 31. 1. URE wydaje Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Biuletynem URE”.

2. URE ogłasza w Biuletynie URE sprawozdania, o których mowa w art. 24 ust. 1.

3. URE ogłasza w Biuletynie URE informacje o:

- 1) podmiotach ubiegających się o koncesję;
- 2) decyzjach w sprawach koncesji i taryf wraz z uzasadnieniem;
- 3) rozstrzygnięciach w sprawach spornych podjętych przez Prezesa URE;
- 4)⁷⁴⁾ średnich cenach, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18.

4. W odniesieniu do ciepła informacje, o których mowa w ust. 3, ogłasza się we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym.

5. Prezes URE może ustanowić, w drodze zarządzenia, regionalne lub branżowe wydania Biuletynu URE oraz określić ich zakres, zasięg i warunki publikacji ogłoszeń.

Rozdział 5

Koncesje i taryfy

Art. 32. 1.⁷⁵⁾ Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych lub paliw gazowych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii, wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW;
- 2) magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowania paliw ciekłych, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz magazynowania paliw ciekłych w obrocie detalicznym;
- 3) przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania

74) Dodany przez art. 1 pkt 8 ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza; w brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 30 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

75) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 31 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

lub dystrybucji ciepła, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;

- 4) obrotu paliwami lub energią, z wyłączeniem: obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100.000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10.000 euro, oraz obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych jak również obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

2. Koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, będą wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego.

3. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, określi, w drodze rozporządzenia, minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy poprzez ustalenie maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła. Rozporządzenie określi poziom dywersyfikacji na okres co najmniej 10 lat.

4.⁷⁶⁾ Uzyskania koncesji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, nie wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Art. 33. 1. Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który:

- 1)⁷⁷⁾ ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
- 2) dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania;
- 3) ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności;
- 4) zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54;

76) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 31 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

77) W brzmieniu ustalonym przez art. 20 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 42.

- 5) uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

2. Uzyskanie koncesji, o której mowa w ust. 1, nie zwalnia z obowiązku uzyskania innych koncesji lub zezwoleń wymaganych na podstawie odrębnych przepisów.

3. Nie może być wydana koncesja wnioskodawcy:

- 1) który znajduje się w postępowaniu upadłościowym lub likwidacji;
- 2)⁷⁸⁾ któremu w ciągu ostatnich 3 lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą z przyczyn wymienionych w art. 58 ust. 2 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1807, z późn. zm.⁷⁹⁾), zwanej dalej „ustawą o swobodzie działalności gospodarczej”, lub którego w ciągu ostatnich 3 lat wykreślono z rejestru działalności regulowanej z przyczyn, o których mowa w art. 71 ust. 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej;
- 3) skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

4. (uchylony)⁸⁰⁾.

5. Prezes URE, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, informuje Komisję Europejską o przyczynach odmowy udzielenia wnioskodawcy koncesji.

Art. 34. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, wnoszą coroczne opłaty do budżetu państwa, obciążające koszty ich działalności.

2. (uchylony)⁸¹⁾.

78) W brzmieniu ustalonym przez art. 21 pkt 1 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1808), która weszła w życie z dniem 21 sierpnia 2005 r.

79) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2004 r. Nr 281, poz. 2777, z 2005 r. Nr 33, poz. 289, Nr 94, poz. 788, Nr 143, poz. 1199, Nr 175, poz. 1460, Nr 177, poz. 1468, Nr 178, poz. 1480, Nr 179, poz. 1485, Nr 180, poz. 1494 i Nr 183, poz. 1538 oraz z 2006 r. Nr 17, poz. 127.

80) Przez art. 1 pkt 32 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

81) Przez art. 2 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych, o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe (Dz. U. Nr 154, poz. 1802), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2002 r.

3. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość i sposób pobierania przez Prezesa URE opłat, o których mowa w ust. 1, z uwzględnieniem wysokości przychodów przedsiębiorstw energetycznych osiąganych z działalności objętej koncesją, a także kosztów regulacji.

4.⁸²⁾ Przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy nieprzekraczającej 5 MW są zwolnione z opłat, o których mowa w ust. 1, w zakresie wytwarzania energii w tych źródłach.

Art. 35. 1. Wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy i jego siedziby lub miejsca zamieszkania, a w razie ustanowienia pełnomocników do dokonywania czynności prawnych w imieniu przedsiębiorcy – również ich imiona i nazwiska;
- 2) określenie przedmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności, na którą ma być wydana koncesja, oraz projekt planu, o którym mowa w art. 16;
- 3) informacje o dotychczasowej działalności wnioskodawcy, w tym sprawozdania finansowe z ostatnich 3 lat, jeżeli podmiot prowadzi działalność gospodarczą;
- 4) określenie czasu, na jaki koncesja ma być udzielona, wraz ze wskazaniem daty rozpoczęcia działalności;
- 5) określenie środków, jakimi dysponuje podmiot ubiegający się o koncesję, w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności objętej wnioskiem;
- 6)⁸³⁾ numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej oraz numer identyfikacji podatkowej (NIP).

2. (uchylony)⁸⁴⁾.

3. Prezes URE odmawia udzielenia koncesji, gdy wnioskodawca nie spełnia wymaganych przepisami warunków.

Art. 36.⁸⁵⁾ Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskując o udzielenie koncesji na czas krótszy.

Art. 37. 1. Koncesja powinna określać:

- 1) podmiot i jego siedzibę lub miejsce zamieszkania;
- 2) przedmiot oraz zakres działalności objętej koncesją;
- 3) datę rozpoczęcia działalności objętej koncesją oraz warunki wykonywania działalności;

82) Dodany przez art. 1 pkt 10 ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza; ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 33 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

83) W brzmieniu ustalonym przez art. 21 pkt 2 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 78.

84) Przez art. 21 pkt 2 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 78.

85) W brzmieniu ustalonym przez art. 21 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 78.

4) okres ważności koncesji;

5) szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją, mające na celu właściwą obsługę odbiorców, w zakresie:

- a)⁸⁶⁾ zapewnienia zdolności do dostarczania paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu wymagań jakościowych, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4, 7 i 8,
 - b) powiadamiania Prezesa URE o niepodjęciu lub zaprzestaniu bądź ograniczeniu prowadzenia działalności objętej koncesją, w okresie jej obowiązywania;
- 6) zabezpieczenie ochrony środowiska w trakcie oraz po zaprzestaniu koncesjonowanej działalności;
- 7)⁸⁷⁾ numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej oraz numer identyfikacji podatkowej (NIP).

2. Koncesja powinna ponadto określać warunki zaprzestania działalności przedsiębiorstwa energetycznego po wygaśnięciu koncesji lub po jej cofnięciu.

3. (uchylony)⁸⁸⁾.

Art. 38. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

Art. 39. Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem.

Art. 40. 1. Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, pomimo wygaśnięcia koncesji, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny.

2. Jeżeli działalność prowadzona w warunkach określonych w ust. 1 przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, przy zachowaniu należytej staranności.

3. Koszty, o których mowa w ust. 2, są zatwierdzane przez Prezesa URE.

86) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 34 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

87) W brzmieniu ustalonym przez art. 21 pkt 4 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 78.

88) Przez art. 21 pkt 4 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 78.

Art. 41.⁸⁹⁾ 1. Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego.

2. Prezes URE cofa koncesję w przypadkach:

- 1) określonych w art. 58 ust. 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej;
- 2) cofnięcia przez właściwego naczelnika urzędu celnego, w trybie i na zasadach określonych w przepisach odrębnych, zezwolenia na prowadzenie składu podatkowego – w odniesieniu do działalności objętej tym zezwoleniem;
- 3)⁹⁰⁾ w przypadku zmiany, w zakresie określonym w ustawie, warunków wykonywanej działalności gospodarczej objętej koncesją.

3. Prezes URE cofa koncesję albo zmienia jej zakres w przypadkach określonych w art. 58 ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

4. Prezes URE może cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres:

- 1) w przypadkach określonych w art. 58 ust. 3 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej;
- 2) w przypadku podziału przedsiębiorstwa energetycznego lub jego łączenia z innymi podmiotami.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, Prezes URE powiadamia o cofnięciu koncesji właściwego dla podatnika naczelnika urzędu celnego.

Art. 42. Koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu na podstawie ustawy wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji.

Art. 43. 1. Kto zamierza prowadzić działalność polegającą na: wytwarzaniu, przetwarzaniu, magazynowaniu, przesyłaniu, dystrybucji oraz obrocie paliwami i energią, podlegającą koncesjonowaniu, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji.

2. Promesę wydaje Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej.

3. W promesie ustala się okres jej ważności, z tym że nie może on być krótszy niż 6 miesięcy.

4. W okresie ważności promesy nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy.

5. Do wniosku o wydanie promesy stosuje się odpowiednio art. 35.

Art. 44.⁹¹⁾ 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) dostarczania paliw gazowych lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi lub energią, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie, w tym sprzedaży paliw gazowych lub energii odbiorcom, którzy mają prawo wyboru sprzedawcy, i odbiorcom, którzy nie mają prawa wyboru sprzedawcy;
- 2) niezwiązanym z działalnością wymienioną w pkt 1.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do sporządzania i przechowywania sprawozdań finansowych dotyczących poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie dostarczania paliw gazowych lub energii, zawierających bilans oraz rachunek zysków i strat za okresy sprawozdawcze, na zasadach i w trybie określonych w przepisach o rachunkowości.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne, które nie są obowiązane na podstawie odrębnych przepisów do publikowania sprawozdań finansowych, udostępniają te sprawozdania do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

Art. 45. 1.⁹²⁾ Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1; taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:

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

89) W brzmieniu ustalonym przez art. 21 pkt 5 ustawy, o której mowa w odnośniku 78.

90) Dodany przez art. 1 pkt 35 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

91) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 36 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

92) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 37 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

1a. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993-1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, w części, jaką zatwierdzi Prezes URE, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1.

2. Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci.

3. Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii.

4. Przedsiębiorstwa energetyczne różnicują ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej.

5.⁹³⁾ Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE.

Art. 45a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub cen i stawek opłat ustalanych na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1, wycisza opłaty za dostarczane do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, z uwzględnieniem udzielonych odbiorcy upustów i bonifikat, stanowią koszty zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku, w którym znajdują się lokale mieszkalne i użytkowe, zamieszkałe lub użytkowane przez osoby niebędące odbiorcami.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela upustów lub bonifikat, o których mowa w ust. 2, za niedotrzymanie

93) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 37 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

standardów jakościowych obsługi odbiorców w wysokości określonej w taryfie lub w umowie.

4. Koszty zakupu, o których mowa w ust. 2, są rozliczane w opłatach pobieranych od osób, o których mowa w ust. 2. Wysokość opłat powinna być ustalana w taki sposób, aby zapewniała wyłącznie pokrycie ponoszonych przez odbiorcę kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

5. Przepisy ust. 4 stosuje się odpowiednio do ustalania przez odbiorcę – właściciela lub zarządcę budynku opłat dla osób, o których mowa w ust. 2, do których ciepło dostarczane jest z własnych źródeł i instalacji ciepłych.

6. W przypadku gdy wyłącznym odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku jest właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego, jest on odpowiedzialny za rozliczanie na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

7.⁹⁴⁾ W przypadku gdy miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego służącego do rozliczeń z przedsiębiorstwem energetycznym za dostarczone ciepło jest wspólne dla dwóch lub więcej budynków wielolokalowych, właściciele lub zarządcy tych budynków wyposażają je w układy pomiarowo-rozliczeniowe, w celu rozliczenia kosztów zakupu ciepła na poszczególne budynki.

8.⁹⁵⁾ Koszty zakupu ciepła, o których mowa w ust. 2, rozlicza się w części dotyczącej:

1) ogrzewania, stosując metody wykorzystujące:

a) dla lokali mieszkalnych i użytkowych:

- wskazania ciepłomierzy,
- wskazania urządzeń wskaźnikowych niebędących przyrządami pomiarowymi w rozumieniu przepisów metrologicznych, wprowadzonych do obrotu na zasadach i w trybie określonych w przepisach o systemie oceny zgodności,
- powierzchnię lub kubaturę tych lokali,

b) dla wspólnych części budynku wielolokalowego użytkowanych przez osoby, o których mowa w ust. 2, powierzchnię lub kubaturę tych części odpowiednio w proporcji do powierzchni lub kubatury zajmowanych lokali;

2) przygotowania ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie przez instalację w budynku wielolokalowym, stosując metody wykorzystujące:

- a) wskazania wodomierzy ciepłej wody w lokalach,
- b) liczbę osób zamieszkałych stale w lokalu.

94) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 38 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

95) Dodany przez art. 1 pkt 38 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

9.⁹⁶⁾ Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego dokonuje wyboru metody rozliczania całkowitych kosztów zakupu ciepła na poszczególne lokale mieszkalne i użytkowe w tym budynku, tak aby wybrana metoda, uwzględniając współczynniki wyrównawcze zużycia ciepła na ogrzewanie, wynikające z położenia lokalu w bryle budynku przy jednoczesnym zachowaniu prawidłowych warunków eksploatacji budynku określonych w odrębnych przepisach, stymulowała energooszczędne zachowania oraz zapewniała ustalanie opłat, o których mowa w ust. 4, w sposób odpowiadający zużyciu ciepła na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej.

10.⁹⁵⁾ Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wprowadza wybraną metodę, o której mowa w ust. 9, w formie wewnętrznego regulaminu rozliczeń ciepła przeznaczonego na ogrzewanie tego budynku i przygotowanie ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie poprzez instalację w budynku, zwanego dalej „regulaminem rozliczeń”; regulamin rozliczeń podaje się do wiadomości osobom, o których mowa w ust. 2, w terminie 14 dni od dnia jego wprowadzenia do stosowania.

11.⁹⁵⁾ W przypadku gdy właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wprowadził metodę, o której mowa w ust. 9, wykorzystującą ciepłomierze i urządzenia wymienione w ust. 8 pkt 1 lit. a tiret drugie oraz pkt 2 lit. a, osoba, o której mowa w ust. 2, udostępnia swoje pomieszczenia w celu zainstalowania lub wymiany tych ciepłomierzy i urządzeń oraz umożliwia dokonywanie ich kontroli i odczytu wskazań w celu rozliczania kosztów zużytego ciepła w tym budynku.

12.⁹⁵⁾ W przypadku stosowania w budynku wielolokalowym metody, o której mowa w ust. 9, wykorzystującej wskazania urządzeń wymienionych w ust. 8 pkt 1 lit. a tiret drugie, regulamin rozliczeń powinien dopuszczać możliwość zamiennego rozliczania opłat za ciepło dla lokali mieszkalnych lub użytkowych na podstawie ich powierzchni lub kubatury oraz określać warunki stosowania zamiennego rozliczania.

Art. 45b. (uchylony)⁹⁶⁾.

Art. 46.⁹⁷⁾ 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wyko-

rzystywania paliw gazowych, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci, w tym sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
- 3) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
- 4) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków działalności wykonywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- 5) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi;
- 6) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 7) sposób ustalania opłat za przekroczenia mocy;
- 8) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór paliw gazowych;
- 9) zakres usług wykonywanych na dodatkowe zlecenie odbiorcy i sposób ustalania opłat za te usługi.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

4. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) podział podmiotów przyłączanych na grupy przyłączeniowe;
- 3) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci, w tym sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
- 4) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
- 5) sposób uwzględniania w taryfach:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia,
 - b) kosztów zakupu energii elektrycznej, o których mowa w art. 9a ust. 6 i 8,
 - c) rekompensat, o których mowa w przepisach rozporządzenia Parlamentu Europejskiego

96) Przez art. 1 pkt 39 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

97) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 40 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej,

- d) kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1a;
- 6) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków wykonywanej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- 7) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w zakresie określonym w art. 45 ust. 1a;
- 8) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 9) sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy;
- 10) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 11) zakres usług wykonywanych na dodatkowe zlecenie odbiorcy i sposób ustalania opłat za te usługi.

5. Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania ciepła, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

6. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci, w tym sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
- 3) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
- 4) sposób uproszczonej kalkulacji taryf dla ciepła wytwarzanego w źródle, którego zainstalowana moc cieplna nie przekracza 5 MW;
- 5) sposób uwzględniania w taryfach kosztów zakupu ciepła, o którym mowa w art. 9a ust. 7;
- 6) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków wykonywanej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- 7) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi;
- 8) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 9) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór ciepła.

Art. 47. 1.⁹⁸⁾ Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.

2.⁹⁸⁾ Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46.

2a.⁹⁹⁾ Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdza, na okres nie dłuższy niż 3 lata, taryfę zawierającą ceny i stawki opłat w wysokości nie wyższej niż ceny i stawki opłat obowiązujące przed jej przedłożeniem Prezesowi URE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- 1) zawarte w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat nie uległy zmianie;
- 2) udokumentowane i opisane we wniosku zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, której dotyczy taryfa, nie uzasadniają obniżenia cen i stawek opłat zawartych w taryfie;
- 3) dla proponowanego we wniosku okresu obowiązywania taryfy lub dla części tego okresu nie został ustalony współczynnik korekcyjny, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. a.

2b.⁹⁹⁾ W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej Prezes URE może ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. a, wynikające wyłącznie ze zmiany warunków zewnętrznych, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować w odniesieniu do cen i stawek opłat określonych w taryfie, o której mowa w ust. 2a, do czasu wejścia w życie nowej taryfy wprowadzonej w trybie określonym w ust. 2.

2c.⁹⁹⁾ W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli:

- 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo
- 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.

2d.⁹⁹⁾ Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością

98) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 41 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

99) Dodany przez art. 1 pkt 41 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.

3. Prezes URE:

- 1) ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych i energii elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy;
- 2) kieruje do ogłoszenia, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym zatwierdzone taryfy dla ciepła – w terminie 7 dni od dnia zatwierdzenia taryfy.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania.

Art. 48. (uchylony)¹⁰⁰⁾.

Art. 49. 1. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąc udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie.

2. Zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.

3. Przy podejmowaniu decyzji, o których mowa w ust. 1, Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku paliw lub energii, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysoko wydajnych technologii.

Art. 50.¹⁰¹⁾ W sprawach nieuregulowanych przepisami niniejszej ustawy w zakresie działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych, w tym przeprowadzania przez Prezesa URE kontroli zgodności wykonywanej działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych z udzieloną koncesją, stosuje się przepisy ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

100) Przez art. 1 pkt 31 ustawy, o której mowa w odnośniku 6.

101) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 42 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

Rozdział 6

Urządzenia, instalacje, sieci i ich eksploatacja

Art. 51. Projektowanie, produkcja, import, budowa oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- 1) niezawodności współdziałania z siecią;
- 2) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska;
- 3) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorcze technicznym, o ochronie dóbr kultury, o muzeach, *Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania*¹⁰²⁾ lub innych przepisów wynikających z technologii wytwarzania energii i rodzaju stosowanego paliwa.

Art. 52. 1. Producenci i importerzy urządzeń określają w dokumentacji technicznej wielkość zużycia paliw i energii, odniesioną do uzyskiwanej wielkości efektu użytkowego urządzenia w typowych warunkach użytkowania, zwaną dalej „efektywnością energetyczną”.

2. Producenci i importerzy urządzeń wprowadzanych do obrotu informują o efektywności energetycznej urządzeń na etykiecie i w charakterystyce technicznej.

3. (uchylony)¹⁰³⁾.

4.¹⁰⁴⁾ Minister właściwy do spraw gospodarki może określić, w drodze rozporządzenia, wymagania w zakresie efektywności energetycznej, jakie powinny spełniać urządzenia, o których mowa w ust. 1, uwzględniając konieczność ochrony interesów odbiorców końcowych.

5.¹⁰⁵⁾ Minister właściwy do spraw gospodarki może określić, w drodze rozporządzenia:

- 1) wymagania dotyczące dokumentacji technicznej, o której mowa w ust. 1, oraz stosowania etykiet i charakterystyk technicznych, o których mowa w ust. 2,
 - 2) wzory etykiet, o których mowa w ust. 2
- uwzględniając konieczność zapewnienia efektywnego użytkowania urządzeń poprzez powszechny dostęp do informacji o efektywności energetycznej tych urządzeń.

102) Od dnia 1 stycznia 2003 r. stosowanie Polskich Norm jest dobrowolne, stosownie do art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 12 września 2002 r. o normalizacji (Dz. U. Nr 169, poz. 1386, z 2004 r. Nr 273, poz. 2703 oraz z 2005 r. Nr 132, poz. 1110).

103) Przez art. 1 pkt 21 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 47.

104) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 43 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

105) Dodany przez art. 1 pkt 43 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

Art. 53. Zakazuje się wprowadzania do obrotu na obszarze kraju urządzeń niespełniających wymagań określonych w art. 52.

Art. 53a. Przepisów art. 52 i 53 nie stosuje się do urządzeń i instalacji oraz obiektów związanych z obronnością lub bezpieczeństwem państwa, stanowiących integralne części systemów techniki wojskowej lub uzbrojenia, ratowniczo-gaśniczych oraz ochrony granic lub stosowanych w więziennictwie, należących do jednostek, o których mowa w art. 21a.

Art. 54. 1. Osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w ust. 6, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne.

1a.¹⁰⁶⁾ Sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych powtarza się co pięć lat.

1b.¹⁰⁶⁾ W razie stwierdzenia, że eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci jest prowadzona niezgodnie z przepisami dotyczącymi ich eksploatacji, na wniosek pracodawcy, inspektora pracy, Prezesa URE lub innego organu właściwego w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o którym mowa w art. 21a, sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych należy powtórzyć przed upływem pięciu lat.

2. Zabrania się zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w ust. 6, osób bez kwalifikacji, o których mowa w ust. 1.

2a.¹⁰⁷⁾ Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do osób będących obywatelami państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, które nabyły w tych państwach wymagane kwalifikacje w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci i uzyskały ich potwierdzenie zgodnie z przepisami o zasadach uznawania nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej kwalifikacji do wykonywania zawodów regulowanych.

3.¹⁰⁸⁾ Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez:

- 1) Prezesa URE;
- 2) właściwych ministrów i Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a – w zakresie eksploatacji urządzeń

i instalacji gazowych, elektrycznych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych tym ministrom lub Szefom Agencji lub przez nich nadzorowanych;

- 3) ministra właściwego do spraw transportu – w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych stosowanych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego.

3a. Organ uprawniony do powoływania komisji kwalifikacyjnych, o których mowa w ust. 3, może odwołać członka komisji w przypadku:

- 1) choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji;
- 2) rezygnacji z członkostwa w komisji;
- 3) niewywiązywania się z obowiązków członka komisji;
- 4) utraty kwalifikacji umożliwiających powołanie w skład komisji.

3b.¹⁰⁹⁾ Organ uprawniony do powoływania komisji kwalifikacyjnych może odwołać komisję kwalifikacyjną na wniosek jednostki organizacyjnej, przy której ją powołano, w przypadku:

- 1) rezygnacji jednostki organizacyjnej, przy której powołano komisję kwalifikacyjną, z dalszego prowadzenia tej komisji;
- 2) odwołania części członków komisji kwalifikacyjnej, uniemożliwiającego dalsze wykonywanie zadań przez tę komisję.

4. Za sprawdzenie kwalifikacji, o których mowa w ust. 1, pobierane są opłaty od osób kierujących wnioski o stwierdzenie kwalifikacji.

5. Opłaty, o których mowa w ust. 4, stanowią przychód jednostek organizacyjnych, przy których powołano komisje kwalifikacyjne.

6. Minister właściwy do spraw gospodarki, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw transportu oraz Ministrem Obrony Narodowej, określi, w drodze rozporządzenia, szczególne zasady stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby, o których mowa w ust. 1.

7. Minister właściwy do spraw gospodarki, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 6, określi w szczególności:

- 1) rodzaje prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń i sieci, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji;
- 2) zakres wymaganej wiedzy niezbędnej do uzyskania potwierdzenia posiadanych kwalifikacji, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji i urządzeń, o których mowa w pkt 1;
- 3) tryb przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego;

106) Dodany przez art. 1 pkt 44 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

107) Dodany przez art. 20 pkt 5 ustawy, o której mowa w odnośniku 42.

108) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 44 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

109) Dodany przez art. 1 pkt 44 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 4) jednostki organizacyjne, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, i tryb ich powoływania;
- 5) wysokość opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji, o których mowa w pkt 2;
- 6) wzór świadectwa kwalifikacyjnego.

Art. 55. (uchylony)¹¹⁰⁾.

Rozdział 7

Kary pieniężne

Art. 56. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto:

- 1)¹¹¹⁾ nie przestrzega obowiązków wynikających ze współpracy z jednostkami upoważnionymi do dysponowania energią elektryczną i paliwami gazowymi, wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4;
- 1a)¹¹²⁾ nie przestrzega obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub nie uiszcza opłaty zastępczej, o których mowa w art. 9a ust. 1, lub nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej lub ciepła, o których mowa w art. 9a ust. 6-8;
- 1b)¹¹³⁾ nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia części instrukcji, o których mowa w art. 9g ust. 7 lub 9;
- 1c)¹¹³⁾ nie przedstawia informacji, o których mowa w art. 9j ust. 6;
- 1d)¹¹³⁾ nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej;
- 2) nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, wprowadzonego na podstawie art. 10;
- 3) nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu paliw i energii, wprowadzonych na podstawie art. 11;
- 4) z nieuzasadnionych powodów odmawia zawarcia umowy, o której mowa w art. 7 ust. 1;
- 5) stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47;
- 5a)¹¹⁴⁾ nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1;
- 6) stosuje ceny i taryfy wyższe od zatwierdzonych;
- 7) odmawia udzielenia informacji, o których mowa w art. 28;

- 7a)¹¹⁵⁾ świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28;
- 8) prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44;
- 9) zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji;
- 10) nie utrzymuje w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń;
- 11) wprowadza do obrotu na obszarze kraju urządzenia niespełniające wymagań określonych w art. 52;
- 12) nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji;
- 13) realizuje działania niezgodne z częścią planu, o której mowa w art. 20 ust. 6;
- 14) z nieuzasadnionych powodów wstrzymuje lub ogranicza dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców;
- 15)¹¹⁶⁾ z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1;
- 16)¹¹⁷⁾ z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 4h ust. 2.

2. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1, wymierza Prezes URE.

2a.¹¹⁸⁾ Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w ust. 1 pkt 1a nie może być niższa niż:

1) w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1, obliczona według wzoru:

$$K_o = 1,3 \times (O_z - O_{zz}),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_o – minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,

O_z – opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 9a ust. 2, wyrażoną w złotych,

O_{zz} – uiszczoną opłatę zastępczą, wyrażoną w złotych;

2) w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 6, obliczona według wzoru:

$$K_{oz} = C_c \times (E_{oo} - E_{zo}),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{oz} – minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,

110) Przez art. 1 pkt 23 ustawy, o której mowa w odnośniku 47.

111) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret pierwsze ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

112) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret drugie ustawy, o której mowa w odnośniku 2, który wszedł w życie z dniem 1 października 2005 r.

113) Dodany przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret trzecie ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

114) Dodany przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret czwarte ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

115) Dodany przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret piąte ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

116) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret szóste ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

117) Dodany przez art. 1 pkt 45 lit. a tiret siódme ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

118) Dodany przez art. 1 pkt 11 lit. b ustawy wymienionej w odnośniku 38 jako pierwsza, który wszedł w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.; w brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 45 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2, który wszedł w życie z dniem 1 października 2005 r.

C_e – średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

E_{∞} – ilość oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, wyrażoną w MWh,

E_{zo} – ilość zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w danym roku, wyrażoną w MWh;

3) w zakresie nieprzeżegania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8, obliczona według wzoru:

$$K_s = C_s \times (E_o - E_z),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_s – minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,

C_s – średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

E_o – ilość oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, wynikająca z obowiązku zakupu w danym roku, wyrażoną w MWh,

E_z – ilość zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w danym roku, wyrażoną w MWh.

2b.¹¹⁸⁾ Wpływy z tytułu kar pieniężnych wymierzanych w przypadkach określonych w ust. 1 pkt 1a za niewypełnianie obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 6-8, stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

3. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1, nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

4.¹¹⁹⁾ Kara pieniężna jest płatna na konto właściwego urzędu skarbowego, z zastrzeżeniem ust. 2b.

5. Niezależnie od kary pieniężnej określonej w ust. 1-4 Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

6. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawi-

nienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe.

7. Kary pieniężne, o których mowa w ust. 1, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

8.¹²⁰⁾ Prezes URE niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zmianach przepisów w zakresie kar pieniężnych i o działaniach podejmowanych w przypadku naruszeń przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Art. 57. 1. W razie nielegalnego pobierania paliw lub energii z sieci przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłaty za nielegalnie pobrane paliwo lub energię w wysokości określonej w taryfach lub dochodzi odszkodowania na zasadach ogólnych.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

Rozdział 8

Zmiany w przepisach obowiązujących, przepisy przejściowe i końcowe

Art. 58-62. (pominięte)¹²¹⁾.

Art. 62a. Przedsiębiorstwo energetyczne może udostępniać dane o odbiorcy na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424 oraz z 2004 r. Nr 68, poz. 623 i Nr 116, poz. 1203).

Art. 63. (pominięty)¹²¹⁾.

Art. 64. (pominięty)¹²¹⁾.

Art. 65. (uchylony)¹²²⁾.

Art. 66. (pominięty)¹²¹⁾.

Art. 67. (pominięty)¹²¹⁾.

Art. 68. 1. Z dniem wejścia w życie ustawy znosi się Okręgowe Inspektoraty Gospodarki Energetycznej, utworzone ustawą z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. Nr 21, poz. 96, z 1987 r. Nr 33, poz. 180, z 1988 r. Nr 19, poz. 132, z 1989 r. Nr 35, poz. 192 oraz z 1990 r. Nr 14, poz. 89 i Nr 34, poz. 198).

120) Dodany przez art. 1 pkt 45 lit. d ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

121) Zamieszczone w obwieszczeniu.

122) Przez art. 1 pkt 37 ustawy, o której mowa w odnośniku 6.

119) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 45 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

2. Obowiązki i zadania likwidatora Okręgowych Inspektoratów Gospodarki Energetycznej powierza się *Ministrowi Gospodarki*¹²³⁾.

3. Likwidator sporządza bilans zamknięcia.

Art. 69. (pominięty)¹²¹⁾.

Art. 70. 1. (pominięty)¹²¹⁾.

2. Zaświadczenia kwalifikacyjne wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują moc przez okres w nich oznaczony.

Art. 71. Tracą moc:

- 1) ustawa z dnia 28 czerwca 1950 r. o powszechnej elektryfikacji wsi i osiedli (Dz. U. z 1954 r. Nr 32, poz. 135);
- 2) ustawa z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. Nr 21, poz. 96, z 1987 r. Nr 33, poz. 180, z 1988 r. Nr 19, poz. 132, z 1989 r. Nr 35, poz. 192 oraz z 1990 r. Nr 14, poz. 89 i Nr 34, poz. 198).

Art. 72. Ustawa wchodzi w życie po upływie sześciu miesięcy od dnia ogłoszenia¹²³⁾, z wyjątkiem art. 21, który wchodzi w życie z dniem ogłoszenia ustawy oraz art. 18 ust. 3 i 4, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.

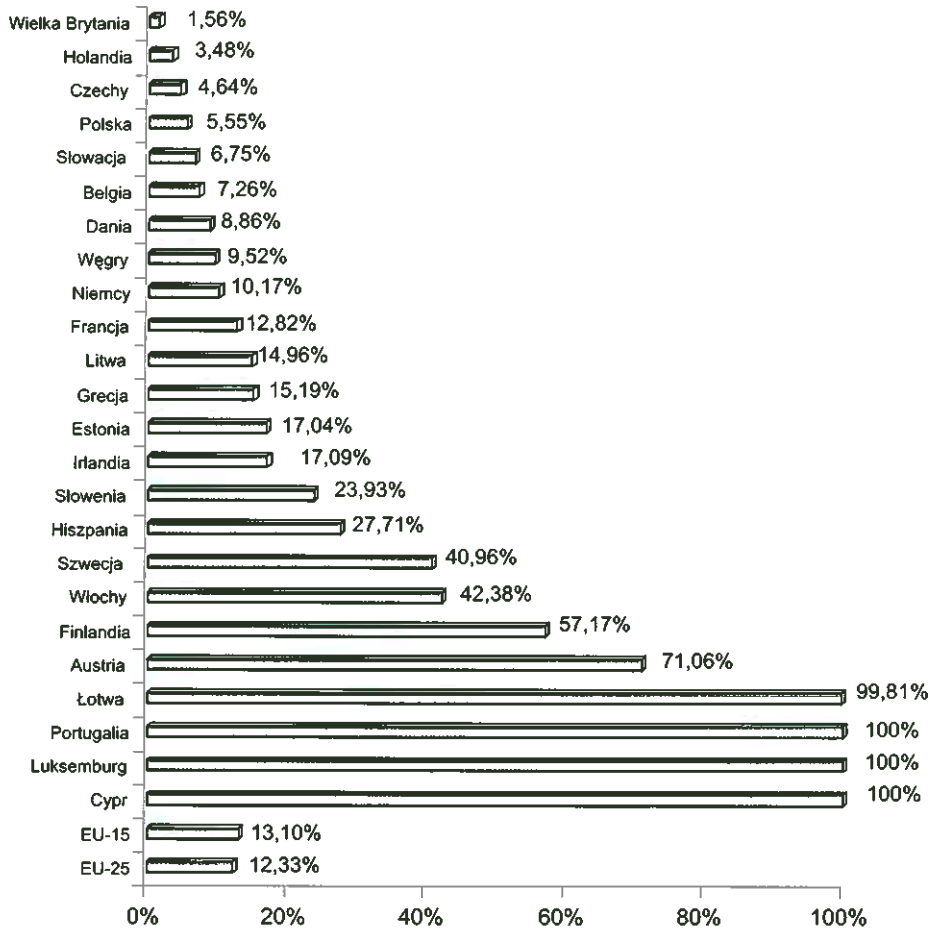
123) Ustawa została ogłoszona w dniu 4 czerwca 1997.



Elektrociepłownia Toruń – widok na elektrofiltr z kominem

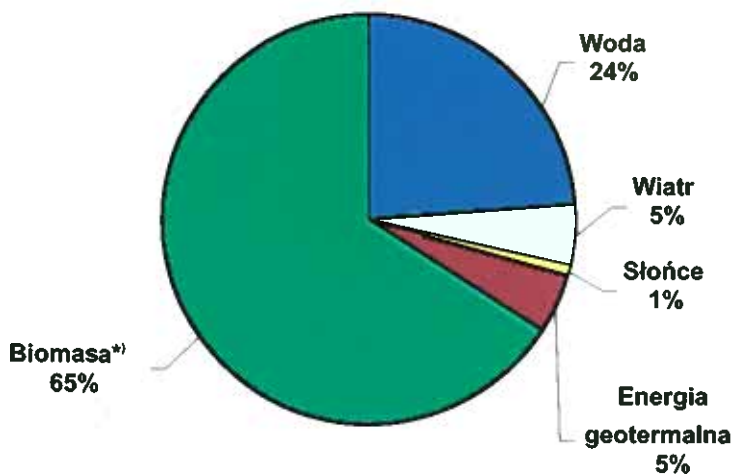
ENERGIA ODNAWIALNA W UNII EUROPEJSKIEJ

Udział produkcji energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii pierwotnej ogółem w państwach Unii Europejskiej w 2004 r.



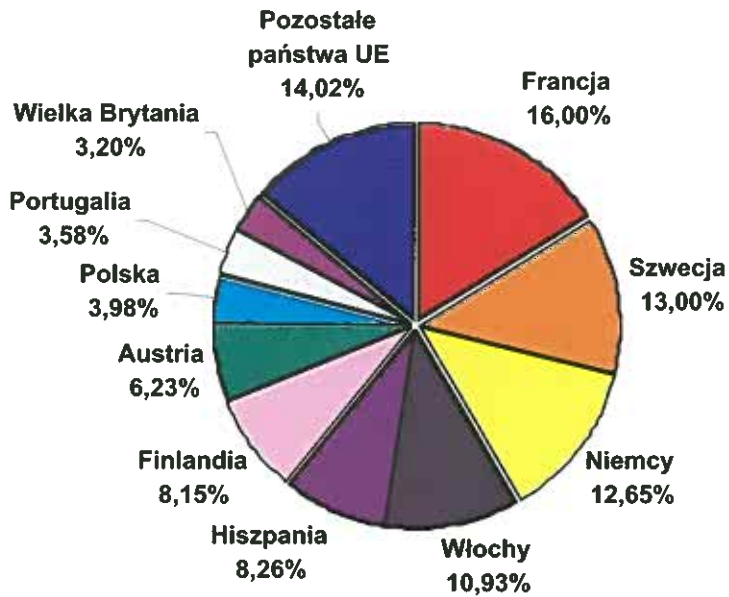
Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Struktura produkcji energii odnawialnej w Unii Europejskiej w 2004 r.



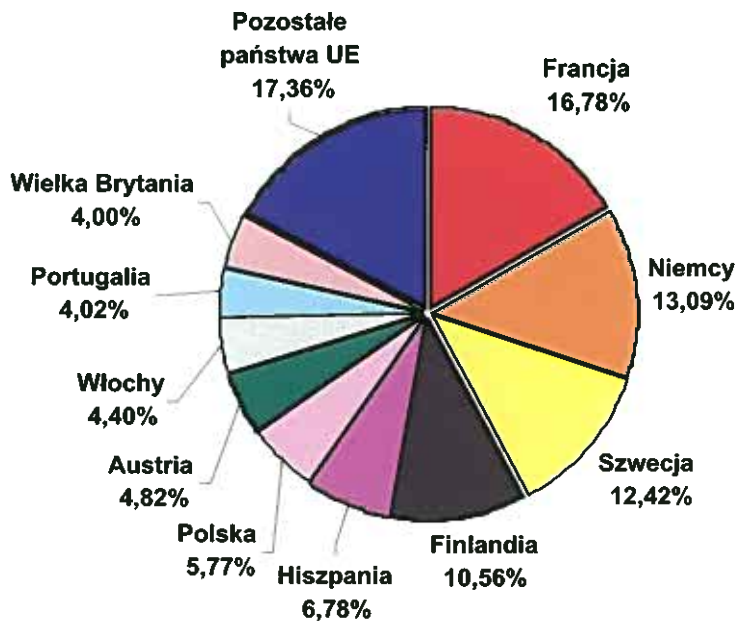
^{*)} Obejmuje m.in. drewno opałowe, odpady drewniane, odpady komunalne i biogaz

Produkcja energii ze źródeł odnawialnych w 2004 r. – udziały w rynku Unii Europejskiej



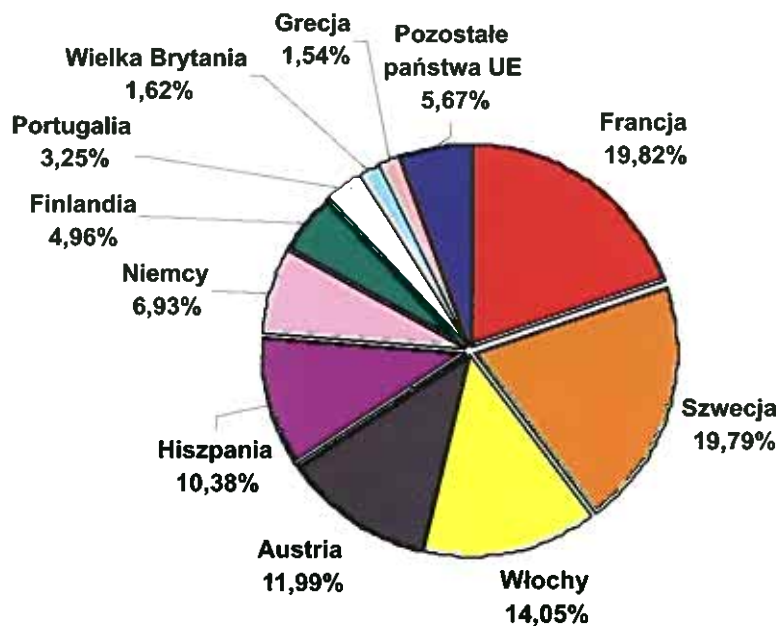
Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Energia z biomasy – udziały w rynku biomasy Unii Europejskiej w 2004 r.



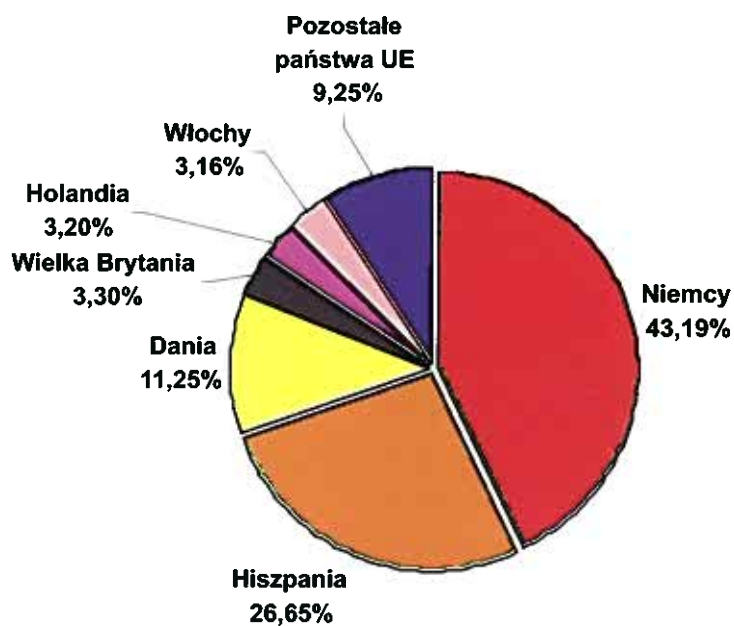
Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Energia wodna – udziały w rynku energii wodnej Unii Europejskiej w 2004 r.



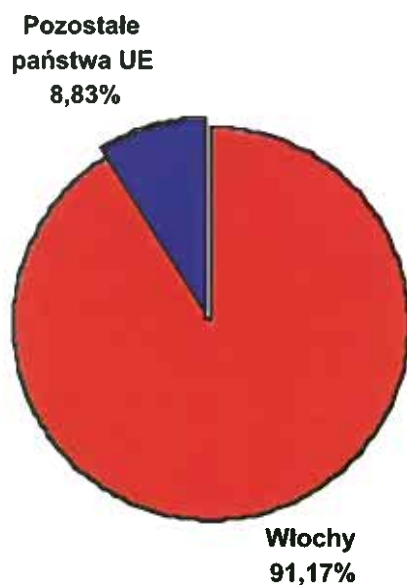
Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Energia z wiatru – udziały w rynku energii z wiatru Unii Europejskiej w 2004 r.



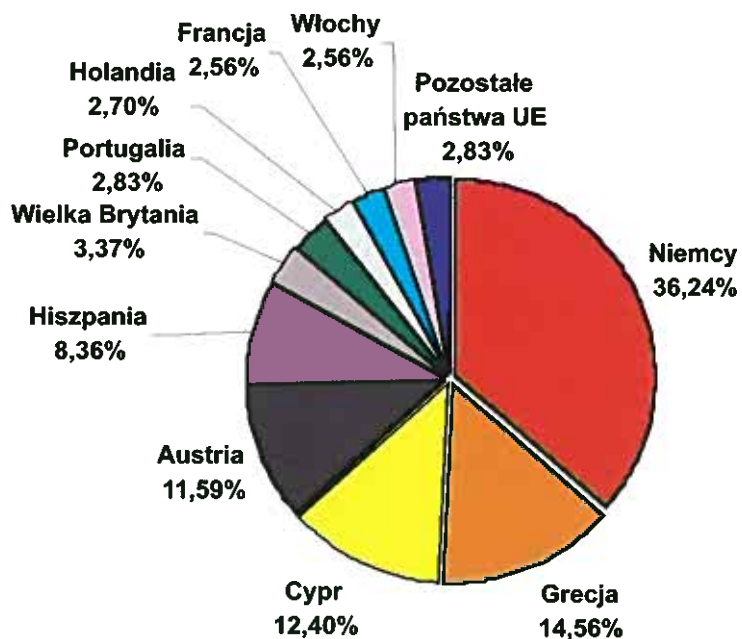
Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Energia geotermalna – udziały w rynku energii geotermalnej Unii Europejskiej w 2004 r.



Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Energia słoneczna – udziały w rynku energii słonecznej Unii Europejskiej w 2004 r.



Źródło: URE na podstawie Eurostatu

Opracowali: Anna Buńczyk, Anna Daniluk, dr Samer Masri
Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

FORMALNO-PRAWNE I EKONOMICZNE WSPIERANIE ROZWOJU TECHNOLOGII ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Marek Krawczyński, Leszek Wodzyński

1. Wstęp

Istotnym elementem zasady zrównoważonego rozwoju kraju jest zwiększenie udziału odnawialnych źródeł w bilansie paliwowo-energetycznym, co zarazem będzie sprzyjać osiągnięciu celów założonych w polityce ekologicznej państwa w zakresie zmniejszenia emisji zanieczyszczeń wpływających na zmiany klimatyczne [12, 13, 14, 24]. Ponadto zwiększy to bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez decentralizację wytwarzania energii (generacja i kogeneracja rozproszona), zróżnicowanie źródeł energii, wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych, a także ograniczy szkody w środowisku związane z wydobyciem i spalaniem paliw konwencjonalnych (kopalnych).

Ponieważ wykorzystanie energii elektrycznej stanowi podstawę rozwoju gospodarczego, społecznego i poprawę warunków życia, nieuniknionym zjawiskiem będzie dalszy wzrost zapotrzebowania na energię (pomimo intensyfikacji procesów racjonalizacji jej zużycia). Obecnie potrzeby te pokrywane są głównie przy wykorzystaniu paliw kopalnych. Szacowane zasoby tych paliw, przy aktualnych trendach wydobycia wystarczą na ok. 100 lat, dlatego też po kryzysach naftowych (w latach 70. ubiegłego wieku i obecnym), zintensyfikowano na świecie badania nad możliwością wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Stale wzrastające obciążenie środowiska powodowane jest głównie przez zakłady przemysłowe. Szczególnie dotyczy to wytwórców energii elektrycznej, wykorzystujących paliwa konwencjonalne, których spalanie powoduje nie tylko emisję gazów cieplarnianych, ale również szkodliwych gazów i pyłów. Podpisany przez Polskę w 2002 r. tzw. Protokół z Kyoto (1989) nakłada obowiązek znacznego zredukowania tych niekorzystnych efektów dla zrównoważonego rozwoju energetycznego kraju. Ta problematyka, jest również intensywnie rozwijana przez Unię Europejską, m.in. na drodze promowania wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (dalej zwanymi OZE) [5, 17, 38, 44].

2. Odnawialne źródła energii w strategii Unii Europejskiej

Pierwsze symptomy promowania OZE, jako jeden z celów do osiągnięcia w polityce energetycznej Unii Europejskiej, należy odnotować już w 1986 r. (dokument o polityce energetycznej Wspólnoty). Jednak dopiero późniejsza dyrektywa z 1996 r., formułująca jednolite zasady wewnętrznego rynku energii elek-

trycznej [37], bardziej skonkretyzowała te zamierzenia. W tym dokumencie wymieniono obszerną listę możliwych środków promowania (powtórzoną następnie w 2003 r. w Dyrektywie „elektrycznej” [39]), do których można zaliczyć:

- systemy wspierania programów BR + W;
- eliminacja barier prawnych, administracyjnych i instytucjonalnych;
- narzędzia fiskalne i subsydia;
- preferencyjne taryfy;
- dodatkowe opłaty obciążające zużycie energii elektrycznej;
- świadectwa pochodzenia („zielone certyfikaty”);
- obowiązek zakupu energii z OZE i długoterminowe kontrakty na zakup energii z OZE.

Jednak „elastyczne” sformułowania dyrektywy sygnalizowały jedynie intencje i nie zobowiązywały do konkretnych działań.

Pierwszym krokiem w kierunku uściślenia celów strategicznych energetyki odnawialnej stała się *Zielona Księga* (1996), przyjęta przez Komisję Europejską w listopadzie 1996 r. Rezultatem dyskusji nad nią, skupioną na typach i rodzajach działań, które powinny być podjęte na poziomie zarówno Wspólnoty jak i krajów członkowskich, były poważne zmiany jakościowe tego dokumentu. Zmiany, w wyniku których *Biała Księga* [40] zawierała już strategię UE w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz plan działań przyszłościowych. Horyzont czasowy tego dokumentu sięgał roku 2010, a podstawą konkretnych przedsięwzięć były wyniki analizy stanu wyjściowego i roli OZE w sektorze zaopatrzenia w energię. Spośród aspektów opisu stanu wyjściowego dokument zwracał szczególną uwagę na:

- zależność UE od importu paliw i energii;
- postęp w tworzeniu wewnętrznego rynku energii;
- wykorzystanie europejskiego potencjału OZE;
- tendencje postępu technik energetycznych;
- specyfikę wysokich kosztów inwestycyjnych;
- ryzyko innowacyjności.

Wychodząc z tak zarysowanych cech OZE i ich otoczenia, sformulowano strategię UE realizowaną przez liczne programy badawczo-rozwojowe i wdrożeniowe. Na całościową strategię dla OZE pozwalającą na realizację wytyczonych celów, składał się cały szereg powodów, do których bez wątpienia należały (i w pewnym stopniu należą do dziś): dotychczasowy brak spójnej i transparentnej strategii oraz znikoma skala penetracji technologii odnawialnych. Wychodząc z przesłanki, iż w zakresie

OZE w ostatnich latach utrzymuje się istotny postęp (dla wielu technologii znacząco maleją koszty), to postęp techniczny sam w sobie nie jest w stanie przełamać szeregu nietechnicznych barier, które powstrzymują penetrację OZE na rynku energii elektrycznej. W tej sytuacji oczywistym jest odwołanie się do środków politycznych w celu zmiany struktury bilansu elektroenergetycznego i wsparcia działań, leżących w zakresie odpowiedzialności za środowisko i bezpieczeństwo. Z tych względów uznano, że długoterminowe i stabilne normy prawne dla rozwoju OZE, obejmujące aspekty polityczne, administracyjne, ekonomiczne i marketingowe są w istocie priorytetem najważniejszym.

Strategia podporządkowana była celowi zasadniczemu – osiągnięciu do roku 2010 – 12% udziału OZE w strukturze zużycia energii w UE. Taki ambitny, lecz realny cel – cel indykatorywny uznano za dobre narzędzie polityczne, dające klarowny sygnał i bodziec do działania. Rozszerzenie UE o nowe kraje członkowskie (o nieznacznym udziale OZE w ich bilansach energetycznych) uczyniło realizację tego celu zadaniem znacznie trudniejszym. Nie mniej wszechstronne wykorzystanie potencjału OZE powinno stanowić ważne narzędzie zmniejszenia zależności zaopatrzenia od źródeł zewnętrznych i osiągnięcia redukcji emisji CO₂.

W *Białej Księdze* [40] przedstawiono szereg obszarów priorytetowych środków możliwych do zastosowania, w ramach wewnętrznego rynku energii, z których do najważniejszych (z punktu widzenia OZE) zaliczono:

- niedyskryminacyjny dostęp OZE do rynku energii elektrycznej, wsparty zasadą udzielania preferencji tym źródłom;
- środki fiskalne i finansowe wspomagające OZE, z uwagi na korzyści dla środowiska;
- nowe inicjatywy w celu zwiększania udziału biopaliw, biogazu i biomasy w transporcie, ciepłownictwie i wytwarzaniu energii elektrycznej.

Propozycje i deklaracje zawarte w *Białej Księdze* zostały zamieszczone w Dyrektywie 2001/77/EC z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii [38], której pierwsze artykuły dotyczą kwestii najważniejszych:

- wskaźnikowych celów krajowych (art. 3);
- programów wspomagających (art. 4);
- gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w OZE (art. 5);
- zagwarantowania dostępu OZE do sieci przesyłowej (art. 7).

W załączniku do dyrektywy zamieszczono zestawienie wartości referencyjnych celów krajowych udziału energii elektrycznej wytwarzanej w OZE w relacji do zużycia energii elektrycznej brutto do roku 2010 (tab. 1).

Rozszerzenie Unii spowodowało rozszerzenie listy krajowych wartości referencyjnych, która została zamieszczona w załączniku do Traktatu Akcesyjnego z 2003 r. Przyjęta pierwotnie dla krajów unijnych (UE-15) wartość referencyjna wynosząca 22% (2010 r.), po uwzględnieniu nowego kształtu wspólnoty (UE-25) została obniżona do 21%.

Tabela 1. Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej brutto w 1997 r. i zakładany w 2010 r. wg Dyrektywy UE [38] i Traktatu Akcesyjnego z 2003 r.

	OZE ogółem [%]	
	1997 r.	2010 r.
Belgia	1,1	6,0
Dania	8,7	29,0
Niemcy	4,5	12,5
Grecja	8,6	20,1
Hiszpania	19,9	29,4
Francja	15,0	21,0
Irlandia	3,6	13,2
Włochy	16,0	25,0
Luksemburg	2,1	5,7
Holandia	3,5	9,0
Austria	70,0	78,1
Portugalia	38,5	39,0
Finlandia	24,7	31,5
Szwecja	49,1	60,0
Wielka Brytania	1,7	10,0
Unia Europejska	13,9	22,0
Cele wynegocjowane w Traktacie Akcesyjnym dla nowych państw członkowskich		
Estonia	0,2	5,1
Cypr	0,05	6,0
Litwa	3,3	7,0
Łotwa	42,4	49,3
Malta	0	5,0
Polska	1,6	7,5
Republika Czeska	3,8	8,0
Słowacja	17,9	31
Słowenia	29,9	33,6
Węgry	0,7	3,6

Ocena funkcjonowania tej dyrektywy, przedstawiona dla Rady i Parlamentu Europejskiego przez Komisję Europejską w roku 2004 [42] zawierała również propozycje działań związanych z dalszym doskonaleniem wpływu instrumentów prawnych i polityki Wspólnoty na rozwój energetyki odnawialnej. Mimo, że ocena dotyczy „starych” państw członkowskich to wnioski mają charakter uniwersalny i dlatego warto je przytoczyć:

- 1) cele przyjęte przez poszczególne państwa członkowskie są zgodne z krajowymi wartościami referencyjnymi z załącznika dyrektywy [38];
- 2) w warunkach obecnie prowadzonej polityki i podjętych środków nie jest realne osiągnięcie celu w 2010 r.; realizowana polityka zapewni prawdopodobnie udział OZE w przedziale 18-19% w 2010 r.;
- 3) główną przyczyną zagrożenia realizacji celu jest niższy (niż oczekiwano) udział biomasy w produkcji energii elektrycznej.

Dokonana w tym dokumencie [42] analiza wykazała znaczny postęp (w latach 2000-2004) w dążeniu do realizacji założonego celu, jednakże jak stwierdzono w ocenie, jego osiągnięcie okazało się nierealne. Realiz-

zacja określonego dla 2010 r. celu wymaga m.in. zmiany polityki wykorzystania energii odnawialnej w ciepłownictwie i dalszego doskonalenia mechanizmów finansowania OZE. Do wspomaganie OZE państwa członkowskie powinny stosować różnorakie instrumenty finansowe i fiskalne. Ogólne wnioski sprowadzają się do następujących stwierdzeń:

- w Unii Europejskiej w ciągu ostatnich lat stworzono wszechstronne rozwiązania regulacyjne;
- cele UE do 2010 r. będą zrealizowane tylko dzięki pełnemu wykorzystaniu tych rozwiązań prawnych (...) wraz z komplementarnymi proaktywnymi środkami, dostosowanymi do warunków krajowych;
- konieczne są również dodatkowe przedsięwzięcia na szczeblu UE, zwłaszcza w sferze finansowej ... [42].

W kolejnym ważnym dokumencie, poruszającym ogólne problemy europejskiego sektora zaopatrzenia w energię, jakim była *Zielona Księga* [43], obok określenia długoterminowych priorytetów polityki UE, przedstawiono trzynaście zagadnień o znaczeniu fundamentalnym dla przyszłościowej strategii energetycznej. Cztery z nich [7, 9, 10 i 13] dotyczą wątpliwości i zagrożeń związanych bezpośrednio lub pośrednio z energetyką odnawialną (rozwój OZE, spełnienie zobowiązań z Kyoto, biopaliwa i paliwa zastępcze, zrównoważone systemy zasilania w energię). Mimo, że *Zielona Księga* głównie koncentruje się na zagadnieniach bezpieczeństwa dostaw, to zawarte w niej wnioski formułują dwie drogi ograniczenia zagrożeń: strategiczne partnerstwo z dostawcami energii i poszukiwanie zwiększenia samowystarczalności energetycznej. W ramach tej drugiej: „... UE musi szczególną uwagę skupić na tworzeniu środków finansowego wspierania OZE, które w bardzo długim horyzoncie czasowym są najbardziej obiecującym środkiem dywersyfikacji dostaw” [43].

Po czterech latach od ogłoszenia *Zielonej Księgi* Dyrekcja Generalna Energii i Transportu Komisji Europejskiej ogłosiła *raport* [44] podsumowujący podjęte działania w zakresie zarządzania stroną popytową, dywersyfikacji wewnętrznych źródeł energii, rozwoju europejskiego rynku energii oraz bezpieczeństwa zasilania ze źródeł zewnętrznych. Raport, rozważając problem dywersyfikacji źródeł zasilania, podkreśla, że „odnawialne źródła energii, aczkolwiek cechujące się zmiennością, dysponują znaczącym potencjałem w krajach unijnych i konieczne jest ich promowanie dla wykorzystania istniejących możliwości” [44]. W rozdziale dotyczącym polityki na rzecz OZE stwierdza się, że dotychczasowe doświadczenia wskazują, że polityki formułowane uprzednio na poziomie unijnym, nie są w stanie zapewnić założonego 12% udziału OZE w całkowitym zapotrzebowaniu energii w UE, a optymistyczna ocena mówi o możliwości osiągnięcia tego udziału w granicach 9-10%. Ale nawet tak zredukowany cel jest możliwy do osiągnięcia tylko przy spełnieniu kluczowych warunków dyrektywy [38]. Mimo, że w ostatnich czterech latach Komisja Europejska „uczyniła wiele dla energetyki odnawialnej, jednak jest to nadal za mało. *Musimy nadal dążyć do odpowiedniego wspierania finansowego*. Europejski bank Inwestycyjny zobowiązał się do

zwiększenia kredytowania „zielonej” energii elektrycznej o 50%. Na poziomie UE podobne środki mogą być wprowadzone poprzez fundusze strukturalne i spójności, a nawet przez wspólną politykę rolną. Inne środki sektorowe mają również do odegrania znaczącą rolę, przykładowo w obszarach biomasy, ciepłownictwa, energii solarnej, geotermii oraz energetyki wiatrowej” [44].

Najnowszym dokumentem unijnym ukierunkowanym na działania integracyjne polityk energetycznych krajów członkowskich jest kolejna *Zielona Księga* (2006). Problematyka odnawialnych źródeł energii umieszczona została w filarze „zrównoważenie”.

Aktualnie w Polsce opracowano już projekt „Stano-wiska Rządu w sprawie Zielonej Księgi UE: Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii”. Do tego dokumentu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej Prezesem URE) zgłosił uwagi, stwierdzając m.in., że dokument KE buduje pewną wizję rozwoju rynków konkurencyjnych energii w oparciu o zachowanie równowagi między trzema podstawowymi celami: zapewnieniem trwałego rozwoju, konkurencyjnością i bezpieczeństwem dostaw energii. Proponowane w większości rozwiązania wydają się kierunkowo trafne, wymagają jednak dostosowań do warunków poszczególnych państw członkowskich. Dążenie do trwałego rozwoju, tj. nie przedkładanie krótkotrwałego aspektu finansowego nad kwestie ochrony środowiska naturalnego, stanowi jedną z najważniejszych zalet *Strategii*. Niepodjęcie proponowanych w *Zielonej Księdze* działań zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych skutkowałoby bardzo poważnymi konsekwencjami dla ekosystemów państw członkowskich, a także ich gospodarek. Dlatego, koncepcja preferencji finansowych dla energii przyjaznej dla środowiska i nowych technologii wytwarzania energii jest ze wszech miar godna uznania i powinna znaleźć stosowne wsparcie rządu polskiego (patrz pismo URE z dnia 30 czerwca 2006 r. – znak: DIE – 0730 – 20(4)/2006/JB).

„Ten dokument [45] ma pomóc UE w stworzeniu podstaw bezpiecznej, konkurencyjnej i zrównoważonej struktury energetycznej. Świat wkracza obecnie w nową erę (...) – ze wspólną polityką energetyczną Europa będzie mogła wejść w nią pewnym krokiem” [46].

3. Krajowe regulacje prawne jako narzędzia wspierania rozwoju OZE

Ustawa – Prawo energetyczne

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708) [28] od początku swego obowiązywania zawierała regulacje promujące wytwarzanie energii elektrycznej (a także ciepła) w źródłach odnawialnych. Specyfiką tej promocji jest fakt, że nie opiera się ona na systemie przyznawania przez państwo ulg i zachęt, a jej istotą jest ustawowe nałożenie obowiązku zakupu (lub poprzednio wytworzenia) energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ponieważ realizacja tego obowiązku generowała dodatkowe koszty,

a to z kolei powodowało niechęć do jego wypełnienia, ustawodawca przewidział nakładanie przez Prezesa URE kar pieniężnych na podmioty nie wywiązujące się z tego obowiązku.

Początkowo obowiązujące (do 13 czerwca 2000 r.) regulacje miały charakter wręcz lakoniczny, ale podczas kolejnych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne uległy istotnym zmianom. W okresie **od 14 czerwca do 31 grudnia 2002 r.** zagadnienie to regulował **art. 9 ust. 3**, w brzmieniu nadanym temu artykułowi przez ustawę z dnia 26 maja 2000 r. [29]. W tym czasie obowiązek zakupu energii elektrycznej (i ciepła) wytworzonych w OZE nałożony był na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się **obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją** energii elektrycznej [26].

Z kolei w okresie **od 1 stycznia 2003 r. do 31 grudnia 2004 r.** zagadnienie rozliczania obowiązku zakupu energii elektrycznej (i ciepła) oraz dokumentowania pochodzenia energii regulował **art. 9a**, dodany przez ustawę z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne [30]. Obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (wytworzonej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej) przyłączonych do sieci oraz jej odsprzedaży bezpośrednio lub pośrednio odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby został nałożony na **przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem** energią elektryczną (patrz art. 9a ust. 1).

Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska [31], nadano nowe brzmienie przepisom dotyczącym obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii. W **art. 9a** – odmiennie niż poprzednio zdefiniowano krąg podmiotów, na których ciążył obowiązek zakupu oraz inaczej określono sposób jego wypełnienia. Dodano także **art. 9e** – regulujący zagadnienie potwierdzania wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii – poprzez „świadectwa pochodzenia”. I tak przepisy art. 9a ust. 1 otrzymały brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom, którzy dokonują jej zakupu na własne potrzeby na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 6 do:

- 1) zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub
- 2) wytworzenia energii elektrycznej we własnych odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i przyłączonych do sieci.”

Ta ostatnia regulacja wprowadziła w **art. 9e** przepis **ust. 1** o brzmieniu: „Potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle jest świadectwo pochodzenia tej energii, zwane dalej «świadectwem pochodzenia»” Obok podania wymogów zawartości merytorycznej świadectwa (**ust. 2**) ustawodawca

w kolejnych ustępach tego artykułu (od **ust. 3** do **ust. 7**) zawarł regulacje określające zawartość wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia (sporządzonego przez wytwórcę energii, jego potwierdzenia przez operatora systemu elektroenergetycznego oraz wydawaniem i umarzaniem świadectw pochodzenia (na drodze decyzji administracyjnej) przez Prezesa URE. W związku z wejściem w życie tej regulacji (od dnia 1 maja 2004 r.) Prezes URE na podstawie kierowanych do niego wniosków wytwórców, potwierdzonych przez operatorów co do ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, rozpoczął wydawanie świadectw pochodzenia. Za okres wytwarzania od 1 maja do 31 grudnia 2004 r. wytwórcy skierowali ponad 600 wniosków na sumaryczny wolumen energii elektrycznej ponad 1 375 113 MWh. Należy zaznaczyć, że składanie wniosków za ten okres wytwarzania nie miało charakteru obligatoryjnego i dlatego podawane w publikacjach ilości wytworzonej energii elektrycznej nie są tożsame z wielkością wytwarzania w tym czasie energii elektrycznej w OZE.

Regulacje wprowadzone kolejną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne (ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska – dalej zwaną „ustawą zmieniającą z dnia 4 marca 2005 r.” [32], miały na celu uporządkowanie dynamicznie rozwijającego się rynku energii odnawialnej. Nowelizacja została przygotowana w oparciu o nabyte doświadczenia związane z funkcjonowaniem krajowego systemu świadectw pochodzenia oraz doświadczeń krajów członkowskich Unii Europejskiej [4, 6, 10, 35]. Wszystkie zmiany miały na celu efektywne i sprawne promowanie odnawialnych źródeł energii przy założeniu, że podstawą tego wsparcia jest obowiązek zakupu. Zmiany dotyczyły m. in. dotychczasowych przepisów **art. 9a i 9e**. Wprowadzono również zasadnicze zmiany w dotychczasowym sposobie rozliczania obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii. I tak art. 9a **ust. 1** otrzymał brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9 :

- 1) **uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1, albo**
- 2) **uiścić opłatę zastępczą, obliczoną w sposób określony w ust. 2. (...).”**

Ta ostatnia regulacja wprowadziła zupełnie nowy system wypełniania i rozliczania obowiązku zakupu oraz zmieniła system wydawania świadectw pochodzenia, w tym doprecyzowała kwestie zawartości wniosku o wydanie świadectwa. W **art. 9e** od **ust. 6** do **ust. 17** zawarto przepisy dotyczące praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, które są zbywalne i stanowią

towar giełdowy. W celu ułatwienia obrotu, pojawiającymi się swego rodzaju „papierami wartościowymi”, wprowadzono także obowiązek obrotu nimi za pośrednictwem podmiotu prowadzącego towarową giełdę energii (TGE). Przyjęto przy tym założenie, że cały obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia, musi znaleźć odzwierciedlenie w odpowiednich transakcjach zawieranych na TGE. Rozliczenie wykonania obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej z OZE, za rok 2005 jest dokonywane na podstawie umorzonych świadectw pochodzenia energii elektrycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej, a sumaryczny wolumen energii elektrycznej potwierdzonej świadectwami pochodzenia wyniósł 3 760 301,007 MWh. Wobec braku ustawowych zapisów określających dopuszczalny termin (po zakończeniu okresu wytwarzania) składania wniosków o wydanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, wielkości liczbowe dotyczące roku 2005 (i 2006) mogą ulec zmianie *in plus* (tabela 2). Świadectwa pochodzenia za ten okres wytwarzania są, w miarę napływania wniosków, wystawiane również obecnie.

Należy wskazać, że system świadectw pochodzenia energii z OZE wytworzonej w 2005 r. składał się z dwóch okresów (patrz przepisy przejściowe art. 12 ustawy zmieniającej z dnia 4 marca 2005 r. [32]):

- 1) od 1 stycznia do 30 września 2005 r., w którym świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w tym czasie, zgodnie z art. 9e ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wytwórca energii lub przedsiębiorstwo zajmujące się jej obrotem, jeśli nie sprzedawało energii odbiorcom końcowym, było zobowiązane przekazać nabywcy tej energii w ślad za sprzedaną energią;
- 2) od 1 października 2005 r., kiedy to Prezes URE informację o wydawanych wytwórcom świadectwach pochodzenia przekazywał do Rejestru Świadectw TGE.

Najważniejszą oraz najistotniejszą konsekwencją rozwiązań przyjętych w art. 12 – ustawy zmieniającej z dnia 4 marca 2005 r., których część weszła w życie od 1 października 2005 r., jest rozdzielenie przychodów ze sprzedaży energii wytworzonej w OZE na dwa strumienie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej fizycznej (miesięczne lub inne w zależności od zawartej umowy), które zapewniają bezpośrednie, gwarantowane dochody wytwórców energii w źródłach odnawialnych;
- przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, które powstają z chwilą dokonania transakcji kupna – sprzedaży świadectw, zapisanych w rejestrze prowadzonym przez TGE.

Należy także podkreślić, że w sytuacji, gdy ustawodawca jako system wsparcia i promocji OZE przewiduje obowiązek zakupu energii elektrycznej w nich wytwarzanej, a do rozliczenia obowiązku nakazuje zakup odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia i przedstawienia ich do umorzenia Prezesowi URE (lub wniesienia opłaty zastępczej), to trudno mówić o funkcjonowaniu rynku konkurencyjnego w tej części rynku energii oraz funkcjonowaniu lub braku swobody gospodarczej do niego się odnoszącej. Zakres tej swobody dotyczy zasadniczo jedynie kwestii celowości podjęcia tego rodzaju działalności, ponieważ poza tym, cała ta działalność jest od samego początku do końca ściśle reglamentowana przez państwo poprzez odpowiednie zapisy ustawy – Prawo energetyczne. Ponieważ działalność zaliczana do produkcji energii elektrycznej w źródle odnawialnym, jest koncesjonowana (w tym także technologia współspalania), to tylko źródła koncesjonowane mają zapewnioną możliwość korzystania z przywilejów uzyskania świadectw pochodzenia, jak i żądania zakupu energii elektrycznej. Ustawodawca realizując zatem cele, które zamierza osiągnąć, wyraźnie określił zarówno uprawnienia jak i obowiązki odnawialnych źródeł energii, w tym także określone ograniczenia [10].

Należy również zwrócić uwagę, że ustawa zmieniająca z dnia 4 marca 2005 r., wprowadziła kilka istotnych dla promocji OZE elementów. I tak zapisy art. 9e ust. 18 zwalniają przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nie przekraczającej 5 MW z:

- 1) opłat wpisu do Rejestru Świadectw TGE oraz dokonywanych zmian w rejestrze;
- 2) opłaty skarbowej za wydanie świadectw pochodzenia;

Tabela 2. Energia elektryczna wytworzona w odnawialnych źródłach energii w 2005 r. (wg stanu z dnia 8 sierpnia 2006 r.)

Energia elektryczna wytworzona w odnawialnych źródłach energii w 2005 r. (dane na podstawie wydanych przez URE świadectw pochodzenia)						
Lp.	Rodzaj OZE	Kwartał I	Kwartał II	Kwartał III	Kwartał IV	Razem
		[MWh]				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Elektrownie biogazowe	22 480,358	25 464,466	27 348,753	29 171,705	104 465,281
2.	Elektrownie biomasowe	121 270,916	117 561,595	103 295,470	125 847,697	467 975,678
3.	Elektrownie wiatrowe	45 963,388	23 956,617	24 626,884	40 744,738	135 291,628
4.	Elektrownie wodne	611 778,130	809 463,865	438 160,178	316 156,926	2 175 559,099
5.	Elektrownie wykorzystujące technologię współspalania	136 950,459	206 079,627	252 458,358	281 520,877	877 009,321
6.	Suma końcowa	938 443,251	1 182 526,170	845 889,643	793 441,943	3 760 301,007

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

3) opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Ponadto źródła te są zwolnione z wnoszenia corocznej opłaty koncesyjnej (związanej z przychodami), a za przyłączenie ich do sieci przedsiębiorstwo energetyczne pobiera połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

Natomiast zapisy, wprowadzone tą samą nowelizacją, w art. 9a ust. 2, 3, 4 i 5 stanowią o sposobie obliczania opłaty zastępczej, jej corocznej waloryzacji, sposobie ogłaszania jednostkowej opłaty zastępczej po jej waloryzacji oraz jej przeznaczeniu. Opłata zastępcza stanowi dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i powinna być przeznaczona wyłącznie na wspieranie odnawialnych źródeł energii, podobnie jak i kary za nieprzestrzeganie obowiązku zakupu, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Szkoda tylko, że ustawa – Prawo energetyczne nie określa, jak te środki powinny być alokowane.

Rozporządzenia wykonawcze

Wymienione wyżej zapisy ustawowe skutkowały wydaniem, przez właściwych ministrów, w latach 1999-2005, aż 5 rozporządzeń wykonawczych.

Pierwsze wydane, na podstawie art. 9 ust. 4, rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. [18], zobowiązywało przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną lub ciepłem do zakupu, od krajowych wytwórców, oferowane ilości energii elektrycznej albo ciepła **ze źródeł niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych**, do których zaliczono źródła określone dalej klasycznymi źródłami odnawialnymi, **o mocy znamionowej nie większej niż 5 MW**. Rozporządzenie poprzez odpowiednie zapisy regulowało również maksymalną cenę zakupu jednostki energii elektrycznej, która nie mogła być wyższa od najwyższej (obowiązującej w kupującym przedsiębiorstwie) ceny ustalonej w obowiązującej taryfie dla jednostki energii elektrycznej, pobieranej przez odbiorców przyłączonych na niskim napięciu. Tak sformułowane przepisy spowodowały, że ceny energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii były bardzo zróżnicowane (w zależności od spółki dystrybucyjnej dokonującej zakupu), co prowadziło do różnicowania ceny jednostkowej wyprodukowanej „energii zielonej” i nierównego, w skali kraju traktowania poszczególnych wytwórców.

Z perspektywy czasu można zauważyć jeszcze jedną wadę tych regulacji. W efekcie działań Prezesa URE następowała i nadal następuje racjonalizacja kosztów zakładów energetycznych, co powoduje relatywne obniżanie się cen energii w tej grupie taryfowej (jedna z taryf grupy C). Wobec czego można stwierdzić, że wspomniany mechanizm działałby negatywnie dla samych OZE, przyczyniając się do obniżki rentowności tego typu działalności [35].

Kolejne rozporządzenie z serii „wspierających” energetykę odnawialną (wydane na podstawie art. 9 ust. 3 obowiązującej wówczas wersji ustawy – Prawo energetyczne) tj. rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia

15 grudnia 2000 r. *w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze (...)* [19], dotyczyło obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne **zajmujące się obrotem** energią elektryczną lub ciepłem, energii elektrycznej albo ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci, niezależnie od wielkości mocy zainstalowanej w źródle (z pewnymi nieistotnymi zastrzeżeniami). W § 2 tego rozporządzenia podano minimalne wielkości liczbowe udziału (w %) ilości energii elektrycznej, wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo (w kolejnych latach przedziału czasowego obejmującego lata 2001-2010), kiedy obowiązek zakupu uznaje się za spełniony.

Po raz pierwszy możliwość zaliczenia części energii powstającej w procesach współspalania do energii odnawialnej, dla krajowych producentów energii, powstała z chwilą wejścia w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. *w sprawie szczegółowego obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* [20], wydanego na podstawie upoważnienia udzielonego w art. 9a ust. 4 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. [30]. W § 6 tego rozporządzenia stwierdzono, że „obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub wytworzonej we własnych odnawialnych źródłach energii i sprzedanej odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom, wynosi nie mniej niż 2,65% w 2003 r.”. W tym samym § 6 powtórzono dane liczbowe z § 2, wcześniej przywołanego rozporządzenia z dnia 15 grudnia 2000 r.

To rozporządzenie [20] wprowadziło, znaczące z punktu widzenia OZE zapisy, które pozwoliły zaliczyć do energii odnawialnej część energii uzyskaną przy realizacji tzw. technologii współspalania (wspólnego spalania w tej samej jednostce wytwórczej i w tym samym czasie paliwa konwencjonalnego i biomasy i/lub biogazu (def. własna)).

W kolejnej nowelizacji tego rozporządzenia [21], w szczególności sposób zapisano wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii wytwarzanej przy realizacji technologii współspalania, które przewidują stosowanie przejrzystych procedur zapewniających rzetelne dokumentowanie ilości energii „zielonej”. Określony w Polsce obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii odnoszony jest do sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, natomiast dyrektywa [38] definiuje pojęcie zużycia energii elektrycznej jako krajową produkcję powiększoną o import i pomniejszoną o eksport tej energii. Różnica między obydwoma sposobami

obliczania wynika ze zużycia energii przez przedsiębiorstwa energetyczne na pokrycie potrzeb własnych wytwórców, strat technicznych oraz handlowych i dystrybucji energii elektrycznej. W celu zniwelowania powyższej różnicy podwyższono wymagany udział energii wytworzonej w źródłach odnawialnych począwszy od 2006 r., aż do osiągnięcia pulapu 9% w roku 2010 tj. do poziomu odpowiadającego 7,5% celowi intrykatywnemu dla Polski określone w Traktacie Akcesyjnym z 2003 r. Po roku 2010 przyjmuje się zachowanie stałego udziału ze względu na przewidywany wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce [16] oraz możliwość stworzenia wspólnego systemu promocji energetyki odnawialnej w ramach UE. I tak od czasu wejścia w życie (1 stycznia 2005 r.) tego rozporządzenia [21] aż do roku 2014, udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w OZE lub wytworzonej we własnych odnawialnych źródłach przedsiębiorstwa zobowiązanego i sprzedanej odbiorcom dokonującym jej zakupu na potrzeby własne, w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo tym odbiorcom, powinien kształtować się następująco:

- | | |
|--------------------|--------------------|
| 1) 3,1% – 2005 r., | 6) 9,0% – 2010 r., |
| 2) 3,6% – 2006 r., | 7) 9,0% – 2011 r., |
| 3) 4,3% – 2007 r., | 8) 9,0% – 2012 r., |
| 4) 5,4% – 2008 r., | 9) 9,0% – 2013 r., |
| 5) 7,0% – 2009 r., | 10) 9,0% – 2014 r. |

Przepisy ustawy zmieniającej z dnia 4 marca 2005 r. [32], zawierały zapis w art. 9a ust. 9, na mocy którego minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowego zakresu obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 8 tego artykułu. W rezultacie tej regulacji, z dniem 13 stycznia 2006 r. weszło w życie rozporządzenie 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** [22].

Ponieważ w zapisach ustawowych [31, 32] zmieniony został zakres obowiązku dla przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedających tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa (zamiast obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE, wprowadzono obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej), w rozporządzeniu [22] wprowadzono odpowiednie zapisy. Wprowadzono również regulacje mające na celu promocję wykorzystania biomasy z upraw energetycznych oraz biomasy odpadowej, co było podyktowane ograniczeniem konkurencji o surowiec drzewny pomiędzy sektorem energetycznym a innymi sektorami gospodarki. Dla technologii współspalania wprowadzono wymóg wykorzystywania w tym procesie biomasy pochodzącej z upraw energetycznych. Wymóg ten będzie obowiązywać od 2008 r. i od tego roku będzie sukcesywnie wzrastał. Utrzymano przepis,

że w przypadku energii wytwarzanej w jednostkach wytwórczych, w których będą spalane biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami, do energii wytwarzanej odnawialnych źródłach energii zaliczana będzie część energii odpowiadająca udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu, w energii chemicznej **paliwa** zużywanego do wytworzenia tej energii. Jednak zgodnie z zapisami § 5 ust. 3 rozporządzenia [22], w tych przypadkach (oraz w układach hybrydowych) w źródłach **o łącznej mocy wyższej niż 5 MW**, energia wytworzona w **OZE zaliczana będzie tylko w przypadku gdy łączny udział wagowy biomasy pochodzącej z upraw energetycznych (brak definicji) lub odpadów i pozostałości (brak definicji)** z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jego produkty, a także pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, **z wyłączeniem** odpadów i pozostałości z produkcji leśnej, a także przemysłu przetwarzającego jego produkty, **w łącznej ilości biomasy** dostarczanej do procesu spalania wynosi nie mniej niż:

- | | |
|---------------------|---------------------|
| 1) 5% – w 2008 r., | 5) 40% – w 2012 r., |
| 2) 10% – w 2009 r., | 6) 50% – w 2013 r., |
| 3) 20% – w 2010 r., | 7) 60% – w 2014 r. |
| 4) 30% – w 2011 r., | |

Zdecydowano się na przyspieszenie ścieżki dochodzenia do 9-procentowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w OZE w stosunku do energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym. Nie uwzględniono przy tym sugestii Prezesa URE, który na podstawie wyników osiągniętych przez OZE w 2004 r., proponował jeszcze szybszy wzrost procentowy na przestrzeni lat 2006-2010. I tak obowiązujące wartości przedstawiają się następująco:

- | | |
|--------------------------------|--------------------|
| 1) 3,1% – 2005 r., | 6) 9,0% – 2010 r., |
| 2) 3,6% – 2006 r., | 7) 9,0% – 2011 r., |
| 3) 4,8% – 2007 r. (było 4,3%), | 8) 9,0% – 2012 r., |
| 4) 6,0% – 2008 r. (było 5,4%), | 9) 9,0% – 2013 r., |
| 5) 7,5% – 2009 r. (było 7,0%), | 10) 9,0% – 2014 r. |

Należy również zwrócić uwagę na drugą istotną zmianę w rozporządzeniu jaką była rezygnacja z ograniczenia zaliczania jako energii z OZE, energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w wyniku termicznego przekształcania odpadów drewna, mogących zawierać organiczne związki chlorowcopochodne, metale ciężkie lub ich związki, powstałe w wyniku obróbki drewna z użyciem środków do konserwacji lub powlekania, oraz odpadów drewna pochodzących z prac budowlanych i rozbiórkowych. Ta zmiana wydaje się bardzo ryzykowna z punktu widzenia bezpieczeństwa ekologicznego i spowodowała, że w udzielanych koncesjach obejmujących technologię współspalania Prezes URE w dalszym ciągu określając „Przedmiot i zakres działalności” koncesji uwzględnia postanowienie § 5 ust. 7 rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych z instalacji, w zakresie w jakim określa ono rodzaje drewna, które mogą być wykorzystywane jako paliwo [23].

W tym miejscu trudno się zgodzić ze stanowiskiem zamieszczonym w [6] gdzie: „Uznano, że bezpieczeństwo ekologiczne związane z termicznym przekształcaniem

takich odpadów (odpadów drewna, mogących zawierać organiczne związki chlorowcopochodne, metale ciężkie lub ich związki, powstałe w wyniku obróbki drewna z użyciem środków do konserwacji lub powlekania, oraz odpadów drewna pochodzących z prac budowlanych i rozbiórkowych) zabezpieczając odpowiednie przepisy dotyczące ochrony środowiska (**KTÓRE?** – przypis autorów). W związku z tym nieuzasadnione jest wyłączenie tego rodzaju biomasy spod regulacji przedmiotowego rozporządzenia, a tym samym ograniczenie możliwości produkcji energii z OZE. Ilość takich odpadów może być znaczna, a dodatkowo bez wątpienia stanowią one składnik odpadów komunalnych, co mogłoby utrudnić realizację zamiaru zaliczania jako energii zielonej energii ze spalania odpadów komunalnych (w części dotyczącej składników biodegradowalnych)". Takie stanowisko nie znajduje uzasadnienia ani w pracach prowadzonych przez Europejski Komitet Techniczny CEN/TC 335 (*Solid Biofuels*), ani w wynikach badań prowadzonych w krajowych ośrodkach naukowych zajmujących się tą problematyką [1, 9, 34].

W tym miejscu należy zwrócić uwagę, że przesłany ostatnio do uzgodnień międzyresortowych kolejny projekt nowelizacji tego rozporządzenia (z dnia 2 sierpnia 2006 r.), bazując na wynikach wytwarzania energii elektrycznej w OZE (patrz tabela 2), proponuje zwiększenie wartości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, w latach 2007-2014. Nowe wartości mają określić „drogę dojścia” do celu indykatywnego wyznaczonego w Dyrektywie [38].

Proponowane wartości to:

- | | |
|---------------------|---------------------|
| 1) 3,6% – 2006 r., | 6) 10,5% – 2011 r., |
| 2) 5,5% – 2007 r., | 7) 10,5% – 2012 r., |
| 3) 7,2% – 2008 r., | 8) 10,5% – 2013 r., |
| 4) 8,8% – 2009 r., | 9) 10,5% – 2014 r. |
| 5) 10,5% – 2010 r., | |

W „Uzasadnieniu” do zmiany rozporządzenia i przyjęcia ww. wartości liczbowych, powołano się na wyniki analizy danych statystycznych, wskazujących na utrzymywanie się stałej zależności wielkości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym i energii elektrycznej zużytej w kraju oraz utrzymujących się relacji pomiędzy eksportem i importem energii elektrycznej. Ma to bezpośredni wpływ na określenie wielkości obowiązku i w konsekwencji ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE. Potrzeba zwiększenia udziału energii elektrycznej z OZE w relacji do zużycia energii elektrycznej brutto, wynika z konieczności dostosowania wielkości obowiązku do faktycznej i przewidywanej produkcji energii elektrycznej z OZE. Wobec faktu, że w 2005 r. zużyto w kraju 145 752 GWh energii elektrycznej, dostarczając odbiorcom końcowym 108 625 GWh, to przyjęta na

2010 r. (7,5%) wielkość produkcji energii elektrycznej z OZE, przy utrzymaniu obecnego tempa wzrostu zużycia energii elektrycznej, odpowiada wyprodukowaniu ok. 11 000 GWh. Przy obecnym, stabilnym wzroście ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym odpowiada to 10,5% udziałowi energii elektrycznej wytworzonej w OZE w stosunku do energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom.

Podsumowanie

Jak wykazano powyżej, obowiązujące przepisy formalno-prawne powstały w wyniku kolejnych modyfikacji ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych. Zgodnie z zawartymi w nich regulacjami obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii został nałożony na wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym. Przepisy te miały poprzez administracyjne wykreowanie popytu na tę energię stanowić narzędzie wspierania rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii. Początkowo jednak (w latach 2001-2003) odnotowano niedobór podaży energii odnawialnej w stosunku do ilości wynikającej z obowiązku jej zakupu. Poprawę przyniósł dopiero rok 2004, kiedy nastąpiła względna równowaga między podażą a popytem [4, 35]. Dziś z perspektywy czasu trudno ocenić poprawność ówczesnych szacunków, bowiem system potwierdzania pochodzenia energii z OZE (świadectwa pochodzenia) wszedł w życie dopiero w połowie 2004 r. [31], czyli w czasie, kiedy można uznać, że zakończył się również proces koncesjonowania wszystkich OZE (niezależnie od mocy zainstalowanej). Należy podkreślić, że rok 2004 był niezwykle korzystny dla elektrowni wodnych oraz że był to pierwszy rok wytwarzania energii elektrycznej przy wykorzystaniu technologii współspalania. Taka sytuacja nie spowodowała wzrostu zainteresowania inwestorów w powstawanie nowych źródeł i tym samym nie sprzyjała wzrostowi mocy zainstalowanej OZE. Mimo że wydawane w tym czasie warunki przyłączeniowe (przez spółki dystrybucyjne) obejmowały kilka tysięcy megawatów, to fakty wskazują (udzielane koncesje dla nowo powstałych źródeł), że realizowane były tylko nieliczne inwestycje (głównie elektrownie wiatrowe).

Oceniając kreowane w latach 1999-2004 mechanizmy wsparcia rozwoju OZE należy stwierdzić, że [35]:

- nie przyczyniły się one do rozwoju mocy wytwórczych w OZE;
- spowodowały wzrost cen na wtórnym rynku energii odnawialnej;
- korzyści rynkowe ze wzrostu cen energii odnawialnej, zamiast jej wytwórcom; w sposób nieuzasadniony przypadły przedsiębiorstwom obrotu (pośrednikom);
- obowiązujące wówczas przepisy były niejasne, budzące wątpliwości interpretacyjne i nie nakłaniające do inwestowania w nowe źródła.

Mimo że rezultaty wytwarzania energii elektrycznej w OZE w 2005 r. wskazują na znaczną poprawę relacji

między popytem a podażą energii „zielonej”, to trudno uznać, że są one wynikiem konsekwentnej strategii rozwojowej, a mają raczej charakter wymuszony pod wpływem „unijnej presji” związanej z implementacją strategicznych dokumentów i dyrektyw UE.

Proponowana zmiana rozporządzenia niewątpliwie stanowi kolejne wzmocnienie mechanizmu wspierania produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Porównanie wyników wytwarzania energii elektrycznej w OZE w 2005 r. (suma energii elektrycznej wynikająca ze świadectw pochodzenia) a przyjętym na ten rok wskaźnikiem ilościowym jej udziału w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży odbiorcom końcowym (3,1%), wykazuje nieznaczne jego przekroczenie (o 0,36 pkt procentowego, a nie jak podano w „Uzasadnieniu” do nowelizacji rozporządzenia o 0,50). Trudno ocenić, czy zaproponowane zmiany w konsekwencji przełożą się na wzrost mocy zainstalowanej OZE (inwestycje), a tym samym wzrost produkcji w tych źródłach, czy tylko spowodują pewne „uporządkowanie” na rynku świadectw pochodzenia, stanowiącym element składowy mechanizmu wsparcia produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. Wydaje się, że panujące przekonanie, że wprowadzenie mechanizmu wsparcia opartego na formule zbywalnych świadectw pochodzenia „spowodowało **wzrost zainteresowania inwestorów co w konsekwencji jak wskazują obserwacje rynku, przekłada się na wzrost mocy zainstalowanej źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne i tym samym wzrost produkcji energii elektrycznej w tych źródłach**” (patrz „Uzasadnienie” do nowelizacji rozporządzenia) brzmi zbyt optymistycznie. Trudno bowiem po około roku funkcjonowania systemu oceniać skalę ożywienia inwestycyjnego (patrz kolumna (5) w tabeli 3), jako że poważną przeszkodą w rozpowszechnianiu OZE są wysokie koszty początkowe (w porównaniu z konwencjonalnymi cyklami paliwowymi), a OZE podobnie jak i inne techniki innowacyjne, traktowane są przez inwestorów, organy administracji i użytkowników w kategoriach podwyższonego ryzyka. Nie mniej jednak informacje dotyczące reakcji i zamierzeń inwestorów (w tym także zagranicznych) wskazują na ich zainteresowanie nowymi przedsięwzięciami. Wydaje się jednak, że przesądzą o tym takie aspekty jak [35]:

- pewność odbioru i sprzedaży wyprodukowanej energii;
- korzystne ceny praw majątkowych zbywalnych na giełdzie (do pewnego stopnia gwarantowanych, związanych z wysokością jednostkowej opłaty zastępczej).

Mimo że dotychczasowe regulacje prawne stanowią pewien mechanizm wsparcia OZE, to trudno jednak mówić o istnieniu spójnego, transparentnego i dopracowanego legislacyjnie systemu wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii. System taki nie tylko wymaga regulacji ustawowych w wielu dziedzinach (m.in. prawo energetyczne, ochrona środowiska, prawo budowlane, prawo podatkowe, prawo o zagospodarowaniu przestrzennym, prawo o zamówieniach publicznych itd.), to należy przyjąć za pewnik, że o jego skuteczności będzie również decydowała kompletność i wiarygodność

informacji pochodzących z jego monitoringu i kontroli zjawisk na rynku.

Wydaje się, że do racjonalnego systemu wsparcia OZE potrzebna jest specjalna ustawa regulująca wspieranie rozwoju tego typu źródeł wytwarzania, bowiem dotychczasowe modyfikacje regulacji prawnych (głównie związanych z ustawą – Prawo energetyczne i ustawą – Prawo ochrony środowiska) nie stanowiły istotnego postępu w tworzeniu rynku energii „zielonej” (trzeba obiektywnie przyznać, że znacznie go uporządkowały) i nie dawały potencjalnym inwestorom pewności co do wiarygodności i stabilności kreowanych rozwiązań. Polityka energetyczna w tym zakresie powinna generować jednoznaczne i stabilne sygnały dla inwestorów.

Prawdopodobnie wychodząc z tych przesłanek Minister Środowiska „w związku z zaistniałą potrzebą skoordynowania prac, leżących w kompetencji kilku resortów, mających na celu rozwój energetyki odnawialnej” uznał za zasadne powołanie Zespołu Koordynacji na Rzecz Odnawialnych Źródeł Energii (patrz pismo MŚ z dnia 14.07.2006 r., znak DGiPŚiZK-659/06/KK). Obecnie trudno przesądzać o kierunkach prac tego Zespołu, można jednak mieć nadzieję, że odżyje idea powstania specjalnej kompleksowej ustawy regulującej wspieranie rozwoju OZE (próby takiej ustawy w latach 2003-2004 skończyły się niepowodzeniem), a przedmiotem prac będzie również uaktualnienie „Strategii rozwoju energetyki odnawialnej” (z 2001 r.) i uszczegółowienie zapisów zawartych w już przyjętych ważnych dla OZE dokumentach („Polityka energetyczna Polski do 2005 r.” [16] czy też „Program dla elektroenergetyki”).

4. Produkcja energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii

Czy w latach 2000-2005 nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE i na ile stosowane mechanizmy wsparcia (obowiązek odbioru i zakupu oraz system zbywalnych świadectw pochodzenia) przyczyniły się do przyspieszenia tego wzrostu? Odpowiedź na to pytanie nie jest ani prosta ani jednoznaczna. Składa się na to szereg przyczyn.

Już ustalenie „stanu wyjściowego” (2000 r.) napotyka na poważne trudności z powodu braku wiarygodnych danych statystycznych, mogących stanowić swego rodzaju układ odniesienia. Informacje, które gromadziła na ten temat Agencja Rynku Energii (ARE), są wycinkowe i fragmentaryczne. Poza tym opierają się na trudnych do weryfikacji danych deklarowanych zarówno przez wytwórców jak i przedsiębiorstwach przesyłu, obrotu i dystrybucji energii elektrycznej oraz odbiorców końcowych. W tym stanie rzeczy nie mogą dziwić, odnotowane przez URE, trudności w rozliczeniu obowiązku zakupu w latach 2001-2003 [4, 35].

Wejście w życie ustawy – Prawo energetyczne [28] poprawiło nieco ten stan rzeczy (np. obowiązek posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (WEE) przez źródła o mocy zainstalowanej > 5 MW). Jednak dopiero nowelizacja tej ustawy [30], która wprowadziła

obligatoryjny obowiązek uzyskania koncesji przez wszystkie (niezależnie od wielkości mocy zainstalowanej) odnawialne źródła wytwarzające energię elektryczną, pozwoliła zinventaryzować ten sektor wytwarzania (ilość źródeł, ich lokalizację, moc zainstalowaną itp.). Kolejną, ważną dla OZE zmianę wprowadziło wejście w życie regulacji wprowadzonych ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. [31] w części dotyczącej wprowadzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE (koncesjonowanych). Jednak dopiero zapisy ustawy zmieniającej z dnia 4 marca 2005 r. [32] można uznać za istotne dla mechanizmów wsparcia OZE. Wprowadzono bowiem przepisy dotyczące praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, które (od 1 października 2005 r.) są zbywalne i stanowią towar giełdowy oraz wprowadzono nowy system wypełniania i rozliczania obowiązku zakupu energii „odnawialnej”. Przytoczone wyżej kolejne nowelizacje ustawy (a wcześniej rozporządzeń wykonawczych z nią związanych) uzupełniły lukę prawną i stworzyły realne przesłanki do monitoringu i kontroli OZE. Monitoringu, którego wyniki mogą służyć nie tylko do planowania wiarygodnego rozwoju, ale również pozwalają oceniać realny wpływ stosowanych obecnie (i w przyszłości) mechanizmów wsparcia sektora wytwarzania „odnawialnej” energii elektrycznej.

Analizując, pod kątem czasu trwania, wyżej przytoczoną „drogę dojścia” do obowiązujących regulacji (abstrahując od występujących jeszcze ich niedoskonałości), nieodparcie nasuwa się refleksja, że była to „droga przez mękę”. Na przykład koncepcja zbywalnych świadectw pochodzenia ponad 2 lata nie znajdowała uznania wśród twórców kolejnych nowelizacji prawa energetycznego [35].

Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że dopiero rezultaty wytwarzania energii elektrycznej w OZE w roku 2005, mogą stanowić realny przyczynek do ustalenia „stanu wyjściowego” dla potrzeb odpowiedzi na postawione na wstępie pytanie. Dane liczbowe z zakresu omawianej tematyki dotyczące lat 2000-2004 (niezależnie od źródła ich pochodzenia) mają charakter szacunkowy i nie mogą być podstawą do przeprowadzania wiarygodnych analiz. Wobec tego trudno ocenić na ile uzyskane w 2005 r. wyniki wytwarzania energii elektrycznej w OZE

są rezultatem stosowanych mechanizmów wsparcia (realizowanych w sposób mało przejrzysty już od roku 1999 [18]), a na ile wynikiem „dyscyplinujących” regulacji prawnych.

W tabeli 3 przytoczono (mimo ww. zastrzeżeń) niektóre dane charakteryzujące OZE. Pozwalają one na pewne szacunki ilościowe oraz określenie skali niektórych tendencji.

Podane w tabeli 3, w kolumnach (2), (3) i (4) wielkości mocy zainstalowanych obejmują wytwórców, którym Prezes URE udzielił koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (WEE). Ze względu na duże przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do instalacji wytwarzających energię elektryczną z wykorzystaniem technologii współspalania, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Porównanie danych z kolumny (4) i (5) wskazywałoby, że największego przyrostu mocy zainstalowanej należy się spodziewać w grupie elektrowni wiatrowych (ponad 96% wszystkich instalacji objętych promesami). Natomiast dla innych technologii OZE, „planowane” na podstawie wydanych promes, przyrosty mocy zainstalowanych są zdecydowanie mniejsze.

Jak było wcześniej powiedziane, brak jest regulacji prawnych zobowiązujących potencjalnych koncesjonariuszy do wyprzedzającego (koncesję) wnioskowania o udzielenie promesy co powoduje, że przytoczone w kolumnie (5) dane nie mają praktycznego (do planowania) znaczenia. Należy podkreślić, że również informacja o mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii jest praktycznie (do przewidywania wielkości produkcji) bezużyteczna. Wynika to z faktu, że w zasadzie wszystkie rodzaje technologii OZE są „wrażliwe” na warunki pogodowe. Wyjątek może tu stanowić wytwarzanie przy wykorzystaniu biomasy, ale w tym wypadku należy się liczyć ze złożonymi problemami natury logistycznej. Już w tej chwili kilka elektrowni, stosujących technologię współspalania, importuje biomasę.

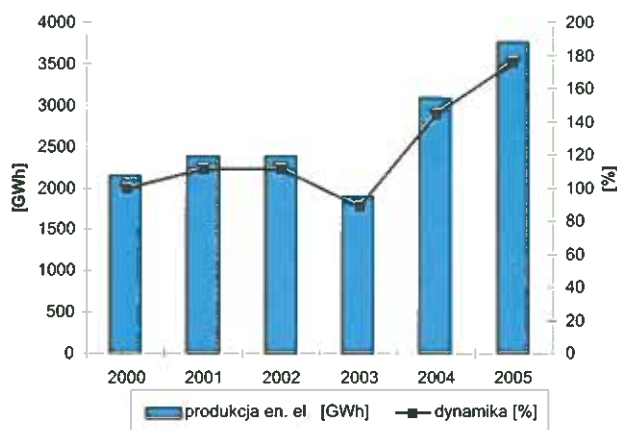
Na rys. 1 przedstawiono wielkość produkcji energii elektrycznej w OZE i dynamikę jej wzrostu (rok 2000 = 100%), przy czym wartości dla lat 2000-2004, jak wspomniano wyżej, mają charakter przybliżony. Według zamieszczonych danych produkcja OZE w 2005 r. wzrosła, w stosunku do roku 2004, o ok. 24%.

Tabela 3. Sumaryczna moc zainstalowana instalacji odnawialnych źródeł energii

Rodzaj OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]			Moc instalacji OZE objętych promesami koncesji [MW] – stan na 31.07.2006 r.
	2003 r.	2004 r.	2005 r.	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Elektrownie na biomasę	11,9	51,9	189,8	0,00
Elektrownie na biogaz	24,8	23,5	31,9	2,70
Elektrownie wiatrowe	54,6	64,9	83,3	425,50
Elektrownie wodne	895,9	886,1	1002,5	0,16
Elektrownie wykorzystująca technologię współspalania	-	-	-	13,50
Razem:	987,2	1026,4	1 307,5	441,86

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

Rysunek 1. Produkcja energii elektrycznej w OZE* w latach 2000-2005 i dynamika jej wzrostu (rok 2000 = 100%)



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki oraz Agencja Rynku Energii

*) Łącznie z energią elektryczną wyprodukowaną na dopływie naturalnym w elektrowniach z członem pompowym (bez produkcji z wody przepompowanej).

5. Ocena stosowanych narzędzi wspierania rozwoju OZE

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że od 2005 r. następuje zauważalny wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w OZE (rys. 1). Przyrost produkcji jest jednak głównie wynikiem:

1. Zwiększonego wykorzystania biomasy w istniejących kotłach węglowych przy użyciu technologii współspalania (paliw kopalnych i odnawialnych).
2. Zmianą rodzaju wytwarzanej energii (głównie przez przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej), z produkcji ciepła (z paliwa odnawialnego – głównie biomasa) na produkcję energii elektrycznej, z jednoczesnym uzupełnieniem niedoboru ciepła, jego produkcją z węgla.
3. „Ujawnienia” źródeł już istniejących (w trakcie koncesjonowania) oraz uwzględnienia **całkowitej** produkcji energii elektrycznej z OZE, w tym zużywanej na potrzeby własne (dotychczas nie ujmowanej w publicznych statystykach).

Wskazane wyżej źródła przyrostu produkcji energii elektrycznej z OZE w bardzo krótkim czasie mogą jednak zostać przywrócone do poprzedniego stanu użytkowania tj. spalania węgla w miejsce biomasy, bądź produkcji ciepła w miejsce energii elektrycznej (ze względu na relacje cenowe obydwu rodzajów paliw i rodzajów energii). Taka sytuacja powoduje, że dotychczasowy wzrost wytwarzania energii elektrycznej w OZE (w latach 2004-2005) trudno uznać za trwały, stabilny i zrównoważony. Oznacza to, że realizacja celu indykatorywnego w latach 2010-2014 może być bardzo niepewna.

Dotychczasowy system wsparcia wytwarzania w OZE rodzi pewne wątpliwości. Podstawową jego wadą jest brak rozróżnienia pomiędzy celami statystycznymi (cel

indykatorywny) i ekonomicznymi, co w konsekwencji powoduje objęcie mechanizmami wsparcia ekonomicznego wszystkich OZE, bez względu na ich pozycję na rynku energii i faktyczne zapotrzebowanie na takie wsparcie. W szczególności dotyczy to dużych elektrowni wodnych (nigdzie poza Polską nie są objęte mechanizmami wsparcia) oraz wytwarzania przy wykorzystaniu technologii współspalania realizowanych przez energetykę zawodową (bloki o dużej mocy z kotłami pyłowymi i fluidalnymi). W końcowym efekcie odbiorcy energii elektrycznej obciążeni są kosztami niewspółmiernie dużymi w stosunku do uzyskiwanych efektów.

Kluczowym obszarem w zakresie wsparcia produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii jest system świadectw pochodzenia, który pozwala wytwórcom na uzyskiwanie dodatkowych dochodów z tytułu sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (PMSP). Zagwarantowanie rzetelności i wiarygodności tego systemu, jak wcześniej wspomniano, wymagało objęciem obowiązkiem uzyskania koncesji wszystkich wytwórców w OZE. Wprowadzenie i funkcjonowanie tego systemu jako systemu ewidencyjnego należy ocenić pozytywnie mimo, że wymaga on jeszcze pewnych uzupełnień. Jednakże wzajemne relacje systemu świadectw pochodzenia oraz systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w OZE, polegające na możliwości obrotu prawami majątkowymi (PMSP), wystawianymi przez Towarową Giełdę Energii (TGE), które stanowią podstawę do udokumentowania wywiązania się z obowiązku zakupu energii z OZE, wymagają niezbędnych korekt.

Główne zarzuty do zastosowanego rozwiązania to powstanie dodatkowych barier administracyjnych dla małych wytwórców energii z OZE (rejestracja podmiotu na TGE, umowy z maklerami, pośrednikami, pełnomocnikami) oraz przewidywane wysokie roczne koszty funkcjonowania mechanizmu obrotu prawami majątkowymi, w tym koszty prowizji pobieranych przez TGE za prowadzenie Rejestru Świadectw Pochodzenia (RSP) oraz prowizje pobierane przez TGE za obrót PMSP. Wstępna analiza prognozowanych kosztów funkcjonowania systemu handlu PMSP na TGE (w oparciu o aktualne stawki opłat i prowizji na TGE, prowadzonego przez TGE Rejestru Świadectw Pochodzenia oraz domów maklerskich) wskazuje, że system świadectw pochodzenia wydawanych przez Prezesa URE w połączeniu z handlem PMSP na TGE pociąga za sobą bardzo wysokie, roczne koszty jego funkcjonowania. Ponieważ TGE nie podaje żadnych informacji na temat kosztów funkcjonowania rejestru świadectw pochodzenia, powyższe prognozy są jedynym źródłem danych na temat kosztów funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia w Polsce. Koszty te ponoszone są przez przedsiębiorstwa energetyczne i znajdują swoje odzwierciedlenie w taryfach za energię dla odbiorców końcowych.

O trafności przytoczonych wyżej prognoz mogą świadczyć dotychczasowe wyniki działania Rejestru SP oraz organizacji obrotu PMSP. Wskazują one, że większość transakcji kupna-sprzedaży realizowanych na TGE,

to transakcje pozasesyjne (patrz tabela 4), w których giełda pełni rolę tylko biernego rejestratora wcześniej zawartych umów. Pomimo tego, na koszty ponoszone przez uczestników tych transakcji składają się opłaty:

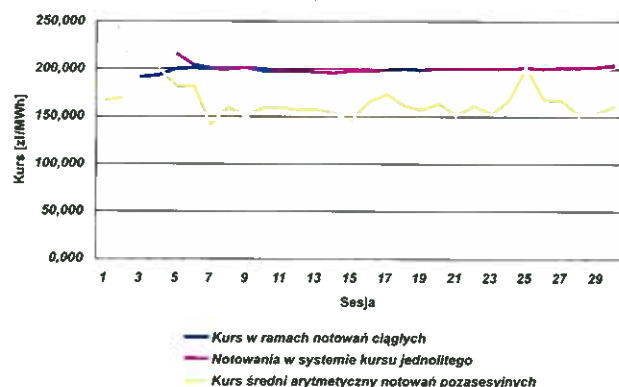
- za wykonanie transakcji – 0,50 zł/MWh (od każdej ze stron);
- ewidencyjna opłata transakcyjna – dla strony zwiększającej saldo praw majątkowych na koncie ewidencyjnym w Rejestrze SP – 0,35 zł/MWh;
- usług maklerskich – ustalone indywidualnie między stronami (biuro maklerskie – uczestnik transakcji).

Na rysunku 2 i tabeli 4 pokazano wyniki notowań praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia na pierwszych 30 sesjach Towarowej Giełdy Energii.

Tabela 4. Obrót Prawami Majątkowymi wynikającymi ze SP na TGE (30 sesji od 28.12.2005 r. do 19.07.2006 r.)

Nazwa kontraktu	System notowań	Wolumen obrotu [MWh]	Liczba transakcji
(1)	(2)	(3)	(4)
Od 28.12.2005 r. (1 sesja) do 19.07.2006 r. (30 sesja)	Ciągły	143 376,91	brak danych
	Jednolity	147 100,47	brak danych
	Pozasesyjny	1 642 655,24	1104

Rysunek 2. Obrót Prawami Majątkowymi wynikającymi ze SP na TGE (30 sesji od 28.12.2005 r. do 19.07.2006 r.)



Źródło: Towarowa Giełda Energii

Uwzględniając powyższe można uznać, że system wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE, w aktualnym jego kształcie, nie sprzyja systematycznemu i zrównoważonemu wzrostowi wykorzystania odnawialnych źródeł energii elektrycznej i w konsekwencji nie daje pewności co do realizacji celów stawianych w Traktacie Akcesyjnym [41] oraz celów postawionych w polityce energetycznej Polski [16].

6. Zakończenie

Sektor energetyki odnawialnej w krajach Unii Europejskiej na przestrzeni ostatnich 20 lat korzystał z silnego

wsparcia finansowego. Ogólną tendencją państw zachodnich w polityce wsparcia energetyki odnawialnej ostatnich lat jest zmniejszanie bezpośrednich dotacji do inwestycji i powolne odchodzenie od ustalonych cen na zakup energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, na rzecz ustalania minimalnych poziomów udziałów energii odnawialnej w bilansach przedsiębiorstw energetycznych, konsumentów, regionów i państw oraz wprowadzania pośrednich mechanizmów podatkowych i handlu certyfikatami na produkcję „zielonej” energii elektrycznej z OZE.

Obecnie system „zielonych certyfikatów” zapewnia wyższy poziom wsparcia niż system stałych taryf. Jest to tłumaczone oczekiwaniem wyższej premii przez inwestorów oraz wczesnym etapem rozwoju tego rynku. Pytaniem otwartym pozostaje kierunek cen w długim horyzoncie czasowym. Dotychczasowe badania pokazują, że w jednej czwartej krajów członkowskich poziom wsparcia jest zbyt niski dla rozpoczęcia inwestycji. Najlepsze wyniki notuje system duński oparty na stałych taryfach oraz hybrydowy system fiński oparty na ulgach podatkowych i inwestycyjnych. Wieloletnia tradycja w uprawie biomasy oraz w zakresie wykorzystania i rozwoju nowoczesnych technologii, a także stabilne warunki planowania uznawane są za główne czynniki sukcesu. W ponad połowie krajów UE poziom wsparcia dla tej technologii jest zbyt niski i uniemożliwia wykorzystanie potencjału tego sektora. Sześć krajów członkowskich wdrożyło system wsparcia o efektywności wyższej od średniej unijnej, z czego cztery kraje (Dania, Niemcy, Grecja, Luksemburg) wykorzystują stałe taryfy, a dwa kraje (Wielka Brytania i Włochy) system certyfikatów. Podobnie jak w przypadku biomasy na efektywność inwestycji rzutuje jej wielkość. Mniejsze instalacje mają większe znaczenie dla rozwoju regionalnego, ale charakteryzują się wyższymi kosztami wytwarzania. Sektor ten jest w wysokim stopniu związany z polityką zarządzania odpadami w krajach UE [17].

Zrównoważony rozwój kraju oraz realizacja zobowiązań międzynarodowych Polski (głównie dotyczących ochrony klimatu) podyktowały rozwój bezemisyjnych technologii energetycznych bazujących na energii wód i wiatru oraz promieniowania słonecznego, przy równoczesnym tworzeniu energetyki geotermalnej oraz technologii spalania biomasy i biogazu (OZE). Jednak w procesie rozpowszechnienia energetyki odnawialnej ujawniły się liczne trudności i bariery. Przeszkody te występują zarówno w obszarze technicznym, prawnym jak i organizacyjnym. Ograniczenia ze strony ekonomii produkcji energii elektrycznej i ciepła wymusiły nie tylko poszukiwanie nowych technologii, ale również określiły niezbędne środki wsparcia wytwarzania energii elektrycznej wytworzonej w OZE w okresie jej wchodzenia na tworzący się konkurencyjny rynek energii.

Nierozzerwalnie związane jest to z prawnym systemem nakazowym oraz wsparciem środkami publicznymi, czego przykładem może być zestaw potencjalnych rozwiązań i narzędzi stymulujących rozwój energetyki odnawialnej, które najogólniej można podzielić na dwie grupy:

- bezpośrednio nakierowane na stymulowanie inwestycji w źródła odnawialne (subwencje, dotacje, fundusze ekologiczne, fundusze Unii Europejskiej, ulgi inwestycyjne i podatkowe (VAT, akcyza), programy udziałowe, ułatwienia w pozyskiwaniu terenów i zezwoleń na budowę itp.);
- operacyjne – zapewniające zbyt wyprodukowanej energii i zwiększające przychody funkcjonujących już instalacji (cele ilościowe, obowiązek odbioru i zakupu, mechanizm cenotwórstwa, obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia).

W przypadku pierwszej grupy instrumentów istotne jest znalezienie rozsądnego kompromisu pomiędzy możliwościami budżetu państwa (np. ulgi podatkowe) a oczekiwaniami inwestorów oraz wypracowanie sprawnych mechanizmów i procedur pozyskiwania środków inwestycyjnych. W odniesieniu do drugiej grupy instrumentów ważne jest umiejętne połączenie rynkowych (np. obrót giełdowy certyfikatami) i pozarynkowych (kontrola obowiązków, wydawanie świadectw pochodzenia, egzekwowanie opłaty zastępczej, system kar) oraz elementów systemu wsparcia. Określając skalę ekonomicznych zachęt dla inwestorów – producentów zielonej energii, twórcy systemu muszą mieć na uwadze stopień akceptacji przez odbiorców finalnej ceny energii elektrycznej [35]. Nie mniej warunkiem bardziej dynamicznego wzrostu zainstalowanej mocy OZE są: stabilność regulacji i większa dostępność do zdyswersyfikowanych źródeł finansowania przedsięwzięć inwestycyjnych.



Marek Krawczyński
Naczelnik
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych URE



Leszek Wodzyński
Starszy inspektor

Literatura:

1. Cichy W.: *Możliwości i uwarunkowania wykorzystania drzewnych odpadów przemysłowych i drewna pożytkowego do produkcji OZE*, Konferencja Polskiego Komitetu Naukowo-Technicznego FSNT-NOT ds. Gospodarki Energetycznej: „Biomasa w gospodarce energetycznej Polski”, Warszawa, 7 grudnia 2005 r.
2. Chwieduk D.: *Wykorzystanie energii odnawialnej w Polsce w świetle tendencji w Unii Europejskiej*, Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA.

3. Filipowicz O.: *Zielono, ale pod górkę – o wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii*, Nowy Przemysł – Nr 04/05.
4. Giermek K., Włodarczyk W.: *Rozwój odnawialnych źródeł energii w latach 1999-2004 – ocena mechanizmów wspierania*, Biuletyn URE nr 1/2005.
5. Grupa Ekspertów Komitetu Programowego Międzynarodowej Konferencji „Strategia Elektroenergetyki w XXI wieku – Opcja Energii Odnawialnych, EPS 2003 – RES”.
6. Kamiński Zb.: *Nowe modyfikacje projektu, Czysta Energia* nr 11/2005.
7. Karski L.: *Niemiecki system wsparcia czystej energii elektrycznej. Ekologiczny priorytet*, Nafta & Gaz – Biznes – czerwiec 2005.
8. Krawczyński M.: *Strategia rozwoju energetyki odnawialnej, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania biomasy*, materiały konferencji naukowo-technicznej „Możliwości wykorzystania biomasy na cele energetyczne” – Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych i Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Leśnictwa i Drzewnictwa, Malinówka k/Elku, 16-17 października 2003 r.
9. Krawczyński M., Świerczewska A.: *Technologia współspalania paliw konwencjonalnych z biomasą i biogazem*, Biuletyn URE nr 1/2006.
10. Muras Zdz.: *Energetyka odnawialna – dwa reżimy prawne, jedno rozliczenie*, Biuletyn URE nr 1/2006.
11. Nowak W.: *Technologie energetyczne spalania biomasy z możliwością utylizacji odpadów komunalnych*, Czysta Energia nr 5-6/2004.
12. Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 31 sierpnia 2005 r. w sprawie ogłoszenia raportu określającego cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2005-2014 (M. P. z 2005 r. Nr 53, poz. 731).
13. „Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”, Rada Ministrów, Warszawa, kwiecień 2002 r.
14. „Polityka ekologiczna Państwa na lata 2003-2006 z uwzględnieniem perspektywy na lata 2007-2010”, uchwała Sejmu RP z dnia 8 maja 2003 r. (M. P. z 18 czerwca 2003 r. Nr 33, poz. 433).
15. „Polityka ekologiczna Państwa na lata 2003-2006 z uwzględnieniem perspektywy na lata 2007-2010”, uchwała Sejmu RP z dnia 8 maja 2003 r. (M. P. z 18 czerwca 2003 r. Nr 33, poz. 433).
16. „Polityka energetyczna Polski do roku 2025”, Rada Ministrów, Warszawa – 4 styczeń 2005 r.
17. Raport roczny Komisji Europejskiej – systemy wsparcia OZE – opublikowany 7 grudnia 2005 r.
18. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 1999 r. Nr 13, poz. 119).

19. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336).
20. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971).
21. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2004 r. Nr 267, poz. 2656).
22. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy 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).
23. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 31 października 2003 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne oraz rodzajów instalacji urządzeń, w których dopuszcza się ich termiczne przekształcenie (Dz. U. z 2003 r. Nr 192, poz. 1877).
24. „Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej”, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2000/2001.
25. Syroka M.: *Wspieranie energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii a rozwiązania krajowe*, Biuletyn URE nr 4/2005.
26. Taradejna R.: *Obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych*, Biuletyn URE nr 4/2005.
27. Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 ze zm.).
28. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708).
29. Ustawa z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555).
30. Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).
31. Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska. (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875).
32. 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).
33. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2001 r. Nr 62, poz. 627 ze zm.).
34. Winnicka G.: *Procedury badawcze i analityka biomasy i paliw alternatywnych*, III Międzynarodowa konferencja „Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych”, Wisła, 6-8 czerwca 2005.
35. Włodarczyk W.: *Instytucjonalno-prawne i ekonomiczne narzędzia wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej – ewolucja i ocena skuteczności*, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr IX, czerwiec 2006.
36. www.kape.pl
37. Dyrektywa 96/92/EC z dnia 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej z komentarzem M. Zerki, PTPIRE, Poznań 1998.
38. Dyrektywa 2001/77/EC z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.
39. Dyrektywa 2003/54/EC z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
40. European Commission: *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. COM (97) 599 final 26 XI 1997.
41. Treaty of Accession: Annex II/en 13.MD 299/10/02, Brussels, 31 Jan. 2003 r.
42. Komisja Wspólnot Europejskich: *Informacja dla Rady i Parlamentu Europejskiego – Ocena wpływu instrumentów prawnych i polityki wspólnoty na rozwój energetyki odnawialnej w UE [SEC (2004) 547]*, Fakty i Dokumenty, Nr 3(35), wrzesień 2004.
43. European Commission: *Towards a European Strategy for the security of Energy Supply*, Green Paper on Energy, Brussels 2001.
44. European Commission: *Report on the Green Paper on Energy – Four years of European initiatives*, Brussels, Dec. 2005.
45. European Commission: *Integrated European Energy Policy*, Green Paper, Brussels, March 2006.
46. Barroso J.M., Piebalgs A.: *Nowy krajobraz energetyczny Europy czyli sześć filarów unijnej współpracy*, G.W., 8 marca 2006.

Comiesięczne spotkanie członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz członków Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej przy Prezesie URE, zajmujących się szeroko rozumianą problematyką rynku energii elektrycznej

Kolejne spotkanie odbyło się w dniu 13 czerwca br. Tematem przewodnim spotkania była „Zielona Księga. Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii”. W trakcie spotkania zaprezentowano dwa wystąpienia omawiające zarówno *Zieloną Księgę*, jak i projekt stanowiska Rządu RP w sprawie tego dokumentu.

Merytoryczną część spotkania otworzyła Małgorzata Kozak z Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE. Na początku dokonała krótkiego przeglądu prawodawstwa i celów polityki energetycznej Unii Europejskiej. Przypomniała, że *Zielonych Ksiąg* było już kilka. Każdy kolejny etap budowy Wspólnego Rynku Energii Elektrycznej poprzedza *Zielona Księga*. Jest ona rodzajem zaproszenia i wstępem do dyskusji. Jest dokumentem politycznym, najczęściej identyfikującym problemy i proponującym możliwe rozwiązania. Następnie efekty takich społecznych dyskusji są ujmowane w tzw. *Białych Księgach*. Tak też będzie i teraz. Dopiero *Białe Księgi* wskazują na konkretne działania, które mają być podjęte przez organy Unii Europejskiej i państwa członkowskie. Wtedy to idee i propozycje przekuwane są na formę odpowiednich aktów prawnych: dyrektyw (obowiązujących co do celów), rozporządzeń (obowiązujących bezpośrednio wszystkie podmioty), czy też wreszcie decyzji (kierowanych bezpośrednio do konkretnych podmiotów).

Podstawami Wspólnej Polityki Energetycznej są obecnie trzy elementy („triada”):

- konkurencyjność (Strategia Lizbońska),
- ochrona środowiska (Kioto),
- bezpieczeństwo dostaw.

Komisja Europejska uważa, że Europa musi stawić czoła nowym wyzwaniom na polu energetycznym, ponieważ sytuacja zmieniła się nieodwracalnie. Prelegentka przedstawiła ocenę KE, że w ciągu najbliższych 20 lat trzeba zainwestować w energetykę na obszarze Europy około 1 biliona¹⁾ euro. Obecnie 50% zapotrzebowania na energię pokrywanych jest z importu (od trzech dostawców: Rosji, Norwegii i Algierii), a do roku 2030 popyt wzrośnie o 60%. Ceny energii elektrycznej w ciągu ostatnich 2 lat wzrosły prawie dwukrotnie. Prelegentka wspomniała o upadku mitu o nadwyżce mocy zainstalowanych w Europie.

1) W związku z niewielkimi rozbieżnościami translatorskimi w polskim tłumaczeniu *Zielonej Księgi* należy zauważyć, iż Komisja Europejska przez „one trillion euros” miała zapewne na myśli liczbę 1 000 000 000 000 (jeden z dwunastoma zerami) euro. Polski *trylion* to liczba 1 000 000 000 000 000 000 (jeden z osiemnastoma zerami).

Następnie zreferowała główne priorytety *Zielonej Księgi*, a mianowicie:

- 1) dokończenie budowy europejskich rynków energii elektrycznej i gazu – przyspieszenie liberalizacji,
- 2) bezpieczeństwo dostaw – solidarność państw członkowskich,
- 3) dążenie do zróżnicowanej i efektywnej struktury pozyskiwania energii,
- 4) zintegrowane podejście do zmian klimatycznych,
- 5) rozwój innowacyjnych technologii energetycznych,
- 6) spójna zewnętrzna polityka energetyczna.

W kontekście budowy europejskiego wspólnego rynku energii elektrycznej Małgorzata Kozak zwróciła uwagę, iż Komisja Europejska jest zdeterminowana i przekonana o słuszności *unbundlingu* właścicielskiego. *Zielona Księga* proponuje utworzenie Europejskiego Centrum Zaopatrzenia w Energię – monitorującego popyt i podaż na rynku energii elektrycznej, a także Europejskiego Centrum Sieci Przesyłowych. Prelegentka w kontekście emisji CO₂ wspomniała o braku postępów we wdrażaniu Protokołu z Kyoto. Wskazała na możliwości leżące we współpracy z krajami spoza regionu (np. kraje północnoafrykańskie – Algieria), także partnerstwo strategiczne (Turcja, Ukraina). Małgorzata Kozak zakończyła wystąpienie poddając rozważaniu uczestników kwestię „wspólna polityka energetyczna czy 25 polityk zagranicznych w tym zakresie”.

Dr Bogusław Zaleski – dyrektor Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE – rozpoczynając kolejne wystąpienie skomentował, iż Wspólna Polityka Energetyczna jest potrzebna, ale jest to trudne nie tylko ze względu na interesy poszczególnych krajów, ale także ze względu na interesy korporacji międzynarodowych.

Przedstawiając drugą prezentację spotkania, której treścią był projekt stanowiska Rządu RP nt. *Zielonej Księgi*, dyrektor Bogusław Zaleski przekazał pozytywną ocenę rządu w zakresie przedstawionym przez *Zieloną Księgę*. Rząd RP zgadza się ze zidentyfikowanymi przez Komisję Europejską zagrożeniami, stojącymi przed sektorem energetycznym. Dokument trafnie ocenia podstawowe czynniki charakteryzujące stan i przewidywany rozwój sektora energii w UE. Polska podziela pogląd o potrzebie stworzenia wewnętrznego konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego poprzez zapewnienie wspólnych reguł i norm stosowanych w handlu transgranicznym. Polska uważa, że liberalizacja rynku wewnętrznego gazu przed zdywersyfikowaniem źródeł dostaw może prowadzić do zmonopolizowania

rynku przez zewnętrznych dostawców. Może to grozić bezpieczeństwu energetycznemu i uniemożliwić utworzenie przejrzystego i w pełni konkurencyjnego rynku. W odniesieniu do bezpieczeństwa i zrównowżenia energii Polska stoi na stanowisku, iż kraje członkowskie powinny zachować daleko idącą autonomię w wyborze zarówno paliw, jak i technologii. Należy podnosić znaczenie węgla w „energy mix” UE. W związku z tym Polska uważa, że konieczna jest zmiana wizerunku węgla – ponieważ jak wskazał prelegent – posiadamy własne, niezależne źródła tego paliwa. Dyrektor Zaleski zwrócił uwagę na różne okresy zapoczątkowania zmian technologicznych, w związku z czym Polska uważa, że wprowadzenie w życie rygorystycznych rozwiązań w odniesieniu do emisji dwutlenku węgla oraz innych zanieczyszczeń powietrza musi brać pod uwagę sytuację w poszczególnych krajach członkowskich. Polska stoi na stanowisku, że rozwój energetyki odnawialnej oraz zabezpieczenie surowcowe do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w źródłach odnawialnych, a także biokomponentów i biopaliw, powinno pochodzić w pierwszym rzędzie z zasobów poszczególnych państw członkowskich. W odniesieniu do zewnętrznej polityki energetycznej dyrektor Zaleski położył nacisk na prawdziwą grę interesów w tonie Unii Europejskiej i znalezienie wspólnego mianownika w jej ramach. W kontekście współpracy z Federacją Rosyjską Dyrektor zauważył, iż konieczne jest wspólne europejskie stanowisko w rozmowach z Federacją Rosyjską.

Przedstawiając wnioski końcowe projektu stanowiska Rządu RP do *Zielonej Księgi* dyrektor Bogusław Zaleski przypomniał, że *Zielona Księga* nie pociąga za sobą bezpośrednich skutków prawnych ani skutków finansowych. Natomiast, jeśli idea węgla zyskałaby oddźwięk w Unii Europejskiej, to Polska mogłaby liczyć w tej materii na wsparcie ze środków europejskich. Dyrektor podsumował wystąpienie stwierdzeniem, że na chwilę obecną jest jeszcze za wcześnie na konkretne wnioski.

Po prezentacjach Prezes URE, dr Leszek Juchniewicz, otworzył dyskusję. W jej trakcie padały różne głosy nt. projektu stanowiska rządu w sprawie *Zielonej Księgi*. Podnoszono ogólność i bezkrytyczność projektu. Generalnie dyskutanci zgodzili się, że projektowi stanowiska brakuje miejscami spójności. Dyrektor Zaleski nadmienił, że jest to wciąż projekt w trakcie konsultacji z partnerami społecznymi. Prezes URE zaapelował o wzmożone wysiłki w celu aktywnego udziału w unijnym procesie uzgadniania stanowisk nt. *Zielonej Księgi*, ponieważ Polska po raz pierwszy bierze udział takim procesie. Dr Tomasz Kowalak, dyrektor Departamentu Taryf URE, położył nacisk na potrzebę zachowania logicznej kolejności kroków. Jeśli odwróci się kolejność, to powstaje zagrożenie

zmonopolizowania dostaw przez dostawcę zagranicznego (dla gazu), lub przez największego wytwórcę (dla energii elektrycznej). Zwrócił uwagę na słabość działań Komisji Europejskiej w kontekście postępującej konsolidacji w Europie. Dr Agnieszka Dobroczyńska, zastępca dyrektora Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE, stwierdziła, że liberalizacja została opóźniona i to jest powodem wielu obecnych kłopotów na rynku energii, w tym związanych z bezpieczeństwem. Wyraziła pogląd, że liberalizacja na rynku gazu powinna nastąpić przed dywersyfikacją. Podniosła też kwestię efektywniejszego zużycia energii (i zarazem traktowania tego jako częściowej alternatywy dla inwestycji w przyrost mocy).

Dyskusja nt. priorytetów *Zielonej Księgi* często i w naturalny sposób przechodziła na grunt gazu i jego dywersyfikacji. Dr Zdzisław Muras, dyrektor Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE, zwrócił uwagę, że projekt gazoportu jest rozwiązaniem drogim. Zgodził się z tą tezą Prezes URE, który przytoczył opinię, że w zasadzie każdy inny gaz w Europie niż rosyjski, będzie droższy. Ponadto Prezes URE i dyrektor Muras podzielili opinię o konieczności uniezależnienia się od dostaw zewnętrznych.

Jeden z wątków dyskusji dotyczył inwestycji w nowe moce wytwórcze dla energii elektrycznej. Prezes URE podkreślił, iż sektor bankowy oczekuje na niskie ryzyko i wysoką stopę zwrotu. Dyrektor Tomasz Kowalak także ocenił oferty banków jako mało elastyczne i nieulatwiający rozwoju energetyki. Zgodzono się także, że banki nie reprezentują elastycznego stanowiska w stosunku do KDT-ów.

Zbliżając się do końca spotkania, Prezes URE Leszek Juchniewicz odniósł się do głównego wątku i wyjaśnił, że dokumenty Komisji Europejskiej i ogólność ich propozycji są rzeczą naturalną na tym poziomie dyskusji. Zaapelował, że nie należy preferować tylko bezpieczeństwa – z trzech elementów triady – kosztem pozostałych dwóch. Konieczna jest harmonia. Poza tym należy kłaść nacisk na równowagę interesów odbiorców i interesów sektora.

Prezes URE, dziękując uczestnikom spotkania, zachęcił do dalszych wypowiedzi i konsultacji w celu wypracowania wspólnej i rzetelnej oceny stanowiska rządu ws. *Zielonej Księgi*.

Opracował: Rafał Roslon,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

Konferencja „Rynek gazu 2006”

Zorganizowana po raz szósty przez redakcję *Rynku energii* Konferencja Naukowo-Techniczna Rynek Gazu 2006 obejmowała szeroką problematykę związaną z funkcjonowaniem tego sektora. W toku licznych wystąpień poruszone zostały między innymi zagadnienia z zakresu:

- dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny,
- dostępu do sieci gazowniczych,
- dywersyfikacji zastosowania gazu,
- marketingu usług.

Dr. inż. Józef Szymczyk z Politechniki Śląskiej w swoim referacie: *Czy dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego dla Polski przy użyciu LNG przegra z polityką?* stwierdził, że gaz ziemny stanie się w roku 2025 paliwem globalnym numer jeden. Niestety z porównania stanu krajowego gazownictwa z innymi państwami unii wynika wyraźnie, że – pod względem udziału gazu w zużyciu pierwotnych nośników energii jak i zużycia gazu ziemnego na jednego mieszkańca – Polska znajduje się w ogonie państw europejskich.

Podstawą rozwoju stosunków rynkowych w handlu gazem jest dostęp do zróżnicowanych źródeł surowca. Niestety jak dotychczas szum medialny wokół pojęcia dywersyfikacji dostaw nie znalazł – zdaniem autora – odzwierciedlenia w podjętych działaniach. Brakuje rezerwowych źródeł zasilania systemu, które są podstawowym warunkiem bezpieczeństwa dostaw. Ich rolę mogą spełniać przede wszystkim magazyny gazu.

Autor referatu podkreśla strategiczne znaczenie infrastruktury importowej. Szczególne nadzieje wiąże z terminalem LNG. Główną zaletą tej technologii jest bowiem zmniejszenie objętości transportowanego paliwa o około 630 razy. W procesie skraplania gaz ziemny zostaje doskonale oczyszczony z dwutlenku węgla, azotu, węglowodorów wyższego rzędu oraz wilgoci.

Józef Szymczyk zwraca uwagę na dotychczasowy brak skuteczności polityki energetycznej w zakresie budowy terminala LNG. Autor przypomniał, że pierwszy projekt instalacji tego typu rozpatrywany był już w roku 1996 ale upadł, gdyż polscy politycy wiązali nadzieję z rurociągiem jamalskim; a potem w latach 2000-2001 – kierunkiem norweskim. W roku 1996 rozpatrywano lokalizację terminala w rejonie trójmiasta. Uważana była za korzystniejszą ze względu na parametry portu i możliwości zbudowania w pobliżu podziemnych magazynów gazu. W latach 2000-2001 preferowano jednak okolice Szczecina.

Autor nie pochwala braku determinacji w procesie dywersyfikacji kierunków dostaw. Zdaniem prelegenta to właśnie technologia LNG stanowi kluczowy czynnik w kierunku dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego ze względu na brak ścisłego powiązania z jednym źródłem dostaw. Zwraca także uwagę na potencjał terminala, który oferowałby przepustowość od 3 do 5 mld m³ gazu rocznie oraz zapewnił zbiorniki o objętości około 200 000 m³. Niestety koszt samego obiektu wynosi

400 mln Euro. Natomiast nakłady, które trzeba ponieść w celu włączenia go do systemu gazowniczego wynoszą od 30 do 100 mln Euro.

W toku dyskusji związanej z wygłoszonym referatem podkreślono, że planując budowę terminala LNG należy uwzględnić zjawisko ostrej konkurencji w zakresie popytu na gaz skroplony. Warto również zwrócić uwagę na konieczność uzgodnienia standaryzacji parametrów jakościowych transportowanego paliwa oraz konieczności nabywania go na podstawie kontraktów długoterminowych, co podważa koronny argument swobodnego doboru źródeł zaopatrzenia.

Zastosowanie technologii LNG zostało omówione także w referacie dr. Lecha Dobrowolskiego z Politechniki Śląskiej i mgr. inż. Andrzeja Broła z Górnośląskiego Zakładu Gazownictwa: *Dywersyfikacja dostaw i inne problemy polskiego gazownictwa*.

Dr. Piotr Staręga z Urzędu Regulacji Energetyki wygłosił referat pod tytułem: *Rozporządzenie o dostępie do sieci przesyłowych a rozwój konkurencji na rynku gazu*. W toku dyskusji po wystąpieniu omawiano zmiany związane z restrukturyzacją sektora. Uczestnicy zgodnie podkreślili, że wydzielenie działalności przesyłowej ze zintegrowanego przedsiębiorstwa PGNiG SA oraz powołanie Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. były najważniejszymi wydarzeniami w restrukturyzacji polskiego gazownictwa. Przedstawiciele wspomnianych firm byli zresztą obecni na sali. Maciej Syroka z URE przypomniał, że w celu zapewnienia właściwego dostępu do sieci zakończono właśnie prace nad Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych prowadzone w toku szerokich konsultacji z uczestnikami rynku pod nadzorem urzędu.

Prof. dr hab. inż. Jadwiga Więckowska, Ryszard Michałowski oraz Sławomir Więckowski z Politechniki Wrocławskiej przygotowali referat pod tytułem: *Zastosowanie metanu jako paliwa do napędu silników*. Niekonwencjonalne zastosowania gazu ziemnego otwierają nowe perspektywy przed polskim gazownictwem nawet w warunkach wzrostu cen tego paliwa. Zastosowanie gazu sprężonego (CNG) jako paliwa do silników samochodowych pozwala dostawcom dotrzeć do nowych grup odbiorców. Jego istotne walory rynkowe to niska emisja substancji szkodliwych oraz konkurencyjne koszty eksploatacji.

Piotr Napierała z firmy ATREM Sp. z o.o. przedstawił prezentację na temat: *Czynniki inwestycyjne i eksploatacyjne wpływające na zasadność zastosowania klimatyzacji zasilanej gazem ziemnym*. Istniejąca obecnie infrastruktura gazownicza umożliwia (bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów modernizowania sieci) stosowanie urządzeń klimatyzacyjnych zasilanych właśnie gazem ziemnym.

W tradycyjnych instalacjach budynków inwestorzy rozdzielają instalację grzewczą od instalacji klimatyzacyjnej.

Autor wykazał, że w przypadku aparatów sprężarkowych zasilanych energią elektryczną wykorzystanie istniejącego przyłącza energetycznego wiąże się z sezonowością poboru energii elektrycznej. W przypadku klimatyzatorów sprężarkowych użytkownik wykorzystuje zamówioną moc elektryczną tylko przez 3-4 miesiące w roku. Przez około 8 miesięcy użytkownik płaci za zamówioną moc lecz nie wykorzystuje energii do klimatyzowania budynku.

W sytuacji, gdy sezon grzewczy trwa 3 do 4 miesiące, a klimatyzacja pracuje od 6 do 8 miesięcy, efektywna praca instalacji zespolonej trwa prawie przez cały rok. Nie ma także konieczności budowania kotłowni ze wszelkimi niezbędnymi kanałami wentylacji i nawiewu ze względu na fakt zewnętrznej instalacji agregatów. Poza tym szerokie zastosowanie takich urządzeń pozwoli na zwiększenie sprzedaży gazu również latem.

Energetyka rozproszona została omówiona przez dr. inż. Józefa Szymczyka w referacie: *O przekształceniach energetyki i problemach handlu energią na przykładzie USA*. Zakłady energetyki komunalnej w USA produkują obecnie około 30% ciepła i energii elektrycznej. Uważa się powszechnie, że ilościowy rozwój lokalnych firm energetycznych w USA (w ilości około czterech tysięcy) jest hamulcem podnoszenia cen ciepła i energii elektrycznej przez zakłady energetyki zawodowej (których jest tylko kilkaset, ale są to zakłady dużej mocy).

To właśnie w Stanach Zjednoczonych stworzono podstawy realizowanej obecnie w UE restrukturyzacji sektora i ujęto je w akty prawne. W USA rozpoczęto więc promowanie zasady TPA oraz rozdzielania działalności sieciowej od obrotowej (podatnej na konkurencję). Europa zaczęła intensywnie rozwijać gazownictwo w latach 90. XX wieku, podczas gdy Amerykanie rozbudowali ten sektor już pomiędzy pierwszą i drugą wojną światową.

Referat dr. Szymczyka przybliżył również uczestnikom konferencji zagadnienia informatyzacji przedsiębiorstw energetycznych. W USA oceniono, że około 70% zainstalowanych systemów informatycznych było nieudanych; zgodnie z zasadą: im bardziej rozległa sieć – tym większe prawdopodobieństwo porażki.

O krajowych wyzwaniach, którym muszą sprostać

systemy informatyczne mówił Wojciech Glapa z firmy Gallup Polska Contact Center. Tytuł wygłoszonego referatu: *Wygodniej, lepiej, efektywniej – contact center zapewnia przewagę konkurencyjną na rynku* wskazuje na znaczenie sprawnej komunikacji z klientami. W obliczu nadchodzącej liberalizacji pojawiła się bowiem naturalna presja na istotną poprawę relacji z odbiorcami. W warunkach konkurencji klient będzie mógł sobie wybrać sprzedawcę. Trzeba więc wyróżnić się na rynku – czyli budować markę. Powstaje potrzeba kreowania lojalności odbiorców oraz pozyskiwania nowych.

Call center – jest to rozwiązanie organizacyjne wspierane nowoczesnymi technologiami informatycznymi, które służy właśnie sprawnemu przepływowi informacji. Łącząc w jedną całość zunifikowane kontakty telefoniczne oraz obsługę pocztową, maile, faxy, witryny internetowe oraz chat. Dzięki uniwersalności i elastyczności rozwiązań tego typu koszty funkcjonowania *contact center* są kilkukrotnie niższe niż utrzymanie tradycyjnej sieci punktów obsługi

klienta. W warunkach zaskakującej awarii technicznej sprawdza się scentralizowana działalność, elastyczna technologia, dynamiczne przypisywanie zadań. Pozwala to dokonać w krótkim czasie realokacji zasobów w celu realizacji zadań o wyższym priorytecie nawet pomiędzy odrębnymi centrami. Determinuje to optymalizację nakładów na etapie inwestycji a także kosztów działalności bieżącej.

Świadczone usługi są wysokiej i standaryzowanej jakości poprzez dobór personelu oraz *coaching*. Jedno źródło informacji bazowane na zapisach systemu komputerowego zapewnia, że klient zawsze uzyska tę samą spójną odpowiedź niezależnie od osoby, z którą rozmawia oraz kanału informacji. *Contact center* pracuje przez całą dobę pozwalając elastycznie dostosować się do natężenia ruchu. Realizuje zatem postulaty optymalnego zarządzania.

Doroczna konferencja organizowana przez *Rynek energii* pozwala na skonfrontowanie poglądów świata nauki, biznesu oraz przedstawicieli organu regulacji. Dyskusje na temat wygłoszonych referatów ujawniają



Od lewej: Piotr Staręga, Barbara Proksa, Maciej Syroka, pracownicy Urzędu Regulacji Energetyki

oczywiście sprzeczności partykularnych interesów czy też odmienne zainteresowania prelegentów i dyskutantów. W dobie powszechnego narzekania na niezbyt sprawną administrację rządową czy też przerost teoretycznych dyskusji prowadzonych w kręgach akademickich, konferencja jest jednakże dowodem na efektywność współpracy wszystkich zainteresowanych gremiów zaangażo-

wanych w problematykę polskiego i międzynarodowego rynku gazu.

*Opracował: dr Piotr Staręga,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

„Bezpieczniej z prądem”



Wystawa prac konkursowych – Teatr Buffo



Wystawa prac konkursowych – siedziba Urzędu Regulacji Energetyki

W styczniu 2006 roku Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz zrzeszone w nim spółki i koncerny energetyczne, rozpoczęły kolejną, trzecią edycję ogólnopolskiego programu „Bezpieczniej z prądem”, mającego na celu podnoszenie świadomości bezpiecznego korzystania z urządzeń elektrycznych wśród dzieci i młodzieży oraz promowanie bezpiecznego, ekologicznego i racjonalnego użytkowania energii elektrycznej. Zakończenie konkursu wraz z uroczystym wręczeniem nagród laureatom miało miejsce 19 maja br. w warszawskim Teatrze Buffo.

Tegoroczna edycja programu odbyła się pod honorowym patronatem m.in. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Ministra Edukacji i Nauki, Rzecznika Praw Dziecka, Towarzystwa Przyjaciół Dzieci, Związku Nauczycielstwa Polskiego, Centralnego Ośrodka Doskonalenia Nauczycieli i Polskiego Towarzystwa Fizycznego. Swoje poparcie dla działań prowadzonych w ramach programu wyrazili także uczniowie i nauczyciele, chętnie biorący udział w organizowanych specjalnych lekcjach oraz przygotowanych turniejach.

Program edukacyjny rozpoczęły konkursy dla uczniów szkół podstawowych i gimnazjów: plastyczny i plastyczno-literacki pt. „Jak bezpieczny i pożyteczny jest prąd”. Dla uczniów gimnazjum odbył się natomiast konkurs komputerowy na przygotowanie projektu strony internetowej z propozycją nowego działu portalu internetowego. Z całej Polski spłynęło łącznie ok. 12 tys. prac. Zwycięzcy etapów regionalnych zakwalifikowali się do ogólnopolskiego finału konkursu, gdzie o nagrody – zarówno indywidualne, jak i dla szkół, walczyło 51 prac plastycznych, 55 prac plastyczno-literackich oraz 33 prace komputerowe z terenu działania 17 spółek i oddziałów spółek energetycznych. Komisja konkursowa, w skład której weszli

1) Źródło: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.



Laureaci konkursu plastycznego – klasy I-III

m.in. przedstawiciele sektora elektroenergetycznego i nauczyciele (plastyki, polonistyki i informatyki), w dniu 27 kwietnia br. wyłoniła zwycięzców konkursów:

- w konkursie plastycznym (klasy I-III): I miejsce zajęła Katarzyna Zemło z Dąbrówki Stany, II miejsce – Weronika Martyniuk z Warszawy, III miejsce – Weronika Szmigiel z Siekierczyna;
- w konkursie plastyczno-literackim (klasy IV-VI): I miejsce zajęła Katarzyna Skura z Warszawy, II miejsce

- Ewelina Krzywda z Nowego Wiśnicza, III miejsce – Artur Murawski z Łążyna;
- w konkursie plastyczno-literackim (gimnazja): I miejsce zajęła Agata Kupiec z Dębina, II miejsce – Agnieszka Wasiak-Bassa z Radomia, III miejsce – Małgorzata Otlowska z Nowego Stawu;
- w konkursie komputerowym (gimnazja): II miejsce zajął Artur Nowak z Żagania, III miejsce – Piotr Sochał z Krasienina (pierwszego miejsca nie przyznano).

Atrakcyjne nagrody i dyplomy otrzymali nie tylko nagrodzeni uczniowie, ale i szkoły, do których uczęszczają. Ze względu na bardzo wysoki poziom nadesłanych prac komisja postanowiła ponadto dodatkowo wyróżnić prace kolejnych dwudziestu sześciu uczniów.

W ramach programu edukacyjnego „Bezpieczniej z prądem” prowadzony jest także konkurs dla nauczycieli na najbardziej interesujący scenariusz lekcji na temat bezpiecznego, ekologicznego i racjonalnego wykorzystania energii elektrycznej. Konkurs potrwa do końca września br.

Więcej informacji na temat konkursów oraz całego programu, a także materiały edukacyjne powstałe w ramach programu dostępne są na stronach internetowych PTPIREE (www.ptpiree.pl) oraz na portalu edukacyjnym www.MojaEnergia.pl.



Wystawa prac konkursowych
– siedziba Urzędu Regulacji Energetyki

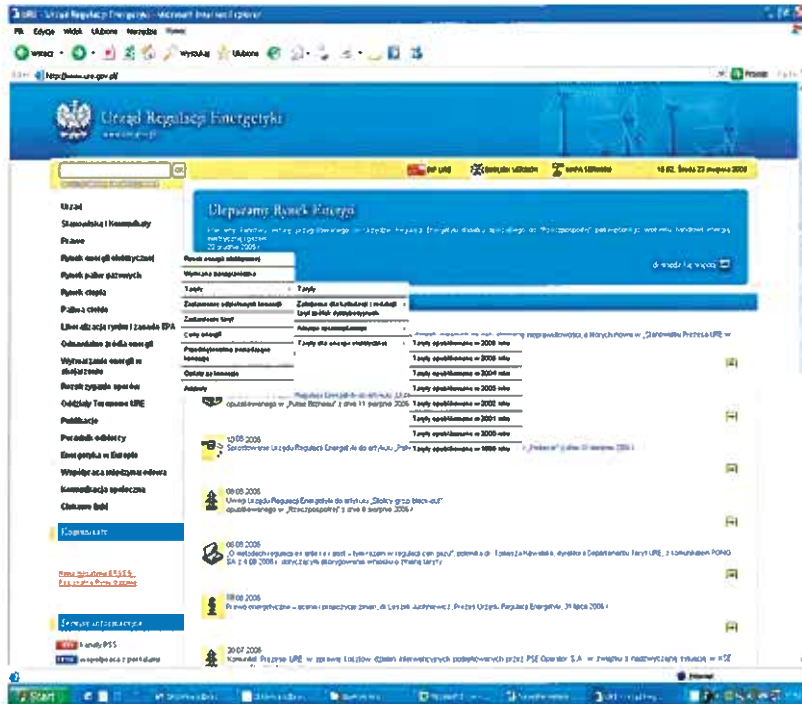


Laureaci konkursu plastyczno-literackiego – klasy IV-VI

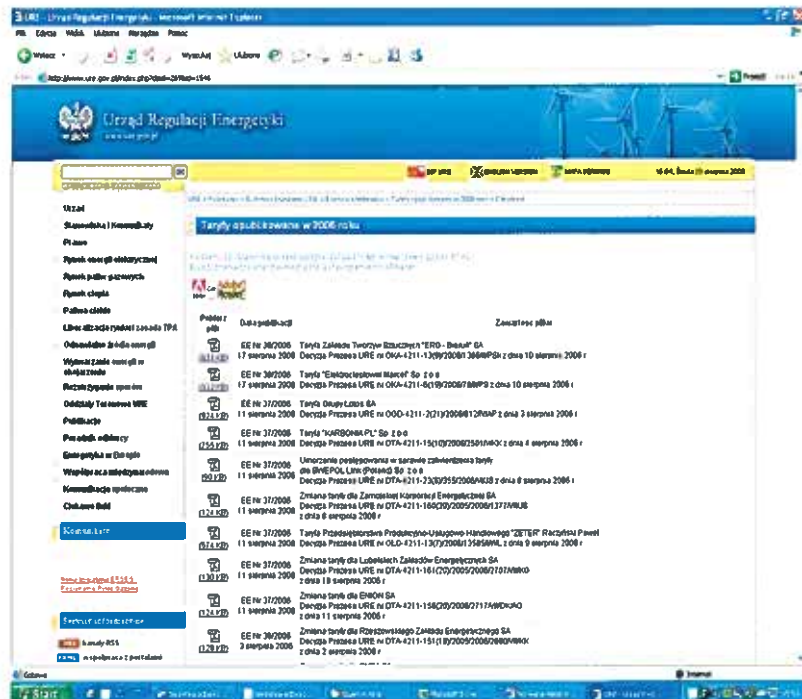
Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy:

1. wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl, kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (w przypadku taryf dla paliw gazowych należy początkowo wybrać „Rynek paliw gazowych”),



2. dla wybranego danego roku można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.



Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 2006.06.30)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostrów Mazowiecka	3,79
	Praterm SA – Sztum	0,05
	Praterm SA – Poręba	9,95
Szczecin	GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o. – Szczecin	22,48
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Police	4,77
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Barlinku Sp. z o.o.	5,75
	Elektrociepłownia Zielona Góra SA – Zielona Góra	1,92
	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o. – Żagań	4,74
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świebodzin	7,97
Gdańsk	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdynia	1,54
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC Sp. z o.o. – Kwidzyn	7,00
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o. – Ustka	3,06
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostróda	4,00
Poznań	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Aleksandrów Kujawski	3,07
	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bydgoszcz	0,00
	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA – Poznań	1,92
Lublin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łuków	6,19
	Przedsiębiorstwo Komunalne w Czarnej Białostockiej Sp. z o.o.	5,77
	Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Choroszcz	1,01
Łódź	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	1,24
	ELPOTERM Sp. z o.o. – Połaniec	8,27
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Starachowice	4,27
Wrocław	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o. – Lubań	3,56
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Żmigród)	7,80
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Wałbrzych	4,39
	ENERGETYKA – ROKITA Sp. z o.o. – Brzeg Dolny	1,20
Katowice	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Piekary Śląskie	4,20
	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA – Jastrzębie Zdrój	2,35
	Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o. – Bytom	4,77
	Mittal Steel Poland SA – Katowice	0,44
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej CIEPŁO Sp. z o.o. – Skoczów	18,90
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Piekarach Śląskich	1,83
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Nowy Targ	13,55
	Energetyka Dwory Sp. z o.o. – Oświęcim	6,81
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzesko	9,97
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Nowy Sącz	4,49
	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o. – Brzeszcze	3,13
	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Sanok	6,31

TARYFY DLA CIEPŁA

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 2006.06.30)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Warszawa	2006.06.21
Katowice	MEGAWAT Sp. z o.o. – Czerwionka-Leszczyny	2006.06.28

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 2006.08.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Energetyka Dwory Sp. z o.o.	2006.06.23
2	Przedsiębiorstwo Energetyczne „MEGAWAT” Sp. z o.o.	2006.06.30
3	Przedsiębiorstwo Gómicze „DEMEX” Sp. z o.o.	2006.06.30
4	CMC Zawiercie SA	2006.06.30
5	Zakłady Tworzyw Sztucznych GAMRAT SA	2006.06.30
6	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Rzeszowie	2006.07.14
7	„Maszoperia Kołobrzeska” Sp. z o.o.	2006.07.14
8	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	2006.07.17
9	„ZAEL-ENERGO” Sp. z o.o.	2006.07.17
10	Zakłady Tworzyw Sztucznych „IZO-ERG” SA	2006.07.17
11	Cementownia Nowiny Sp. z o.o.	2006.07.26
12	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Sępólnie Krajeńskim	2006.07.26
13	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	2006.07.26
14	Energetyka Ursus Sp. z o.o.	2006.07.26
15	KEM Sp. z o.o.	2006.08.01
16	Huta Kościuszko SA	2006.08.01
17	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	2006.08.01
18	Przedsiębiorstwo Połowów, Przetwórstwa i Handlu DALMOR SA	2006.08.01
19	Huta Bankowa Sp. z o.o.	2006.08.01
20	Mondi Packaging Paper Świecie SA	2006.08.01
21	Grupa Lotos SA	2006.08.11
22	„KARBONIA PL” Sp. z o.o.	2006.08.11
23	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ZETER” Raczyński Paweł	2006.08.11

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 2006.08.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	2006.06.23
2	„ELANA – ENERGETYKA” Sp. z o.o.	2006.07.10
3	Arctic Paper Kostrzyn SA	2006.07.14
4	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	2006.07.26
5	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	2006.08.01
6	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	2006.08.03
7	ENEA SA	2006.08.03
8	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	2006.08.03
9	Zakład Energetyczny Białystok SA	2006.08.03
10	Koncern Energetyczny ENERGA SA	2006.08.03
11	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	2006.08.03
12	Łódzki Zakład Energetyczny SA	2006.08.03
13	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	2006.08.03
14	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	2006.08.03
15	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	2006.08.03
16	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	2006.08.11
17	Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	2006.08.11
18	ENION SA	2006.08.11

Odmowy zatwierdzenia zmian w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 2006.07.10)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	2006.06.23
2	Huta Batory SA w upadłości	2006.06.30
3	Górnśląski Zakład Elektroenergetyczny SA	2006.06.30
4	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	2006.07.10
5	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	2006.07.10

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2006.08.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FERROXCUBE POLSKA Sp. z o.o.	2006.06.23
2	„BOL-THERM” Sp. z o.o.	2006.06.23
3	Huta Pokój SA	2006.06.30
4	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA	2006.07.10
5	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	2006.07.10
6	Fabryka Maszyn „Glinik” SA	2006.07.14
7	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	2006.07.14
8	Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	2006.07.14
9	Gazpartner Sp. z o.o.	2006.07.17
10	FERRUM SA	2006.07.17
11	Zakłady Mechaniczne „BUMAR-ŁABĘDY” SA	2006.07.17
12	Projekt Energia Sp. z o.o.	2006.07.26
13	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Sp. z o.o.	2006.08.01

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych

(stan na 2006.08.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA	2006.07.10
2	Rafineria Nafty Jedlicze SA	2006.07.14
3	K&K Sp. z o.o.	2006.07.26
4	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	2006.08.01
5	TOP GAZ Sp. z o.o.	2006.08.11
6	G. EN. Gaz Energia SA	2006.08.11

Odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2006.07.26)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	2006.06.23
2	Mittal Steel Poland SA	2006.07.26

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

(stan na 2006.08.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	THERMO ENERGIA Sp. z o.o.	00-121 Warszawa, ul. Sienna 39	Wcc, Pcc
2	PSE-ELECTRA SA	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Opg
3	BUDIMEX DROMEX SA	01-040 Warszawa, ul. Stawki 40	Opc
4	ELFAST Eugeniusz Wachowski	01-641 Warszawa, ul. Marii Kazimierzy 26/69	Opc
5	AUTO NON-STOP Mariola Walis	01-684 Warszawa, Al. Armii Krajowej/Rudzka	Opc
6	Janusz Fijałkowski BOSSOIL	01-904 Warszawa, ul. Bajana 17/5	Opc
7	Stanisław Marek Milcarz	02-776 Warszawa, ul. Warchałowskiego	Opc
8	SIGNUM GROUP Sp. z o.o.	03-715 Warszawa, ul. Okrzei 1A	Opc
9	Marian Mikołajczyk Dystrybucja Gazu Usługi Wulkanizatorskie	03-982 Warszawa, ul. Polskich Skrzydeł 2 m. 56	Opc
10	Jacek Janicki Stacja LPG Speed Max	04-247 Warszawa, ul. Chelmska 10b	Opc
11	FHU INTER FAKS	05-230 Kobyłka, ul. Krechowiecka 48	Opc
12	Zajazd „Pod Dębem” Stacja AUTO-GAZ Krystyna Szulim	05-311 Dębe Wielkie, Chrośla, ul. Żwirowa 14C	Opc
13	JANPOM Jan Pomian	05-660 Warka, ul. Grójecka 26	Opc
14	AGRA Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Warszawska 27	Opc
15	Stanisław Kacprzak PHU ZASTAWIE	06-230 Różan, Dyszobaba 135	Opc
16	Jerzy Żebrowski Stacja Paliw	06-316 Krzynowłoga Mała, ul. Chorzelska 7	Opc
17	Sławomir Kanowski KAN-OIL	06-550 Szreńsk, ul. Żuromińska 1	Opc
18	MICHAŁ PHU MARCHELA MIMAR	07-100 Węgrów, ul. Kościuszki 159	Opc
19	PW Doris Dorota Domańska	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul.11 Listopada 2/2	Opc
20	„ANIM” Anna Kasjaniuk	08-110 Siedlce, Stok Lacki Folwark, ul. Siedlecka 63	Opc
21	PHU ŻAR Arkadiusz Saczewski	08-119 Siedlce, ul. Sokołowska 159-165	Opc
22	Stacja Paliw Płynnych Kamil Demianiuk	08-200 Łosice, ul. Piłsudskiego 18	Opc
23	Marek Lodowski MAR-GAZ	08-400 Garwolin, ul. Korczaka 17/29	Opc
24	ROMAN ŚCIŚLAK	08-404 Garwolin, ul. Sikorskiego 6	Opc
25	Przedsiębiorstwo Obrotu Paliwami i Artykułami Przemysłowymi „ŻELPAL” SC Ryszard Wojtaś, Roman Fejtko	08-430 Żelechów, ul. Długa	Opc
26	Michał Nowakowski GAS CENTRE	09-100 Płońsk, Strachowo 2a	Opc
27	„BIO-DOM” SC	09-402 Płock, ul. Chopina 6	Opc
28	Mechanika Pojazdowa Stacja Paliw SC	10-148 Olsztyn, Al. Przyjaciół 40	Opc
29	Wypożyczalnia Serwis Przyczep AUTO GAZ Załęski Tadeusz	10-801 Olsztyn, ul. Sielska 45 A	Opc
30	Mirosław Puziewski „Stara Kuźnia”	11-600 Węgorzewo, Ogonki 3a	Opc
31	Elektrociepłownia Białystok SA	15-124 Białystok, ul. Gen. Władysława Andersa 3	Pcc
32	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska” w Puńsku	16-515 Puńsk, ul. Mickiewicza 33	Opc
33	Andrzej Żero Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe	17-315 Grodzisk, ul. Sportowa 4	Opc
34	Przedsiębiorstwo Robót Drogowo-Mostowych TRAKT Sp. z o.o.	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. 1-go Maja 8	Opc
35	Daniel Bohdan	18-400 Łomża, ul. Połowa 15/71	Opc
36	OKNA – ELEMENTY BUDOWLANE Sp. z o.o.	20-148 Lublin, ul. Związkowa 12	Opc
37	Stacja Paliw CAR-GAZ Agnieszka Paż, Radosław Paż SC	21-070 Cyców, ul. Słowackiego 1/18a	Opc
38	Katarzyna Skalska „Autogaz”	21-222 Podedwórze, Nowe Mosty 3	Opc
39	Kazimierz Franciszek Jakubiak PUH MEL-KAN	21-400 Łuków, Ryżki 76c	Opc
40	EUROPORT SA	21-540 Małaszewicze, ul. Kolejarzy 23	Opc
41	CAR-GAZ I SC Magdalena Grodzińska-Mazurek, Sławomir Mazurek	23-100 Bychawa, ul. Sienkiewicza 12	Opc
42	FUL-GAZ SC Czelej Dariusz, Bielecka Urszula	23-200 Kraśnik, ul. Przemysłowa 19	Opc

43	Mieczysław Czuk Zakład Usługowo-Handlowy „WEGTRANS”	23-400 Biłgoraj, ul. Kościuszki 152/27	Opc
44	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „Latoch Firma” Stanisław Latoch	24-130 Wojcieszków, Bystrzyca	Opc
45	Stanisław Żebrowski - PHU AMBI	24-340 Józefów nad Wisłą, ul. Powstańców 2	Wee
46	PHU „SAB-GAZ” Halina Sabat	26-020 Chmielnik, Piotrkowice dz. 275	Opc
47	FHT WITEX Witold Surmacz	26-432 Wieniawa, ul. Parkowa 27	Opc
48	ELEKTOMIX II Renata Kral	26-500 Szydłowiec, ul. Jastrzębska 1	Opc
49	Pindakiewicz Ewa „DUO”	26-600 Radom, ul. Elegii 2/6	Opc
50	Firma Handlowo-Usługowa „JAK” Kobyłański Andrzej	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, Os. Rosochy 17/26	Opc
51	Firma Handlowo-Usługowa „MALPOL” Halina Michalec	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Kilińskiego 57	Opc
52	Spółdzielnia Usług Rolniczych w Wiślicy z siedzibą w Goryslawicach	28-160 Wiślica, Goryslawice 112	Opc
53	PPHU „RADEX” Krystian Tarnowski	29-135 Radków, Radków 27	Opc
54	„MAR-MART” Marcin Zbrożek	30-552 Kraków, ul. Wielicka 28 a	Opc
55	Marek Morawiec	31-636 Kraków, Os. Oświecenia 40/85	Opc
56	Soma Sp. z o.o.	31-710 Kraków, ul. Bolesława Wstydlivego 14	Opc
57	„EQUUS FRESH” Sp. z o.o.	32-086 Węgrzce, ul. Forteczna 5	Opc
58	Janina Baran Firma Handlowo-Usługowa EKO-GAZ	33-200 Dąbrowa Tarnowska, ul. Jagiellońska 60	Opc
59	WOD – ELEKTRON Stożek, Kajak Sp.j.	34-734 Kasinka Mała, Kasinka Mała 295	Wee
60	Alicja Koryto i Wacław Antoń Firma „AN-KOR” SC Dystrybucja Gazu LPG i Sprzedaż Detaliczna Artykułów Spożywczo-Przemysłowych	36-200 Brzozów, ul. Rzeszowska	Opc
61	BARD Sp. z o.o.	37-114 Białobrzegi, Białobrzegi 312	Opc
62	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej „CONNEX” w Sędziszowie Małopolskim Sp. z o.o.	39-120 Sędziszów Małopolski, ul. Kolejowa 5	Opc
63	Firma Handlowo-Usługowa „GAJ” Jolanta Grzyb	39-200 Dębica, ul. Sandomierska 12B	Opc
64	Firma Handlowo-Usługowa Agnieszka Kokoszka, Grzegorz Kokoszka SC	39-306 Górkki, Otałęż 143	Opc
65	OKTAN-OIL Sp. z o.o.	40-874 Katowice, ul. Książęca 29A	Opc
66	SITA STAROL Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Kluczborska 29	Wpc
67	GEOBUD Sp. z o.o.	42-100 Kłobuck, ul. Staszica 4	Opc
68	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ZDAMPOL” Sp. z o.o.	42-120 Mokra, ul. Mokra III 344	Opc
69	LIMAR Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. 1-go Maja 21	Wcc
70	EUROOIL SC Piotr Zawiliński, Karol Wielebiński	42-290 Blachownia-Trzepizury, ul. Lubliniecka 21	Opc
71	CYNK-ŻAR J. Kowalczyk, L. Rak Sp.j.	42-300 Myszków, ul. Partyzantów 21	Dee
72	Przedsiębiorstwo Ciężkiego Sprzętu Budowlanego Budownictwa Węglowego SA	43-100 Tychy, ul. Fabryczna 11	Opc
73	Firma Handlowo-Usługowa „WATRA” Leszek Kliś	43-300 Bielsko-Biała, ul. Warszawska 359	Opc
74	JM OIL Sp. z o.o.	43-600 Jaworzno, ul. Grunwaldzka 264	Opc
75	MRB Consulting Ryszard Barański	44-150 Gliwice, ul. Śniadeckich 2F	Opc
76	Bogdan Pietras, Brunon Raszczyk Centrum Techniki Grzewczej i Sanitarnej „EKO B&B” SC	44-280 Rydułtowy, ul. Bema 136	Opc
77	WIM Sp. z o.o.	45-325 Opole, ul. Światowida 5-7	Opc
78	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Powstańców Śląskich 54	Wcc
79	Fąfrowicz Paliwa SC Krzysztof Fąfrowicz, Małgorzata Stolarczyk	46-053 Chrzastowice, Droga Krajowa nr 46 (stacja paliw)	Opc
80	„CETERM” Norbert Hałaburdo i s-ka Sp.j.	47-225 Kędzierzyn-Koźle, ul. Energetyków 8	Opc
81	Kompania Spirytusowa WRATISLAVIA Polmos Wrocław SA	50-966 Wrocław, ul. Monopolowa 4	Wcc
82	Leszek Luda HYDROGENIUM	51-423 Wrocław, ul. Olsztyńska 47a/49a	Opc
83	Pilczycki Park Biznesu Sp. z o.o.	54-156 Wrocław, ul. Stargardzka 2A	Dee, Oee
84	„P&P Tank” SC Paweł Stańczyk i Piotr Kurzejewski	55-120 Oborniki Śląskie, ul. Trzebnicka 52	Opc

85	Magdalena Pachotek PHU „MAJA”	57-300 Kłodzko, ul. Zajęcza 4	Opc
86	Kaleta Arkadiusz „AB”	57-500 Bystrzyca Kłodzka, ul. Wojska Polskiego 28/4	Opc
87	Kozłowski Dariusz EKOLOGIA „BIS”	58-113 Lutomia, Bojanice	Opc
88	Piotr Zając Stacja AUTO-EKO GAZ	58-500 Jelenia Góra, ul. Wincentego Pola 24	Opc
89	Handel Towarami Masowymi Stacja Paliw Mieczysław, Maria Kowalczyk Sp.j.	59-225 Chojnów, ul. Lubińska 5	Opc
90	„KOTŁOREM” Sp. z o.o.	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 14 A	Opc
91	Stacja Paliw, Restauracja SC Marian Haniszewski, Wojciech Rak	59-700 Bolesławiec, Brzeźnik	Opc
92	Filip Różnicki PHU EURO-FAM	59-700 Bolesławiec, ul. Akacyjowa 2	Opc
93	Schneider Paliwa Polska Sp. z o.o.	59-975 Sulików, ul. Garbarska 5 A	Opc
94	BP SERVICE CENTER Grażyna i Roman Ładniak Sp.j.	60-308 Poznań, ul. Grunwaldzka 108	Opc
95	„BP SERVICE CENTER Katarzyna Kaczmarek”	60-356 Poznań, ul. Przybyszewskiego 39A	Opc
96	Dorota Kerber „CAMP-TRANS”	60-566 Poznań, ul. Szamotulska 51A/3	Opc
97	Marek Szaniewski „LAS VEGAS”	61-249 Poznań, ul. Pyrzyckańska 4	Opc
98	Fabryka Produkcji Specjalnej Sp. z o.o.	62-005 Owińska, Bolechowo, ul. Obornicka 1	Dee, Oee
99	Jarosław Dziedzic E&J PHU	62-085 Skoki, ul. Dąbrowskiego 5	Opc
100	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	62-410 Zagórów, ul. Berdychów 57	Opc
101	Adrian Rachuba PHU „EDAR”	62-550 Wilczyn, Wtunek	Opc
102	Andrzej Michalski	62-570 Rychwał, Grabowa 23a	Opc
103	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MILANO Jerzy Grzelak	62-619 Sadlno, Sadlno 68	Wee
104	AUTOMYJNIA – Jerzy Bentkowski	62-660 Dąbie, ul. Kościuszki 58a	Opc
105	BMT Sp. z o.o.	62-800 Kalisz, ul. Korczaka 69	Opc
106	PPUH – EKOVOULT	62-834 Ceków, Podzborów 29	Wee
107	Marita Grobelna	63-220 Kotlin, Wyszki 86A	Opc
108	Europejskie Konsorcjum Kolejowe WAGON Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Wrocławska 93	Dee, Oee
109	Jarosław Stempin Firma Handlowo-Uslugowa	63-505 Doruchów, Torzeniec 72	Opc
110	Norbert Walkowiak STACJA PALIW	63-830 Pępowo, ul. Kobylińska 1	Opc
111	RYMUS Pasze i Koncentraty Paszowe Musioł Ryszard	63-900 Rawicz, Zielona Wieś 57	Opc
112	PHU PETROL-EKO Mirosław Serafin	65-115 Zielona Góra, ul. Technologów 8/4	Opc
113	PHU Minkus Piotr	67-200 Głogów, ul. Strumykowa 2 B	Opc
114	„AUTOGAZ, ARTYKUŁY MOTORYZACYJNE” – Krzysztof Olech	72-130 Maszewo, ul. Nowogrodzka 22	Opc
115	GAZ LOGISTIC	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Piłsudskiego 73/B/1	Opc
116	TERRA Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	74-100 Gryfino, ul. Henryka Sienkiewicza 6/3	Wee
117	Sławomir Wojewoda PHU „EKO-AUTO GAZ”	76-200 Słupsk, ul. Grottgera 16 A	Opc
118	Bogdan Herwich „FIRMA HERWICH”	78-600 Wałcz, ul. Mazowiecka 7	Opc
119	„EURO-TRANS” SC Tomasz Sienkiewicz, Marcin Marchwiński	81-153 Gdynia, ul. Unruka 111	Opc
120	Jacek Jaksinia PACK SERVICE GDYNIA	81-261 Gdynia, ul. Gen. Orlicz – Dreszera	Opc
121	Portowe Przedsiębiorstwo Eksploatacji Urządzeń Energetycznych i Wodnych „SIEĆ” Sp. z o.o.	81-337 Gdynia, ul. Rotterdamska 7	Opc
122	Henryk Farian Przedsiębiorstwo Handlowo- Uslugowe „KOLIBKI”	81-525 Gdynia, Al. Zwycięstwa 295	Opc
123	Kazimierz Banaszak KB-GAZ	81-586 Gdynia, ul. Św. Kazimierza Królewicza 9	Opc
124	FHU NAFT – PETROL	82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Warszawska 36	Opc
125	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	82-200 Malbork, ul. Gen. de Gaulle’a 71	Opc
126	J&J AUTO-GAZ Sp. z o.o.	82-310 Elbląg, Komorowo Żuławskie b/n	Opc
127	Stacja Paliw Leszek Mrowiński	83-400 Kościerzyna, ul. Drogowców 6	Opc
128	Jan Grabiński Przedsiębiorstwo Handlowo- Uslugowe „JAGR”	86-160 Warlubie, ul. Bąkowska 34	Opc

129	Zakład Włókienniczy „GOTEX” Andrzej Gołębiwski	87-162 Lubicz Górny, ul. Warszawska 24	Opc
130	Eugeniusz Wilkosz, Wojciech Wilkosz „WEWBUD” SC	87-500 Rypin, ul. Lipnowska 21 B	Opc
131	Jerzy Barwiński Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowe	87-500 Rypin, ul. Mławska 45/6	Opc
132	Anna Rumińska PIEKARNIA	87-620 Kikół, ul. Rypińska 11b	Opc
133	G.M. WIND SC Grzegorz Paszyński, Izabela Paszyńska	87-811 Fabianki, Fabianki 76	Wee
134	Violetta Niemczyk, Arkadiusz Żmuda GAZTECH SC	88-100 Inowrocław, ul. Kleeberga 12	Opc
135	ANKOROL Andrzej Maciejczak	88-210 Dobrze, Koszwały 28	Opc
136	PPU ENERVENT	89-200 Szubin, Łachowo 48	Wee
137	PP „MALECHA” Krzysztof Juchniewicz	89-210 Łabiszyn, Łabiszyn Wieś 15A	Opc
138	Marzenna Orłowska Bar „STOKROTKA”	89-620 Chojnice, Siłno, ul. Główna 31	Opc
139	Jerzy Dobrowolski ECOTECH PHU	90-252 Łódź, ul. Stefana Jaracza 48/30	Opc
140	Łukasz Ławski „SPED GAZ”	92-102 Łódź, ul. Jansika 86	Opc
141	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PEGAZ” Sp. z o.o.	93-459 Łódź, ul. Ciechocińska 21	Opc
142	Przedsiębiorstwo PAL – BUD S.P. Pawlak Sp.j.	95-035 Ozorków, ul. Rzemieśnicza 5	Opc
143	AGRO-FLORYDA SC K.E.J.M. Kurtasińscy	95-045 Parzęczew, Mariampol 14	Opc
144	„GLOBTROTER” Sp. z o.o.	95-050 Konstanyńów Łódzki, ul. Kościelna 10	Opc
145	„POL-EURO-OIL” Sp. z o.o.	95-060 Brzeziny, Polik 19	Opc
146	„L.F.P.” Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, ul. Rybickiego 12	Opc
147	Zygmunt Rybkowski Zakład Usługowo-Handlowy PROGAZ	96-300 Żyrardów, ul. Piękna 48	Opc
148	Wiesław Badowski RABAT	96-325 Radziejowice, ul. Akacyjowa 12	Opc
149	PPU ENERCOM SC Dariusz i Paweł Sobieraj	96-500 Sochaczew, ul. M.J. Piłsudskiego 16B/7	Wee
150	WIZAX SC Piotr Witek, Kamil Zagajewski	96-500 Sochaczew, Wójtówka 22	Opc
151	„TANK – GAZ” Grzegorz Psut	97-225 Ujazd, Józefin 18a	Opc
152	PPHU „EWE-MAR” Krzysztof Wajszczyk	97-319 Będków, Ewcin 23	Opc
153	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Wielgomłynach	97-525 Wielgomłyn, ul. Krzętowska 59	Opc
154	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sieradz Sp. z o.o.	98-200 Sieradz, ul. Wojska Polskiego 63	Opc
155	Longin Kałuża FIRMA „KALO”	98-300 Wieluń, Os. Stare Sady 5/3	Opc
156	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „STEHCMP” SC Krzysztof Stefanek, Florian Stefanek, Janina Stefanek	98-330 Pajęczno, ul. Międzyzakładowa 2	Opc
157	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ALABAMA” Jolanta Kwapis	99-200 Poddębice, Małe 4	Opc
158	„S & W” SC Sebastian Sobczyk, Tomasz Wnuk	99-300 Kutno, ul. Skłęczkowska 19a	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

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYZNACZENIE OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO GAZOWEGO

(stan na 2006.06.23)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji
1	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Sp. z o.o.	01-613 Warszawa, ul. Bohomolca 21	2006.06.23	DPE-47-4(2)/6154/2006/BT

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 2006.08.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Fabryka Prądu Bogdan Dams	03-976 Warszawa, ul. Berneńska 7A	Wee
2	ENERGIA SC M. Molewski, D. Deicki, M. Salacińska, P. Seklecki, G. Szczęsny	87-840 Lubień Kujawski, Rzeżewo 15	Wee
3	Starke Wind Gorlice Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Kosynierów Gdyńskich 51	Wee
4	Starke Wind Rzepin Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Kosynierów Gdyńskich 51	Wee
5	Carbon Sp. z o.o.	78-100 Kołobrzeg, ul. Kołłątaja 1	Dpg, Opg
6	„DOSCHEM” Sp. z o.o.	81-753 Sopot, ul. Bema 2/3	Wpc

Legenda:

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 2006.08.11)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Przedsiębiorstwo Budowy Gazociągów i Obiektów Towarzyszących „MEGAGAZ” SA	00-643 Warszawa, ul. Nowowiejska 10
2	Kwiat Petroleum Polska Sp. z o.o.	00-660 Warszawa, ul. Lwowska 19
3	Przedsiębiorstwo Branżowe GAZOWNIA SERWIS Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
4	St 1 Polska Sp. z o.o.	01-524 Warszawa, Al. Wojska Polskiego 11
5	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	02-004 Warszawa, ul. Chałubińskiego 3a
6	Elektrix Sp. z o.o.	02-611 Warszawa, ul. Krasickiego 19 lok. 1
7	„UNI-LUX” Sp. z o.o.	02-858 Warszawa, ul. Fanfarowa 15
8	GAZ-TANK Adam Gumienny	03-286 Warszawa, ul. Kowalskiego 5 m. 7
9	Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych Polterm Sp. z o.o.	04-333 Warszawa, ul. Serocka 20
10	Tadeusz Królik	05-200 Wołomin, ul. Głowackiego 22
11	Tomasz Nagiel	05-326 Poświętne, Cygów 42
12	EUROPA JAN ROMANIK	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. G. Morcinka 3
13	Józef Zenon Złotkowski	07-325 Boguty Pianki, ul. Papieża Jana Pawła II 33
14	PPHU „KAMIGAZ” Kamil Koczkodon	07-415 Olszewo-Borki, ul. Brzozowa 31
15	„AB” Sp. z o.o.	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Repkowska 51 a
16	EUROTANK Dariusz Kalata	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Węgrowska 8
17	Sprzedaż Detaliczna Paliw Jarosław Pakulski	09-152 Radzymin, Naruszewo
18	LOOK-OIL Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. 3 Maja 16 lok. 108
19	Taurus Ewa i Janusz Multon Sp.j.	09-470 Bodzanów, Chodkowo, ul. Bankowa 35
20	BP SERVICE CENTER Jarosław Wojciechowski	10-457 Olsztyn, ul. Kardynała Stefana Wyszyńskiego 3
21	Usługi Transportowe SC Leszek Kalinowski, Zbigniew Machlewski	10-603 Olsztyn, ul. Metalowa 6
22	Ireneusz Gasperowicz Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „IMAR”	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Dantyszka 4
23	Artur Iskra Firma Handlowo-Usługowa „ARDAR”	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Markajny 1
24	Paweł Szewczyk	11-700 Mragowo, Os. Grunwaldzkie 6 lok. 51
25	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Iławie Sp. z o.o.	14-200 Iława, ul. Ogrodowa 14
26	AD-MAR SC Marzena Chmielewska, Jolanta Pniewska	14-240 Susz, ul. Prabucka 24 C

27	Dystrybucja i Sprzedaż Detaliczno-Hurtowa Gazu Mariusz Grzegorz Budlewski	15-612 Białystok, ul. Lniana
28	Spółdzielnia Usług Rolniczych „SUR”	18-105 Suraż, ul. Spółdzielcza 1
29	KRASGAZ Tadeusz Krasowski	18-112 Poświętne, Poświętne 26
30	Danuta Koplińska „GASKO”	18-300 Zambrów, Krajewo Korytki 45
31	Spółdzielnia Kólek Rolniczych	18-300 Zambrów, ul. Prymasa St. Wyszyńskiego 12
32	B.W.B. Sp. z o.o.	20-002 Lublin, ul. Krakowskie Przedmieście 15
33	OPAL Sp. z o.o.	21-050 Piaski, Kęblów 73C
34	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AGRO-TECH” – Jarek Mirosław	22-120 Wojślawice, ul. Krasnystawska 19A
35	Jaworska Maria Ewa „REKMAK” – Stacja Paliw	22-151 Staw, Ochoża-Kolonia 31A
36	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe EKO-FARM Aneta Michalska	22-420 Skierbieszów, ul. Rynek 10
37	Kita Krzysztof, Semczuk Wojciech, Kita Izabela SC	22-604 Tarnawatka, Tarnawatka 56
38	Zakład Ślusarski Usługowo-Produkcyjny Wiktor Kajda	23-213 Zakrzówek, ul. Targowa 21
39	TRANSPORT, STACJA PALIW Dariusz Larwa	23-415 Księżpól, Płusy 87
40	Mieczysław Mirek PPHU MIREK	23-425 Biszcza, Bukowina 78
41	Piotr Sikora PPHU „LEGWAN”	24-103 Żyrzyn, Osiny 267
42	Wioletta Pietroń – Firma Handlowa „MAVIOL”	24-300 Opole Lubelskie, ul. Wandalin 75
43	DEX POL Sp. z o.o.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12
44	PHU „ACER” Kolda Stanisława	26-050 Zagnańsk, Belno 104
45	Józef Gil – Przedsiębiorstwo Produkcyjno- Handlowo-Usługowe „GIL”	26-065 Piekoszków, ul. Czarnowska 56
46	„KULJASZ” Sp.j. Wojciech Kuliński, Szymon Kuliński	26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Rzeźniana 9
47	Monika Karpeta AUTO – GAZ – MON	26-120 Bliżyn, Gilów dz. 1123
48	STACJA AUTO-GAZ „ELA” Leszek Czernik	26-400 Przysucha, Janików, ul. Główna 88
49	FH „SIGMA”	26-432 Wieniawa, Kłudno 82
50	Piotr Kępa Garbarnia Skór Licowych	26-500 Szydłowiec, ul. Barak 45
51	PPHU „KEM-MAT” SC Elżbieta i Mariusz Matla	26-510 Chlewiska, ul. D. Czachowskiego 73a
52	Golus Krzysztof RADCAR PT-H	26-600 Radom, ul. Gombrowicza 3
53	Małgorzata Kozera „KOSCAN – II” Auto Gaz Serwis PHU	26-600 Radom, ul. Słowackiego 257
54	„EKO-GAZPROM” SC J. Molendowski, W. Gniadek	26-634 Gózd, Klwatka Królewska 44
55	STACJA PALIW WIK-GAZ Barbara Grudzińska	27-300 Lipski, ul. Zwoleńska 26
56	MAG-KAS LECH KOCJAN I WSPÓLNICY Sp.j.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Kilińskiego 22
57	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „DUMAT” Grzegorz Duda	27-415 Kunów, Janik, ul. Szkolna 28
58	Grzegorz Szmigiel SZMIGIEL	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Bartosza Głowackiego 66
59	Auto Centrum Golemo Sp.j.	30-348 Kraków, ul. Grota Roweckiego 6
60	Stacja Paliw „SAB-DAR” SC	30-740 Kraków, ul. Półtangi 31 G
61	Kimberly – Clark SA	32-130 Klucze, ul. Zawierciańska 1
62	Firma „GAZ-TRANS” Dystrybutor Gazu – Transport Towarowy Elżbieta Koziół	32-200 Miechów, ul. Wymysów 29
63	Firma Usługowo-Handlowa „JANO” Janusz Lechowicz	33-133 Wał-Ruda, Zabawa 18
64	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	34-400 Nowy Targ, ul. Ludźmierska 30
65	„AUTO-GAZ ZBYŚ” SC Wiesława Biedroń, Marek Świder	34-713 Skawa, Skawa 709 a
66	Firma Produkcyjno-Handlowa Eksport-Import	34-735 Niedźwiedź, ul. Podobin 100
67	Stacja Paliw „GAZ” Stanisław Jeziorski	36-030 Błażowa, Nowy Borek 581 A
68	Firma „GAZMA” Marcin Wydro	36-200 Brzozów, ul. Kopernika 1/31
69	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TEAM” Janusz Szewczyk	37-500 Jarosław, Os. Słoneczne 3 / 90
70	ZTS GAMRAT SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108
71	Firma Handlowo-Usługowa „TRANSMISER 2” Wiktor Boczar	38-400 Krosno, ul. Podkarpacka 29 B

72	Firma Handlowo-Usługowa „PBJ” SC Maria i Piotr Kozak	39-120 Sędziszów Młp., ul. Piaskowa 15
73	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „BUD-POL” Piotr Kozak	39-120 Sędziszów Młp., ul. Piaskowa 15
74	Produkcja – Handel – Usługi Zbigniew Szymaszek	39-215 Czarna, ul. Konarskiego 12
75	Firma Usługowo-Handlowa Łukasz Piechota	39-308 Wadowice Górne, Przebendów 16
76	VECTA OIL Sp. z o.o.	40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29
77	Grzegorz Kaps FINDOR	40-208 Katowice, ul. Olimpijska 11
78	EKOBUD-W Sp. z o.o.	41-301 Dąbrowa Górnicza, ul. Perla 10
79	MARCON Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. 3-go Powstania Śląskiego 3/46
80	Stacja Paliw Kopciowice SC A. Wencel, A. Szymczyk	41-403 Chelm Śląski, ul. Górnos Śląska 36
81	Firma Handlowo-Usługowa „REN-GAZ” Stacja Gazu LPG Renata Bała	41-409 Mysłowice, ul. PCK
82	ATM Andrzej Skulski i Tadeusz Makowski Sp.j.	41-506 Chorzów, ul. Maronia 44
83	Technogaz Czech-Baryła Sp.j.	41-700 Ruda Śląska, ul. Kokotek 56
84	El Zulana Sp. z o.o.	41-707 Ruda Śląska, ul. Oświęcimska 115
85	„PAT OIL” Sp. z o.o.	41-905 Bytom, ul. Konstytucji 61
86	Stefan Barszczowski FHU STEF-MAT	42-520 Dąbrowa Górnicza, ul. Podbagienko 6
87	Młyn Wodny Sławomir Skwara	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Górna 23
88	Zakłady Aparatury Chemicznej „CHEMET” SA	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Sienkiewicza 47
89	„K.A.R.” Sp. z o.o.	42-822 Nowe Chechło, ul. Skowronków 28
90	Regionalne Centrum Gospodarki Wodno-Ściekowej SA	43-100 Tychy, Al. M. Piłsudskiego 12
91	UNI-PETROPAL Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Zbożowa 2
92	Grzegorz Gorzelak	43-100 Tychy, ul. Zielone 8
93	Krzysztof Sornat	43-430 Skoczów, ul. Morcinka 24/45
94	Mariusz Świerkosz SIM	43-440 Goleszów, ul. Ustrońska 46
95	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	43-450 Ustroń, ul. Konopnickiej 40
96	JM OIL Sp. z o.o.	43-600 Jaworzno, ul. Grunwaldzka 264
97	„ADRA” SC Adam Biniek, Rafał Jaworek	44-120 Pyskowice, Zaolszowy 3
98	Persona Sp. z o.o.	44-190 Knurów, ul. Szpitalna 42
99	„OSINPOL” Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Sosnowa 23
100	Przedsiębiorstwo Spedycyjno-Transportowe „Transgór” Sp. z o.o.	44-268 Jastrzębie Zdrój, ul. Norwida 34
101	Marian Miś FHU „NICO”	44-280 Rydułtowy, ul. Sikorskiego 11
102	Roman Szuścik FH VONA	44-321 Markłowice, ul. Astrów 8
103	EKO-GAZ SC Jan Białek, Grzegorz Białek	46-136 Domaszowice, ul. Łąkowa 5
104	„TECHNOBUD” Hurtownia Materiałów Budowlanych – Danuta Nawrocka	49-200 Grodków, ul. Sienkiewicza 102
105	PETROART Sp. z o.o.	53-118 Wrocław, ul. Zimowa 15
106	Ryszard Dąbrowa QUERCUS	55-100 Trzebnica, ul. Henryka Pobożnego 5 m. 3
107	„JACKPOL” Import-Export Jacek Mańkowski	57-320 Polanica Zdrój, ul. Niwa 5
108	Przedsiębiorstwo Handlowe „TWTRADE” Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 42
109	„Groil” SC Cielma Helena, Cielma Krzysztof	59-930 Pieńsk, ul. Lasów 61
110	G.EN. GAZ ENERGIA SA	60-650 Poznań, ul. Obornicka 235
111	Małe Elektrownie Wodne Witk Maruszewski	60-656 Poznań, ul. Błękitna 11/5
112	Karol Łopiński „WERONA” PHU	61-033 Poznań, ul. Krańcowa 49/2
113	REPKO-OIL Sp. z o.o.	62-080 Tarnowo Podgórne, Sierosław, ul. Leśna 13
114	Arkadiusz Kmieć	62-507 Konin, ul. Chopina 14a/31
115	Andrzej Chojecki Auto Kosmetyka	62-600 Koło, ul. Przesmyk 2
116	AUTO GAZ Krzysztof Przybył	62-865 Szczytniki, Popów 9
117	Zakład Elektrotechniczny Ryszard Świątły	62-872 Godziesze Małe, Stobno 65
118	Michał Pawliński M.P.C. Biuro Handlowo-Prawne	63-200 Jarocin, ul. Sarnia 1a
119	Dariusz Markiewicz Eksport Import Auto Handel	63-300 Pleszew, Piekarzew 49b
120	Mariusz Błazejowski Zakład Usługowo-Handlowy „MARPOL”	63-930 Jutrosin, ul. Garncarska 16

121	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Produkcyjne Przemysław Piotr	64-710 Połajewo, ul. Dworcowa 13
122	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Transportowe Dariusz Wilczyński	66-120 Kargowa Smolno Wielkie, Smolno Wielkie 108
123	VIRGJN Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Lipowa 4
124	ARCTIC PAPER KOSTRZYN SA	66-470 Kostrzyn nad Odrą, ul. Fabryczna 1
125	Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe „POLTERM”	70-772 Szczecin, ul. Bagienna 36C
126	SABA Agnieszka Gallos	72-415 Międzywodzie, Zatoczną 10
127	ROPAN Sp. z o.o.	74-200 Pyrzyce, Plac Ratuszowy 1
128	Lange & Stankiewicz Sp.j. Stanisław Lange, Bartosz Lange, Krzysztof Stankiewicz	75-237 Koszalin, ul. Morska 152
129	Gaz Ekspres Karol Nowe	75-811 Koszalin, ul. Polczyńska 73
130	LAGUNA SC Rafał Kożuszek, Kamil Ściurkowski	78-100 Kołobrzeg, ul. Szczecińska 95
131	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AM-WIND”	78-600 Wałcz, ul. Chwiram 51
132	WAMAR Sp. z o.o.	80-365 Gdańsk, ul. Czarny Dwór 4 a
133	OPAL – Filip Kulikowski	81-006 Gdynia, ul. Morska 314
134	Beata Bartoszewicz „BEATA”	81-674 Gdynia, ul. Mała 12
135	JOKER Paweł Jankowski	81-731 Sopot, ul. Bitwy pod Płowcami 70
136	SCORPIUS Tomasz Konopka	83-000 Pruszcz Gdański, ul. J. Korczaka 7
137	STACJA AUTO-GAZU Bartłomiej Hoppe	83-320 Sulęcyno, Al. Zwycięstwa 45
138	EOLICA POLSKA Sp. z o.o.	86-031 Osielsko, ul. Rumiankowa 9
139	BP Service Center Beata Łazarz i Zbigniew Łazarz	86-105 Świecie, ul. Wojska Polskiego 76
140	Zakład Włókienniczy „GOTEX” Andrzej Gołębiwski	87-162 Lubicz Górny, ul. Warszawska 24
141	Zakład Remontowo-Budowlany Janusz Stępiński	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Limanowskiego 4
142	Suszarńia Warzyw IZDOB Izidor Dobruchowski	87-880 Brześć Kujawski, Parcele Sokołowskie 9
143	ENERGIA Tadeusz Racinowski	88-121 Chelmce 128, Janocin 2
144	Stefan Augustyniak „AS”	88-140 Gniewkowo, Suchatówka 11A
145	Kowalczyk Andrzej PHU Merkury Kop. Sur. Miner. WOJDAL	88-170 Pakość, Radłowo 65
146	PRH SKROBZIEM Zbigniew Skrobicki	88-200 Radziejów, ul. Becińskiego 14
147	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68
148	HURT DETAL Józef Piłarski	89-526 Lubiewo, ul. Witosa 1b
149	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MAKA” Martyna Gostomska	89-620 Chojnice, ul. Liściasta 5
150	„PETROFIX” Sp. z o.o.	90-216 Łódź, ul. Rewolucji 1905 r. nr 59A
151	„M. BAJON” Karolina Bajon	91-070 Łódź, ul. Legionów 79
152	„GAZ-BUT” Anna Karpińska	92-103 Łódź, ul. Brzezińska 19
153	W.S. Szwed „RAIDER” SC Stanisław Szwed, Wiesława Szwed	92-601 Łódź, ul. Rokicińska 228/230
154	MOBILE Michał Jaworski	93-106 Łódź, ul. Kilińskiego 212
155	„ZBY-SŁAW” SC Ksawery Łuczyński, Zbigniew Krulak	93-418 Łódź, ul. Starorudzka 10/12
156	PPHU „DAR-HEN” SC Henryk Szczepaniak, Dariusz Nolbrzak	95-035 Ozorków, ul. Słowackiego 14
157	Stacja Paliw Mariola Nowak	96-500 Sochaczew, Czerwonka-Wieś 19
158	SPÓŁKA HANDLOWO-USŁUGOWA „ADROM” B.R.A. Borowczyk Sp.j.	97-226 Żelechlinek, ul. Zakątna 3
159	Agencja Usługowa Handlu i Dystrybucja Gazu Marcin Ambrozik	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Roosvelta 42
160	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „SUPRA” Paweł Kocimowski	97-340 Rozprza, Longinówka 26
161	Firma Handlowo-Usługowa „Włód-Gaz” Włodzimierz Stępień	97-500 Radomsko, ul. 11 Listopada 12/8
162	Firma „SZYMAR” Wojciech Kowalczyk	97-500 Radomsko, ul. Warszawska 10
163	Grzegorz Trzeciak	97-570 Przedbórz, ul. Radomszczańska 50

164	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „STEHCEMP” SC Krzysztof Stefanek, Florian Stefanek, Janina Stefanek	98-330 Pajęczno, ul. Międzyzakładowa 2
165	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HENPOL” Henryk Pędziwiatr	98-358 Kielczyglów, Osina Duża 13
166	PPU BUDROMEL Sp. z o.o.	99-200 Rodrysin, Rodrysin 14
167	EXEN s.r.o.	Moravska Ostrava, ul. Sokolska Trida 1263/24

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI (stan na 2006.08.10)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	Jerzy Szymański PHU AGRO-HANDLOWIEC	07-200 Wyszków, ul. I Armii Wojska Polskiego 208	2006.06.19	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
2	Andrzej Staniak, Dariusz Niedźwiecki PHU ANDAR GAZ SC	21-040 Świdnik, ul. Raclawicka 35/59	2006.06.19 2006.06.28	Opc Opc	zmiana na podst. 155 KPA; oczywista omyłka
3	Urząd Gminy Nowy Targ	34-400 Nowy Targ, ul. Bulwarowa 9	2006.06.19	Wee	postanowienia na podst. 113 KPA
4	Zgromadzenie Księży Misjonarzy Św. Wincentego a Paulo, Dom Zakonny	34-502 Zakopane – Olcza, ul. Piszczory 13	2006.06.19	Wee	postanowienie na podst. 113 KPA
5	CYNK-ŻAR J. Kowalczyk, L. Rak Sp.j.	42-300 Myszków, ul. Partyzantów 21	2006.06.19	Oee	zmiana na podst. 155 KPA
6	Urząd Miejski w Namysłowie	46-100 Namysłów, ul. Dubois 3	2006.06.19	Wee	postanowienie na podst. 113 KPA
7	LEASE FLEET MANAGMENT	02-690 Warszawa, ul. Boksterska 66	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
8	Danuta Wendołowska, Iwona Kurek IW-GAZ SC	05-140 Serock, ul. Wierzbica 63	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
9	Wiesław Kowalczyk Handel Gazami Płynnymi, Art. Przemysłowymi, Transport Samochodowy	05-520 Radzymin, ul. Miła 3	2006.06.20	Opc	zmiana nazwy i siedziby, REGON na NIP
10	Ryszard Marcinkowski, Leszek Szerszeń MARSZEL SC	06-400 Ciechanów, ul. Pułtуска 65	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
11	BENZOL Sp. z o.o.	07-410 Ostrołęka, ul. Graniczna 7	2006.06.20	Wpc, Mpc	zmiana nazwy, REGON na NIP
12	PPHU S. Stempień	26-230 Radoszyce, ul. Piaskowa 22	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
13	FH TANK – HANDEL A. Gorzalczy, J. Gorzalczy, J. Włodarski, L. Wójcik	32-100 Proszowice, Szreniawa b.n.	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
14	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „Inter-Bau” Sp. z o.o.	35-617 Rzeszów, ul. Boya-Żeleńskiego 16	2006.06.20	Opc	zmiana adresu
15	PHU KASBUD II Sp. z o.o.	37-522 Wiązownica, Szówsko 392	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
16	Rafineria JASŁO Zakład Transportu Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
17	UNIPETROLIUM Sp. z o.o.	38-320 Gorlice, ul. Michalusa 1	2006.06.20	Opc	zmiana nazwy i adresu
18	CM OIL Copija – Maliszewska Sp.j.	40-160 Katowice, Al. Korfantego 66/1	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA

19	Spec Oil Ryszard Kowalski, Czesław Kowalski, Jan Noga Sp.j.	41-500 Chorzów, ul. Kluczborska 31	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
20	Marcin Tworzewski	42-674 Zbrosławice, Karchowice, ul. Bytomska 51	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
21	JAROMA SA	63-200 Jarocin, Al. Niepodległości 34	2006.06.20	-	umorzenie postępowania w sprawie zmiany
22	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Mirosław Nenca, Beta Nenca-Greń BAMI Sp.j.	77-300 Człuchów, Os. Piastowskie 12/4	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
23	Stacja Paliw MADAN Zbigniew Maczak & Halina Maczak Sp.j.	82-316 Milejewo, ul. Elbląska 77	2006.06.20	Opc	zmiana imion i nazwisk przedsiębiorców, REGON na NIP, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
24	Hurt Detal Paliw Sp.j. Zdzisław Szabat, Andrzej Usielski	91-341 Łódź, ul. Brukowa 26	2006.06.20	Opc	zmiana na podst. 155 KPA
25	Beata Harlej Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe WASZ-GAZ	99-300 Kutno, ul. Podrzeczna 44 m. 19	2006.06.20	Opc	zmiana nazwy i siedziby
26	OPAL Kotala, Mielczarek, Tomasik Sp.j.	98-300 Wieluń, ul. Gaszyńska 8	2006.06.21	Opc	zmiana imion i nazwisk przedsiębiorców
27	GIS CZ. SAGAN Sp.j.	21-100 Lubartów, Kolonja Łucka 145	2006.06.22	Opc	zmiana nazwy
28	PEGAZ Sp. z o.o.	22-100 Chelm, Pokrówka, ul. Gminna 23	2006.06.22	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
29	Elżbieta Tomasik PHU ELTOM	27-530 Ożarów, Sobów 125	2006.06.22	Opc	oczywista omyłka
30	Lotos Partner Sp. z o.o.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	2006.06.22	Mpc	oczywista omyłka
31	Gmina Góra Kalwaria	05-530 Góra Kalwaria, ul. Św. Antoniego 1/2	2006.06.23	Wcc, Pcc, Occ	zmiana nazwy, REGON
32	K & K Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Balińska 49	2006.06.23	Opc	zmiana adresu, REGON na NIP
33	MAZBIT Sp. z o.o.	32-800 Brzesko, ul. Solskiego 24	2006.06.23	Opc	zmiana adresu, REGON na NIP
34	Mirosław Koziarz UNITRADE	43-600 Jaworzno, ul. Rzemieślnicza 16	2006.06.23	Opc	REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
35	TATRA TRANSGÓR Sp.j. Biecuszek Ryszard, Czajka Antoni, Sikora Franciszek	57-402 Nowa Ruda, ul. Kłodzka 46	2006.06.23	Opc	zmiana adresu, REGON na NIP
36	Blanka Kotkiewicz MARCO-OIL	05-090 Sękocin Nowy, Raszyn, Al. Krakowska 55	2006.06.24	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
37	Międzypokładowy Branżowy Związek Zawodowy w Grupie Rafinerii Trzebinia SA	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	2006.06.24	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
38	Spółdzielnia Usługowo- Handlowa w Ścinawce Średniej	57-410 Ścinawka Średnia, ul. 3-go Maja 8a	2006.06.24	Opc	zmiana pkt 1 na str. 2
39	PHU DUET Elektriz Serwis	62-571 Stare Miasto, Żychlin, Os. Słoneczne 48	2006.06.24	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
40	Zakład Budowlany Antczak Sp.j.	66-530 Drezdenko, ul. Pierwszej Brygady 19	2006.06.24	Opc	zmiana adresu, REGON na NIP, zmiana brzmienia pkt 1 na str. 2

41	Energia Praszka Sp. z o.o.	46-320 Praszka, Plac Grunwaldzki 13	2006.06.26	Wcc	zwiększenie mocy zainstalowanej o 3,36 MW – gaz ziemny
42	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Mławie SA	06-500 Mława, ul. Stefana Roweckiego „Grot” 12	2006.06.28	Opc	zmiana siedziby
43	BILMEX-TANK Sp. z o.o.	32-444 Głogoczów 497	2006.06.28	Opc	zmiana nazwy, REGON na NIP
44	Marek Jędrejasz, Piotr Krzywonos SAWA-TANK SC	37-100 Łañcut, Sonina 301 A	2006.06.28	Opc	zmiana siedziby
45	ERGO – PLUS Sp. z o.o.	41-260 Sławków, Walcownia 1	2006.06.28	Opc	zmiana siedziby
46	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn Koźle, ul. P. Stalmacha 18	2006.06.28	Wcc	wyłączenie z eksploatacji 3 kotł. lokalnych
47	Petrol-Gaz Sp. z o.o.	01-355 Warszawa, ul. Powstańców Śląskich 106 B lok. 18	2006.06.29	Opc	zmiana siedziby
48	SKOT GAZ J. Skwierczyński, P. Zieliński Sp.j.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 59B/37	2006.06.29	Opc	zmiana oznaczenia i siedziby przedsiębiorcy
49	Andrzej Grodziński i Jolanta Anna Grodzińska CAR-GAZ SC	23-100 Bychawa, ul. Sienkiewicza 12	2006.06.29	Opc	zmiana imion i nazwisk przedsiębiorców
50	Firma Handlowo-Uslugowa Elżbieta Bartos	26-069 Piekoszów, ul. Sienkiewicza 18	2006.06.29	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
51	FOX GRUP Sp. z o.o.	30-085 Kraków, ul. Czyżewskiego 1	2006.06.29	Opc	zmiana nazwy i siedziby
52	TERCHARPOL Sp. z o.o.	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Olimpijska 12	2006.06.29	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
53	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	90-972 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	2006.07.03	Pcc	zmiana okresu na przeprowadzenie automatyzacji węzłów cieplnych
54	Energetyka-Boruta Sp. z o.o.	95-100 Zgierz, Al. Struga 30	2006.07.03	Wee	ZPiZPD*)
55	KOMA-OIL Z. Komendarek, M. Komendarek, A. Malczenko Sp.j.	96-500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 106	2006.07.03	Opc	zmiana imion i nazwisk przedsiębiorców
56	CP ENERGIA SA	00-696 Warszawa, ul. Królewska 16	2006.07.04	Opg, Ogz	zmiana adresu
57	Rafał Socha PPH HORTUS-PLON	27-600 Sandomierz, ul. Przemysłowa 2	2006.07.04	Opc	zmiana miejsca zamieszkania przedsiębiorcy, REGON na NIP
58	Halmar Sp. z o.o.	40-833 Katowice, ul. Kościuszki 229	2006.07.04	Opc	zmiana adresu
59	Barbara Szczęsna Stacja Paliw Transport	83-250 Skarszewy, ul. Kopernika 8/7	2006.07.04	Opc	REGON na NIP, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
60	Janina Olas Handel Usługi Produkcja OLMAP	11-612 Kruklanki, ul. Dworcowa 12	2006.07.05	Opc	REGON na NIP, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
61	Petro-San Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Lipińskiego 248	2006.07.05	Opc	REGON na NIP, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
62	EKOWAT Karol Zwoliński	70-800 Szczecin, ul. Przestrzenna 19A/1	2006.07.05	Wee	zmiana pkt 1 na str. 2

63	BIO-ENERGIA Sp. z o.o.	82-340 Tolkmicko, ul. Sportowa 1	2006.07.05	Wcc, Pcc	przekazanie 2 źródeł ciepła Gminie Tolkmicko i podjęcie dział. w 3 innych
64	SIWIK INTERTRADE Sp. z o.o.	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40A	2006.07.06	Wpc	wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
65	PPU KZGM Sp. z o.o.	32-100 Proszowice, ul. Władysława Jagiełły 25	2006.07.06	Wcc	dostosowanie źródła ciepła nr 2 do paliwa gazowego i oleju opałowego
66	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	45-158 Opole, ul. Harcerska 15	2006.07.06	Pcc	zmiana własnościowa sieci w Brzegu
67	Nida Media Sp. z o.o.	28-400 Pińczów, Leszcze	2006.07.07	Dee, Oee	zmiana adresu
68	EUROWIND POLAND Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Grunwaldzka 212	2006.07.07	Wee	zmiana adresu
69	Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze PEC Sp. z o.o.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Obrońców Pokoju 18	2006.07.07	Wcc	zmiana ilości ekspl. źródeł ciepła oraz wielkości zainst. mocy cieplnej
70	Arkadiusz Błaszke FHU ARI	83-110 Tczew, ul. Czatkowska 6	2006.07.07	Opc	zmiana adresu, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
71	Dariusz Majewski, Jadwiga Majewska PHU MAJ-FIL SC	99-320 Żychlin, ul. Krasickiego 87	2006.07.07	Opc	zmiana imion i nazwisk przedsiębiorców
72	Piotr Giszka, Paweł Stręciwiłk POL-MAR SC	21-050 Piaski, Kol. Siedliszki 5B	2006.07.10 2006.08.04	Opc Opc	zmiana imion i nazwisk przedsiębiorców oraz siedziby
73	Paweł Kupczak EKO-GAZ PHU	38-480 Rymanów, ul. Sanocka	2006.07.10	Opc	oczywista omyłka
74	GEOTERMIA MAZOWIECKA SA	96-320 Mszczonów, ul. Spółdzielcza 9 A	2006.07.10	Wcc, Pcc	--
75	Windvest-Poland Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Grunwaldzka 212	2006.07.11	Wee	zmiana adresu
76	Dalkia Sopot Sp. z o.o.	81-740 Sopot, ul. Polna 62	2006.07.11	Wcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy cieplnej
77	Jerzy Sajon	22-420 Skierbieszów, ul. Cmentarna	2006.07.12	Opc	zmiana adresu zamieszkania przedsiębiorcy, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
78	Usługi Gazyfikacji SC	28-110 Busko Zdrój, ul. Gwardii Ludowej 10	2006.07.12	Opc	zmiana nazwy i siedziby, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
79	Firma Oponiarska DĘBICA SA	39-200 Dębica, ul. 1-go Maja 1	2006.07.12	Pcc	zmiana ilości sieci
80	PETROACTIV Sp. z o.o.	40-203 Katowice, ul. Graniczna 29	2006.07.12	Opc	zmiana siedziby
81	PIAST Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Rejtana 25/35	2006.07.12	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
82	Siarkopol Gdańsk SA	80-958 Gdańsk, ul. Mjr. H. Sucharskiego 12	2006.07.12	Mpc	REGON na NIP, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
83	Zarząd Morskiego Portu Gdynia SA	81-337 Gdynia, ul. Rotterdamska 9	2006.07.13	Wcc	zmniejszenie łącznej zainstalowanej mocy cieplnej

84	„MOTO OIL” Sp. z o.o.	40-335 Katowice, ul. Obrońców Westerplatte 87	2006.07.14	Opc	zmiana nazwy
85	PPU WODBAR Sp. z o.o.	88-190 Barcin, ul. Lotników 13	2006.07.14 2006.07.19	Wcc Pcc	zmiana zainstalowanej mocy cieplnej źródeł; przedłużenie terminu ważności koncesji, aktualizacja warunków koncesyjnych
86	ELANA-ENERGETYKA SA	87-100 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 73	2006.07.17	Wcc	ZPiZPD
87	POL-PETROL Sp. z o.o.	08-130 Kotuń, ul. Polaki 33D	2006.07.19	Opc	zmiana adresu
88	EKONAFI Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	2006.07.19	Wpc, Opc	oczywista omyłka
89	A. Stodlak, J. Klon MAGNETO Sp.j.	44-352 Czyżowice, ul. Dworcowa 65a	2006.07.19	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
90	Janusz Fijałkowski BOSSOIL	01-904 Warszawa, ul. Bajana 17/5	2006.07.20	Opc	oczywista omyłka
91	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-200 Pisz, ul. Jagodna 1 C	2006.07.20	Wcc	zmniejszenie łącznej zainstalowanej mocy cieplnej
92	SILCHEM Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 101	2006.07.20	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, siedziby, REGON na NIP
93	Zakład Optyczny Nowak Lech	74-400 Dębno, ul. Bohaterów Września 4	2006.07.20	Opc	oczywista omyłka
94	Ewa Bohdan STP	88-140 Gniewkowo, Suchatówka 43B	2006.07.20	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz adresu
95	M.J.G. Gąsiorowski i Spółka Sp.kom.	02-777 Warszawa, ul. Polinezyjska 12/26	2006.07.21	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz adresu siedziby
96	UNIGAZ Marczak, Przybysz Sp.j.	05-240 Tłuszcz, ul. Batorego 11	2006.07.21	Opc	REGON na NIP
97	SIGMA Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Sokoła 4	2006.07.21	Opc	REGON na NIP, zmiana brzmienia pkt 1 na str. 2
98	EXPRESS Sp.j. Ryszard Anders i Wspólnicy	81-036 Gdynia, ul. Przemysłowa 5	2006.07.21	Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
99	DELTA GAZ Sp. z o.o.	02-095 Łomianki, ul. Sierakowska 39	2006.07.25	Opc	REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
100	CZ-POL Sp. z o.o.	05-250 Radzymin, ul. Konopnickiej 16A	2006.07.25	Opc	REGON na NIP, ZPiZPD
101	PW GRZYB Sp. z o.o.	33-312 Wronowice 47, Łososina Dolna	2006.07.25	Opc	zmiana siedziby
102	Tadeusz Cirocki Usługi Transportowo-Handlowe i Stacja Paliw	83-331 Przyjaźń, Niestępowo, ul. Raduńska 20	2006.07.25	Opc	zmiana adresu, REGON na NIP
103	Firma Produkcyjno-Handlowo- Usługowa WIND Jarosław Okruszek	95-081 Dłutów, ul. Pabianicka 31	2006.07.25	Wee	zmiana pkt 1 na str. 2
104	IMSO KI Sp. z o.o.	75-525 Koszalin, ul. Piłsudskiego 56	2006.07.26	Mpc, Opc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
105	Elektrociepłownia Białystok SA	15-124 Białystok, ul. Gen. Władysława Andersa 3	2006.07.27	Wcc	ZPiZPD, REGON na NIP, uaktualnienie warunków koncesyjnych

106	MAXBUD Ceglowski Jan & Chmiel Wiesław Sp.j.	62-031 Luboń, ul. Kościuszki 79	2006.07.27	Opc	REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
107	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-435 Gdańsk – Wrzeszcz, ul. Biała 1 B	2006.07.27	Wcc	likwidacja gazowych źródeł ciepła w zw. z przył. odbiorców zasil. z tych źródeł do m.s.c.
108	Stanisław Kaźmierczak, Mariusz Kaźmierczak Handel- Pośrednictwo SC	99-142 Leźnica Mała 80A	2006.07.27	Opc	REGON na NIP, zmiana brzmienia pkt 1 na str. 2
109	Kompania Węglowa SA	40-039 Katowice, ul. Powstańców 30	2006.07.28	Wcc, Pcc	ZPIZPD
110	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 122	2006.07.28	Wcc	ZPIZPD
111	Marek Gierszewski i Spółka – ISPEP Sp.j.	81-341 Gdynia, ul. Hutnicza 1	2006.07.31	Opc	zmiana siedziby
112	HCS Sp. z o.o.	50-505 Wrocław, ul. Nyska 83/85	2006.08.01	Wee	ZPIZPD
113	Witold Jaruga	99-232 Zadzim, Małyń 54	2006.08.02	Wee	ZPIZPD
114	RCEkoenergia Sp. z o.o.	43-502 Czechowice- Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2	2006.08.03	Pcc	ZPIZPD, REGON na NIP
115	Vattenfall Heat Poland SA	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	2006.08.04	Wcc, Wee	ZPIZPD
116	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	55-011 Siechnice, ul. Polna 12	2006.08.04	Dee, Oee	zmiana nazwy
117	Południowy Koncern Energetyczny SA	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	2006.08.07	Wcc	ZPIZPD, REGON na NIP
118	MK SIGMA Andrzej Kałuża	89-340 Pobórka Mała 14	2006.08.07	Opc	zmiana siedziby
119	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	98-200 Sieradz, ul. Spółdzielcza 4	2006.08.07	Wcc	ZPIZPD
120	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich (Gmina Końskie)	26-200 Końskie, ul. Armii Krajowej 5	2006.08.08	Dee, Oee	zmiana nazwy, ZPIZPD
121	Mała Energetyka Wodna Soroka i S-ka SC	10-180 Olsztyn, ul. Wędkarska 54	2006.08.09	Wee	zmiana nazwy
122	EKOMEDIA Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29	2006.08.10	Oee	zmiana zakresu działalności
123	ADAKO Gadzinowski Adam	42-200 Częstochowa, ul. Wczasowa 2	2006.08.10	Opc	zmiana nazwy przedsiębiorcy
124	DAHOMA PLUS – Dorota i Paweł Urbanowicz Sp.j.	60-827 Poznań, ul. Prusimska 5	2006.08.10	Opc	zmiana nazwy

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie ciepła
- Occ – obrót ciepłem
- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
- Dee – dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
- Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Opg – obrót paliwami gazowymi
- Ogz – obrót gazem z zagranicą

*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 2006.08.10)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zygmunt Sajdak – Zakład Wielobranżowy SAJDEX	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Powstańców Warszawskich 91	2006.06.19	Opc	-
2	MNW VEZAR Sp. z o.o.	80-288 Gdańsk, ul. Marusarzówny 2/38	2006.06.20	Opc	-
3	PHU „PETROL-EKO” SC Leszek Kupajski, Zbigniew Turzański, Waldemar Godzisz, Mirosław Serafin	65-705 Zielona Góra, ul. Naftowa 2	2006.06.20	Opc	zaprzestanie działalności
4	Władysław Bogusz – INOTANK	88-100 Inowrocław, Al. Niepodległości 3	2006.06.20	Opc	-
5	Firma Usługowo-Handlowa Adam Matusiak, Zbigniew Kołaczek i Spółka Sp.j.	50-440 Wrocław, ul. Kościuszki 135	2006.06.20	Opc	-
6	Antoni Jakubiak Firma Handlowa „HUBAN”	21-400 Łuków, Ryżki 76E	2006.06.20	Opc	zaprzestanie działalności
7	MAANTE Sp. z o.o.	37-300 Leżajsk, ul. St. Boronia 8	2006.06.21	Wpc, Mpc, Opc	-
8	Zdzisław Olszewski, Zbigniew Wiktorski PHU OLWIK	07-400 Ostrołęka, ul. I Armii Wojska Polskiego 7 A	2006.06.22	Opc	-
9	WIDEX Sp. z o.o.	44-351 Turza Śląska, ul. Ligonja 5 b	2006.06.24	Opc	-
10	Anna Arciuch, Andrzej Stełęgowski PE-GAZ SC	08-110 Siedlce, ul. Floriańska 91	2006.06.24	Opc	-
11	Firma Handlowa ENERGO-TUR Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Partyzantów 1	2006.06.26	Opc	-
12	PETROL MTM Sp. z o.o.	80-208 Gdynia, ul. Kopernika 129	2006.06.27	Opc	-
13	Krzysztof Wieruszewski Stacja Paliw	59-524 Pielgrzymka, ul. Pielgrzymka 36	2006.06.28	Opc	-
14	Zakład Remontowo-Budowlany MIREX EXPORT-IMPORT Mirosław Szczubelek	07-409 Ostrołęka, ul. Powstańców 21	2006.06.28	Opc	-
15	Małgorzata Rzeźniczak, Sławomir Bajon AUTO-GAZ SC	97-221 Rokiciny 102	2006.07.04	Opc	-
16	AD-GAS Anna Nowak, Iwona Piłat SC	25-900 Kielce, ul. Ks. Skorupki 2/6	2006.07.04	Opc	-
17	PHU Franciszek Niebrzydowski, Mieczysław Filipkowski SC	18-400 Łomża, ul. Łomżyńska 9	2006.07.04	Opc	-
18	ŚLĄSKI OPAŁ Sp. z o.o.	80-333 Gdańsk, ul. Pomorska 1B lok. 19	2006.07.05	Opc	-
19	Piotr Bołoz PW MARTKAM	83-010 Pruszcz Gdański, ul. Tysiąclecia 4 m. 43	2006.07.05	Opc	-
20	Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego PZL-Rzeszów SA	35-078 Rzeszów, ul. Hetmańska 120	2006.07.06	Pee, Oee, Ppg, Opg	zaprzestanie działalności
21	ELBIS Sp. z o.o. w Rogowcu	97-427 Rogowiec, ul. Instalacyjna 2	2006.07.07	Wcc, Wee	przejęcie inwestycji przez inny podmiot
22	Sobieraj Marcin AUTO-G.M.S.	26-600 Radom, ul. Sandomierska 13 m. 132	2006.07.11	Opc	-
23	Sylwester Wolant PHU ETNA	32-620 Brzeszcze, ul. Borowa 78	2006.07.12	Opc	-
24	Józef Żyszkiewicz GAZPOL PHU	09-400 Płock, ul. Judyńską 26	2006.07.12	Opc	-

COFNIĘTE KONCESJE

25	PROCHUS Sp. z o.o.	91-604 Łódź, ul. Strykowska 98	2006.07.14	Opc	-
26	DREK-POL Sp. z o.o.	42-500 Będzin, ul. Bursztynowa 2b	2006.07.18	Opc	-
27	MARKUS Knapik & Knapik Sp.j.	43-600 Jaworzno, ul. Olszewskiego 23	2006.07.21	Opc	-
28	Grupa Inwestycyjno-Przemysłowa EUROSTALSTANDART Sp. z o.o.	16-040 Gródek, Kołodno 41	2006.07.24	Opc	-
29	BARLINEK SA	74-320 Barlinek, ul. Przemysłowa 1	2006.07.25	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
30	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe WILAN Sp. z o.o.	00-961 Warszawa, ul. Fort Wola 22	2006.07.27	Opc	-
31	PPUH AUTOBODO Sp. z o.o.	40-161 Katowice, Al. Korfańskiego 83	2006.07.27	Opc	-
32	BIS SA	40-954 Katowice, ul. Dąbrowskiego 23	2006.07.27	Mpc, Opc	-
33	Tomasz Łazarewicz Firma Handlowo-Usługowa Export-Import	64-100 Leszno, Al. Krasieńskiego 8	2006.07.27	Opc	-
34	PPH SYNCHRON SA	61-695 Poznań, ul. Lechicka 59 A	2006.07.27	Opc	-
35	UNIVAR Sp. z o.o.	00-950 Warszawa, ul. Zamoyskiego 4	2006.07.27	Mpc, Opc	-
36	An-Gaz Hanna Czarkowska	05-140 Serock, ul. Pułtуска 27 A m. 10	2006.07.27	Opc	-
37	Ewa Derewońko Stacja Paliw	17-315 Grodzisk, ul. Sportowa 4a	2006.07.27	Opc	zaprzestanie działalności
38	Tomasz Marciniak PH Tomar	63-300 Pleszew, ul. Różana 1	2006.07.31	Opc	-
39	EUROCHEM Sp. z o.o.	03-301 Warszawa, ul. Łucka 7/9 lok. 532	2006.08.01	Opc	-
40	HERMES Sp. z o.o.	99-200 Poddębice, Rodrysin 14	2006.08.01	Opc	nieprzestrzeganie warunków koncesji
41	Marek Stachurski PHU „STAWAG”	44-330 Jastrzębie Zdrój, ul. Turystyczna 37/2	2006.08.02	Opc	-
42	Marcin Ślęczek – FHU BENZO-POL	30-867 Kraków, ul. Konrada Wallenroda 57/76	2006.08.02	Opc	-
43	Grzegorz Gajewski, Mariusz Pawłowski PHU AUTO-GAZ SC	63-400 Ostrów Wilkp., ul. Wrocławska 93	2006.08.08	Opc	zaprzestanie działalności
44	Elżbieta Matla, Stanisław Walasik PPHU KEJS SC	26-510 Chlewiska, ul. Czachowskiego 73a	2006.08.10	Opc	-
45	Piotr Hombek, Tomasz Hombek HEKTO GAZ PHU SC	54-152 Wrocław, ul. Kozanowska 75 m. 10	2006.08.10	Opc	-

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE
KONCESYJNE, UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE, POZOSTAWIONO
WNIOSKI KONCESYJNE BEZ ROZPATRZENIA LUB ROZPOZNANIA,
ODMOWIONO UDZIELENIA KONCESJI**

(stan na 2006.08.08)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Uzasadnienie
1	Ryszard Ziaja Centrum Logistyki Transportu Międzynarodowego	02-023 Warszawa, ul. Tarczyńska 20/3	2006.06.14	bez rozpatrzenia/rozpoznania
2	„STW” Sp. z o.o.	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Replowska 53	2006.06.14	odmowa
3	Mechanika Pojazdowa Stacja Paliw SC	10-148 Olsztyn, Al. Przyjaciół 40	2006.06.14	zwrócono w trybie 261 KPA
4	Hurt – Detal „Dawldex” Ireneusz Wojtas	27-641 Obrazów, Śwęcica 38	2006.06.14	umorzenie
5	PERTRANS Krzysztof Pernach	07-110 Grębków, Suchodół 40	2006.06.19	bez rozpatrzenia/rozpoznania
6	PUPH DOMBET Celestyn Musiał	38-230 Nowy Żmigród, ul. Mytarka 83	2006.06.19	bez rozpatrzenia/rozpoznania
7	PHU JACKPOL Jacek Molencki	41-908 Bytom, ul. Nowa 27 m. 4	2006.06.19	umorzenie
8	Zakład Wielobranżowy Janusz Szostak	42-530 Dąbrowa Górnicza, ul. Anna 7A	2006.06.19	umorzenie
9	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. w Sulęcinie	69-200 Sulęcín, ul. Chrobrego 3	2006.06.19	bez rozpatrzenia/rozpoznania
10	Zakład Handlowo-Usługowy LPG AUT-GAZ JUST-GEN SC Eugeniusz Kubica, Tomasz Kubica	98-355 Działoszyn, ul. Ogrodowa 1	2006.06.19	zwrócono w trybie 261 KPA
11	PROMOCJA 2000 Sp. z o.o.	00-394 Warszawa, ul. Solec 34B	2006.06.20	bez rozpatrzenia/rozpoznania
12	BP SERVICE CENTER SC Beata Kaczmarek, Marian Kaczmarek	41-800 Zabrze, ul. 3-go Maja 101	2006.06.20	bez rozpatrzenia/rozpoznania
13	Gas Consulting Łapczyński & Niklewicz Sp.j.	58-160 Świebodzice, ul. K. Bolka 1/3	2006.06.21	umorzenie
14	Grażyna Szymańska, Waldemar Szymański PHU TRANSMET SC	96-500 Sochaczew, ul. Okrężna 4	2006.06.21	bez rozpatrzenia/rozpoznania
15	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	08-443 Otwock, ul. Długa 3	2006.06.22	umorzenie
16	Grzegorz Bordzół, Maciej Boguszewski, Ewa Malec TERM-EKO SC	20-149 Lublin, ul. Do Dysa 1	2006.06.22	zwrócono w trybie 261 KPA
17	Idzik Małgorzata Firma „MAR-GAZ”	89-632 Brusy, ul. Gdańska 37	2006.06.22	bez rozpatrzenia/rozpoznania
18	FPHU Edyta Skowron	33-318 Gródek nad Dunajcem, Grudek nad Dunajcem 54	2006.06.23	bez rozpatrzenia/rozpoznania
19	Grzegorz Idziak PPUH „IDZIAK”	48-140 Branice, Bliszczycze 22	2006.06.23	odmowa
20	Jarosław Stępniewski PPUH	26-600 Radom, ul. Słowackiego 174	2006.06.24	bez rozpatrzenia/rozpoznania
21	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MIR Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 94/216-218	2006.06.24	bez rozpatrzenia/rozpoznania
22	BIO-POL Sp. z o.o.	58-300 Wałbrzych, ul. Beethovena 27	2006.06.24	bez rozpatrzenia/rozpoznania
23	Zofia Ziętara „ILGAZ” – BIS	88-100 Inowrocław, ul. Krzywoustego 33A/25	2006.06.26	zwrócono w trybie 261 KPA
24	BP SERVICE CENTER M.W. Kowalczyk SC	97-500 Radomsko, ul. Krakowska 20	2006.06.26	bez rozpatrzenia/rozpoznania
25	„Rol-Mięs” Sp. z o.o.	18-505 Lachowo, Lachowo nr 19	2006.06.27	zwrócono w trybie 261 KPA

26	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Dariusz Skorodzień	26-060 Chęciny, Wrzosa 128	2006.06.27	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
27	PAWELEC-GALON Sp.j. Stacja Paliw	08-455 Mroków, ul. Trojanów	2006.06.28	odmowa
28	Dariusz Cieszko PHU CIECHOIL	22-304 Siennica Królewska Duża	2006.06.28	odmowa
29	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ELMAR DUO” Katarzyna Glita	28-300 Jędrzejów, ul. Dygasińskiego 126	2006.06.28	odmowa
30	Technogaz Czech-Baryła Sp.j.	41-700 Ruda Śląska, ul. Kokotek 56	2006.06.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
31	ATMOSFERA Sp. z o.o.	44-238 Czerwionka Laszczyny, ul. Ks. Pojdy 83c	2006.06.28	zwrócono w trybie 261 KPA
32	Stacja Paliw DANMARK Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wielkopolski, ul. Nowotomska 135	2006.06.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
33	LAS-WEGAS w Pollasie Sp. z o.o.	62-610 Lubstów, ul. Konińska 6	2006.06.28	odmowa
34	PLASTIM Zygmunt Wnuk	42-400 Zawiercie, ul. Obrońców Poczty Gdańskiej 57	2006.06.29	umorzenie
35	Barbara Bazela	62-800 Kalisz, Al. Wojska Polskiego 50/44	2006.06.29	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
36	BP SERVICE CENTER SC Z.D. KRASOŃ	97-300 Piotrków Tryb., ul. Wojska Polskiego 100	2006.06.29	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
37	FHU MACIEJ ANTOLAK	03-140 Warszawa, ul. Odkryta 54 B m. 14	2006.06.30	odmowa
38	Ewa Mikłasz	16-100 Sokółka, ul. Ściegiennego 22/8	2006.06.30	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
39	LIMAR Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. 1-go Maja 21	2006.06.30	umorzenie
40	PPHU GAZ-ON Bombik Andrzej	49-318 Skarbimierz, Pawłów	2006.06.30	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
41	PPHU WIATROPOL SC Renata i Radosław Sałagaccy	95-200 Pabianice, ul. Słoneczna 38	2006.06.30	zawieszono
42	Firma „TOM-DAR” Szczański Tomasz	97-500 Radomsko, ul. Krasickiego 5	2006.06.30	umorzenie
43	Polski Związek Motorowy Okręgowy Zespół Dział. Gosp. Sp. z o.o.	65-609 Zielona Góra, ul. Dworcowa 33	2006.07.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
44	PPHU LECH-HAND Leszek Ziółek	66-530 Drezdenko, ul. Wiejska 31	2006.07.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
45	Mariusz Essen, Dariusz Urbański MADAR SC	70-754 Szczecin, ul. Piwna 19	2006.07.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
46	PUHT Tadeusz Jurkiew	78-200 Białogard, ul. Obryckiego 6	2006.07.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
47	Magdalena Czerniejewska EKO PAL	88-430 Janowiec Wilkp., ul. Zrazim 8	2006.07.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
48	PUH LIBIRT FAMILY Sp.j.	33-140 Lisia Góra, Breń 19	2006.07.04	odmowa
49	Wiesława Bojanowska Stacja Paliw TANK-OIL	77-116 Czarna Dąbrówka, Czarna Dąbrówka 1	2006.07.04	umorzenie
50	PETRO-BENZ Sp. z o.o.	02-001 Warszawa, Al. Jerozolimskie 91 lok. 510	2006.07.05	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
51	„MAR-MART” Marcin Zbrożek	30-552 Kraków, ul. Wielicka 28 a	2006.07.05	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
52	Michał Mańkowski PHU SEJAX	85-792 Bydgoszcz, ul. Szancera 4/48	2006.07.05	umorzenie
53	Tomasz Antczak „ANTCZAK”	62-800 Kalisz, ul. Hanki Sawickiej 26/60	2006.07.06	odmowa
54	Monika Grzegorzczak-Różalska BIURO HANDLOWE „MGR”	62-800 Kalisz, ul. Korczak 69	2006.07.06	odmowa
55	CTL Maczki – Bór Sp. z o.o.	41-208 Sosnowiec, ul. Długa 90	2006.07.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

56	Trans Wikorem II Sp. z o.o.	44-203 Rybnik, ul. Drzymały 2	2006.07.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
57	Przedsiębiorstwo „HEXAN”	44-323 Polomia, ul. Szkolna 40	2006.07.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
58	Barbara Siudmak	70-234 Szczecin, ul. Potulicka 19/11	2006.07.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
59	Wiesław Ambroziak, Halina Ambroziak, Adam Ambroziak Dro-Gaz	96-100 Skierniewice, ul. Kpt. Hali 2/26	2006.07.08	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
60	ARTEX Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. 11-go Listopada 143	2006.07.10	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
61	Janusz Smoczyński PUH CAN-POL	20-318 Kraków, ul. Jaremy 14 m. 43	2006.07.11	odmowa
62	Jan Połak FHU POL-JAN	42-200 Częstochowa, ul. Brata Alberta 51	2006.07.11	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
63	Andrzej Kij PHU ERO Stacja Paliw	58-304 Wałbrzych, ul. Wysockiego 28	2006.07.11	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
64	PH – Zofia Trzaska	18-420 Jedwabne, ul. Wojska Polskiego 4	2006.07.13	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
65	Matachowski Mariusz PRZEDSIĘBIORSTWO WIELOBRANŻOWE „FLASH BEER”	25-546 Kielce, ul. Zagnańska 70	2006.07.14	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
66	Jadwiga Rosiak Stacja Paliw Sklep Spożywczo-Przemysłowy	99-235 Pęczniew, Rudniki 53	2006.07.14	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
67	Mariusz Wojtasiuk PROGAS	22-400 Zamość, ul. Brzozowa 26/13	2006.07.17	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
68	GALPOL 1 Aleksandra Polit	41-709 Ruda Śląska, ul. Niedurnego 81	2006.07.17	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
69	EDMAR Edyta Skowrońska, Marian Kulawik	42-450 Niegowonice, ul. Dąbrowska 47	2006.07.17	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
70	Rafał Gryczon FH GAZ-RAFAŁ	59-600 Lwówek Śląski, ul. Sobota 50 m. 4	2006.07.17	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
71	EKO-SERWIS	71-837 Szczecin, ul. Policka 7	2006.07.17	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
72	Antoni Męczyński TOP-GAZ	05-110 Jabłonna, ul. Modlińska 332	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
73	Leszek Galus TRAFFIK TANK TAXI Stacja Paliw	20-861 Lublin, ul. T. Leszetyckiego 12/40	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
74	Ewa Kozakowska Stacja Paliw	24-224 Borzechów, Kłodnica Dolna	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
75	Danuta Nogaj Przedsiębiorstwo Handlowe DAN-GAZ	26-624 Kowala, Trabllice 89	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
76	Radosław Kukula RAD-NET	43-382 Bielsko-Biała, ul. Cieszyńska 336	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
77	Stacja Paliw Leszek Gohl	56-300 Milicz, ul. Wałowa 1	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
78	Jan Mirkiewicz	62-500 Konin, ul. Brzozowa 29	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
79	Waldemar Piekarczyk Handel Hurtowy i Detaliczny Import-Export	68-200 Żary, ul. Zwycięzców 26 c/28	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
80	FLOWERS Sp. z o.o.	90-441 Łódź, Al. Kościuszki 101	2006.07.18	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
81	PPUH AS Anna Smolińska	06-500 Mława, ul. Janusza Korczaka 7	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
82	Mirosław Szmurło AUTO-GAS	17-120 Brańsk, ul. Armii Krajowej 2 B	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
83	Władysława Koźbiał Handel Obwoźny Paliwami Usługi Transportowe	34-100 Wadowice, Łazówka 49	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

84	Firma Handlowo-Usługowa „PBJ” SC Maria i Piotr Kozak	39-120 Sędziszów Młp., ul. Piaskowa 15	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
85	DOMINEX – Damian Dąbrowski	55-020 Żórawina, Mnichowice, ul. Lipowa 30	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
86	Kazimierz Kluga Zakład Dystrybucji Gazu Propan-Butan	62-530 Kazimierz Biskupi, ul. Żeromskiego	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
87	Skolwin Paper International Sp. z o.o.	71-869 Szczecin, ul. Stołczyńska 100	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
88	Mirosław Michalczuk FUH PAWSON	87-100 Toruń, ul. Wrocławska 33/35	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
89	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Chojnicach	89-620 Chojnice, ul. Łąkowa 1	2006.07.19	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
90	Marian Kakiet PUH DELTA	05-220 Zielonka, ul. Przemysłowa 6	2006.07.20	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
91	Konkor-Bis Sp. z o.o.	10-417 Olsztyn, ul. Towarowa 20A	2006.07.20	odmowa
92	PPHU BK-W Beata Kroll	62-067 Rakoniewice, ul. Gen. W. Sikorskiego 9	2006.07.20	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
93	„Biegonice – Kupno” Sp. z o.o.	36-100 Kolbuszowa, Kupno 494	2006.07.21	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
94	MUSTER POLSKA Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Kasprzaka 70	2006.07.21	odmowa
95	Marcin Kosalka KONTRAST	42-500 Będzin, ul. Bolesława Chrobrego 6/15	2006.07.21	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
96	PH „JULIA” Manuela Królik	63-330 Dobrzyca, ul. Krotoszyńska 43	2006.07.21	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
97	Owsikowski Grzegorz Firma INTER-TANK	97-500 Radomsko, ul. Jarzębinowa 2	2006.07.21	odmowa
98	AR-POL SC Magdalena i Grzegorz Sikorscy	95-100 Zgierz, ul. Jana Lechonia 8 m. 65	2006.07.24	odmowa
99	Wojciech Budny Firma Rodzinna BUDNY	19-100 Mońki, ul. Raja 5	2006.07.25	odmowa
100	Przedsiębiorstwo Produkcyjno- Handlowo-Usługowe „DUMAT” Grzegorz Duda	27-415 Kunów, Janik, ul. Szkolna 28	2006.07.26	zwrócono w trybie 261 KPA
101	C.T.C. Sp. z o.o.	00-019 Warszawa, ul. Złota 5	2006.07.27	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
102	WMP Investment SA	00-815 Warszawa, ul. Sienna 93/35	2006.07.27	zwrócono w trybie 261 KPA
103	„GRYF-GAZ” Radosław Niżyński	16-070 Choroszcz, ul. Mickiewicza 74	2006.07.27	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
104	Wandke Bogusław – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „SALMEX”	26-035 Raków, ul. Młyńska 9	2006.07.27	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
105	Auto Centrum Golemo Sp.j.	30-348 Kraków, ul. Grota Roweckiego 6	2006.07.27	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
106	„OSINPOL” Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Sosnowa 23	2006.07.27	zwrócono w trybie 261 KPA
107	SPRA-POL Sp. z o.o.	61-255 Poznań, ul. Tysiąclecia 72 p.a	2006.07.27	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
108	Waldemar Dadrzyński FHU URODZAJ	06-430 Sońsk, ul. Wschodnia 7	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
109	FUTREX Sp. z o.o.	10-900 Olsztyn, ul. Warszawska 39	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
110	PHU DARKO	14-100 Ostróda, ul. Garnizonowa 22/14	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
111	FHU „RADTUR” Stanisław Radko	32-500 Chrzanów, ul. Kard. S. Wyszyńskiego 11/45	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

112	Stacja Paliw Kopciowice SC A. Wencel, A. Szymczyk	41-403 Chełm Śląski, ul. Górnośląska 36	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
113	Szymon Kluźniak Przedsiębiorstwo Wielobranżowe AGRO-TECH	42-200 Częstochowa, ul. Hallera 1	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
114	TEX-OIL Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Kawia 4/16 nr lok. P.107	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
115	EKOSURPAL Sp. z o.o.	42-520 Dąbrowa Górnicza, ul. Oświecenia 29	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
116	Magdalena, Stefan Górcy Stacja Paliw Sp.j.	43-190 Mikołów, ul. Skłodowskiej	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
117	Marta Tomczyk OMEGA	83-100 Tczew, ul. Krótka 8/3	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
118	„OILGAZ” Sp. z o.o.	85-032 Bydgoszcz, ul. Przemysłowa 27	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
119	Piotr Pakoca PHU TRAWOLTA	96-503 Sochaczew, ul. Królewska 15	2006.07.28	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
120	Paweł Kobiółka Stacja Paliw „POŁUDNIE”	56-400 Oleśnica, ul. Południowa 1	2006.07.31	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
121	„CETAN” SC Katarzyna Soćko, Arkadiusz Soćko Obrót Paliwami	83-220 Skórcz, ul. Wybudowanie Wielbrandowskie 13	2006.07.31	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
122	FH AUTO-GAZ KOŁBIEL Jacek i Ewa Kulma	05-340 Kołbiel, ul. 1 Maja 7	2006.08.01	umorzenie
123	FH „SIGMA”	26-432 Wieniawa, Kłodno 82	2006.08.01	odmowa
124	Przedsiębiorstwo Produkcyjno- Handlowe „KRUSZ-BET” Sp. z o.o.	36-204 Dydnia, Obarzym	2006.08.01	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
125	BIS-Handel Paliwami Tomasz Hawrylak	43-100 Tychy, ul. Dunikowskiego 42/62	2006.08.01	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
126	TOM-OIL Tomasz Sienkiewicz	81-005 Gdynia, ul. Kcyńska 12/26	2006.08.01	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
127	Marek Liszkiewicz, Wiesław Tumielewicz „PRIMA GAZ”	02-981 Warszawa, ul. Zawodzie 16	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
128	Jarosław Głażewski PHU PETRO-MAX	06-210 Płoniawy – Bramura, Chodkowo-Kuchny 2	2006.08.02	odmowa
129	Sławomir Mizura ZUH GLOB	06-400 Ciechanów, ul. Pułtуска 26/21	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
130	Benedykt Malinowski FHU SANOIL	06-500 Mława, ul. Warszawska 107	2006.08.02	odmowa
131	Lech Marek Kalkowski SKŁAD HANDLOWY	09-304 Lubowicz, ul. Jana Pawła II 64	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
132	Robert Mendziński, Julita Mendzińska EMPOWER Sprzedaż Hurtowa i Detaliczna Paliw Płynnych SC	10-685 Olsztyn, ul. F. Barcza 3 A	2006.08.02	odmowa
133	Ryszard Bednarczyk Zakład Gazyfikacji Bezprzewodowej	26-300 Opoczno, ul. Zielona 2	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
134	„TRANSPORT OSOBOWY” Tadeusz Powichrowski	41-800 Zabrze, ul. Gen. Charlesa de Gaulle’a 32/7	2006.08.02	odmowa
135	European Trade Office Sp. z o.o. Biuro Handlowo-Uslugowe	42-504 Będzin, ul. Świerczewskiego 110	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
136	Cezary Klejnot, Mariola Klejnow FHU KLEMAR SC	43-520 Chybie Zaborze, ul. Darwina 25	2006.08.02	umorzenie
137	Kompania Spirytusowa WRATISLAVIA Polmos Wrocław SA	50-966 Wrocław, ul. Monopolowa 4	2006.08.02	umorzenie
138	Stacja Paliw RYWAL SC R. Siepka, W. Ryczywolski	59-420 Bolków, ul. Sienkiewicza 68	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
139	Zakład Robót Inżynierskich ROB-IN Zbigniew Niziński	60-716 Poznań, ul. Kolejowa 15 A m. 7	2006.08.02	odmowa
140	PH „CHEMAR” Jan Harmasz	62-571 Stare Miasto, Żychlin, ul. Borowa 11	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

141	PHU „IRHAN” Danuta Borek	64-360 Przyprostynia gm. Zbąszyń, Prandoty 109	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
142	ATOL Sp. z o.o.	80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40 m. 1	2006.08.02	odmowa
143	Zdzisław Idziński PPHU Export Import ULEX	93-472 Łódź, ul. Retmańska 15	2006.08.02	odmowa
144	Janusz Cechmistrz Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe CEMAR	96-512 Młodzieszyn, Justynów 23	2006.08.02	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
145	J. Stożek PPUH „OMEGA” Sp.j.	34-730 Mszana Dolna, ul. Starowiejska 2	2006.08.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
146	Rolnicza Spółdzielnia Produkcyjna „ZWYCIĘSTWO”	43-385 Jasienica 829	2006.08.03	umorzenie
147	Eliza Kalinowska ZUH POMEL	58-150 Strzegom, ul. Wieśnica 17	2006.08.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
148	WAMAR Sp. z o.o.	80-365 Gdańsk, ul. Czarny Dwór 4 a	2006.08.03	zwrócono w trybie 261 KPA
149	Kazimierz Górniewicz, Sabina Garniewicz PHU GALON	87-605 Tłuchowo, Kamień Kotowy 16 a	2006.08.03	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
150	TRANSPED T. Rejmer, W. Dębowski Transport i Spedycja Sp.j.	26-400 Przysucha, ul. Skarbowa 1	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
151	„CEMBET” Zbigniew Stachnik Sp.j.	30-741 Kraków, ul. Domagały 2	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
152	Agnieszka Sączawa DEKA	58-100 Świdnica, ul. Łączna 4	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
153	PHU Andrzej Rak	58-309 Wałbrzych, ul. Topolowa 17	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
154	Andrzej Gronowski FHUT	62-250 Czerniejewo, ul. Armii Poznań 24/5	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
155	Zofia Tobolska FH WIKTORIA Stacja Paliw	62-652 Chodów, Czerwonka	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
156	Marek Biernacki WEKTOR	85-209 Bydgoszcz, ul. Staroszkolna 8/6	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
157	M&M-GAS PHU Krzysztof Maciołek, Robert Murlikiewicz	93-610 Łódź, ul. Kolumny 100	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
158	PPUH „Chem – Bud – Rol” Aleksandra Piesiak	99-120 Piątek, Borowiec 3	2006.08.04	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
159	Tadeusz Sikorski Instalatorstwo Gazowe	02-134 Warszawa, ul. 1 Sierpnia 40 m. 66	2006.08.07	zawieszono
160	ETON Stacja Paliw Janusz Kwiecień, Krzysztof Ryś Sp.j.	05-640 Mogielnica, ul. Przylesie 8	2006.08.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
161	Andrzej Bienkowski BEGAZ	06-300 Przasnysz, ul. Piłsudskiego 100	2006.08.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
162	Usługi Transportowe „TRANSOL” Kazimierz Bienkowski	06-400 Ciechanów, Niechodzin 47	2006.08.07	odmowa
163	EUROPA JAN ROMANIK	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. G. Morcinka 3	2006.08.07	odmowa
164	Marianna Bancerz, Rafał Bancerz, Magdalena Omiołek PHU PETRO-MART SC	23-100 Bychawa, ul. Sienkiewicza 88	2006.08.07	odmowa
165	Andrzej Przywara, Mariusz Przywara PHU ANMAR	39-100 Ropczyce, ul. Krakowska 12	2006.08.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
166	PHU KORNAT – Henryk Kornatowski	55-012 Żerniki Wrocławskie, ul. Wrocławska 1	2006.08.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
167	FHU „DRAGON” Ryszard Czerwiński	59-100 Polkowice, ul. Kopalniana 5	2006.08.07	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
168	„AM FORTEGAZ” Biuro Handlowe Alina Musialska	60-254 Poznań, ul. Hetmańska 7/4	2006.08.08	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 2006.08.02)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Janusz Kowalczyk PPHU CYNK-ŻAR SC	42-300 Myszków, ul. Leśna 7/17	2006.06.19	Oee	przekształcenie w spółkę jawną
2	Spółdzielnia Usług Rolniczych w Reńskiej Wsi	47-208 Reńska Wieś, Więszyce, ul. Głogowska 32a	2006.06.20	Opc	-
3	Zbigniew Bogocz FUH	43-200 Pszczyna, ul. Krasińskiego 6	2006.06.22	Opc	wykreślenie z ewidencji działalności gospodarczej
4	Kazimierz Zając Stacja Auto-Eco Gaz	58-500 Jelenia Góra, ul. Wincentego Pola 24	2006.06.26	Opc	-
5	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Recz)	73-210 Recz, ul. Środkowa 7	2006.06.27	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Huta Kościuszko SA	41-500 Chorzów, ul. Moniuszki 11	2006.06.30	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
7	Ida Gut PPHU MERIDA	43-316 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 45	2006.07.20	Opc	-
8	ENERGOPEP Sp. z o.o. EC Jeziorna Sp. Komandytowa	02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	2006.07.20	Wee	-
9	STATOIL LUBRICANTS Sp. z o.o.	31-231 Kraków, ul. Bociania 6	2006.07.21	Opc	-
10	Teresa Stefanek PPHU FENIX	98-330 Pajęczno, Dylów Rządowy 163	2006.07.21	Opc	wykreślenie z rejestru (KRS)
11	Krystyna Siwek Zakład Handlowo-Usługowy ADBART	38-315 Uście Gorlickie, Smerekowiec 81	2006.07.21	Opc	-
12	FH Stanisław Żurawski	21-400 Łuków, ul. Świdzka 28	2006.07.24	Opc	-
13	Z. Prokopiak ZUH PROWAN	99-315 Kutno, Strzegocin 6	2006.07.25	Opc	-
14	ENERGOINWEST Białystok SA	15-124 Białystok, ul. Gen. W. Andersa 3	2006.07.27	Wcc, Pcc, Occ	wykreślenie z rejestru (KRS)
15	Magneti Marelli Poland SA	41-200 Sosnowiec, ul. Gen. Mariusza Zaruskiego 11	2006.07.28	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
16	PW ANKO Ireneusz Kukula	41-500 Chorzów, ul. 3-go Maja 136	2006.07.31	Opc	-
17	ROMAR Elżbieta Kwiatkowska	51-165 Wrocław, ul. Grudziądzka 90/1	2006.07.31	Opc	-
18	FHU Berdys Agnieszka	23-200 Kraśnik, ul. Janowska 73 d	2006.07.31	Opc	-
19	Marcin Graff	08-412 Borowie, Słup Pierwszy 1A	2006.07.31	Opc	-
20	Kucharski Stanisław J.B.S. Firma Handlowa	26-600 Radom, ul. Pieśni 3/37	2006.07.31	Opc	-
21	Zakład Usługowo-Handlowy „PROGAZ” SC	96-300 Żyrardów, ul. Piękna 48	2006.08.02	Opc	-

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE * ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE * ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE * ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE * ZAMÓWIENIE BIULETYNU 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

Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

Zamówienie – Biuletyn URE

Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

**„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 zamówienia
„Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki”**

Biuletyn URE można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU ZAMÓWIENIA WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.

Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu zamówienia.

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.

Cena 1 egz. Biuletynu w poszczególnych latach wynosi: 1998 – 9 zł, 1999 – 9 zł, 2000 – 12 zł, 2001 – 14 zł, 2002 – 15 zł, 2003 – 15 zł, 2004 – 15 zł, 2005 – 12 zł, 2006 – 12 zł.

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00–099 Warszawa

tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
fax (0-prefix 22) 828-02-37
e-mail: warszawa@ure.gov.pl
- 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**
(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
ul. Żubrów 3
71–617 Szczecin

tel. (0-prefix 91) 424-16-30
fax (0-prefix 91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
Al. Jana Pawła II 20
80–462 Gdańsk

tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
fax (0-prefix 58) 346-83-86
e-mail: gdansk@ure.gov.pl
- 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**
(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
ul. Wierzbicice 1
61–569 Poznań

tel. (0-prefix 61) 833-12-64
fax (0-prefix 61) 835-16-95
e-mail: poznan@ure.gov.pl
- 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**
(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
ul. Garbarska 20
20–340 Lublin

tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
fax (0-prefix 81) 743-92-91
e-mail: lublin@ure.gov.pl
- 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**
(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
ul. Uniwersytecka 2/4
90–137 Łódź

tel. (0-prefix 42) 639-24-40
fax (0-prefix 42) 639-24-50
e-mail: lodz@ure.gov.pl
- 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**
(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49/57
50–032 Wrocław

tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
fax (0-prefix 71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6a
40–198 Katowice

tel. (0-prefix 32) 258-76-91
fax (0-prefix 32) 258-64-77
e-mail: katowice@ure.gov.pl
- 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**
(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
ul. Juliusza Lea 114
30–133 Kraków

tel. (0-prefix 12) 638-80-90
fax (0-prefix 12) 637-55-47
e-mail: krakow@ure.gov.pl

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



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI