

NR 5
2005

1 września 2005

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Raport ciepłowniczy 2002-2004
- Sprzedawca z urzędu
- Strategia Lizbońska
- Niemieckie Prawo energetyczne

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 fax 66-16-225
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

Na początku 2005 r. Urząd Regulacji Energetyki przeprowadził badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się w 2004 r. działalnością ciepłowniczą – w sposób podobny do przedsięwzięć badawczych z tego cyklu wykonywanych w latach poprzednich. Było ono jednak zrealizowane po raz pierwszy w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej, a zebrane dane zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i Pracy i włączone do krajowej bazy gospodarki paliwowo-energetycznej. Szczegółowe wyniki badania opublikowano w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2004” (lipiec 2005 r.), natomiast w bieżącym numerze Biuletynu A. Buńczyk, A. Daniluk i M. Okólski podjęli „próbę syntetycznej charakterystyki wybranego względnie jednorodnego zbioru przedsiębiorstw” określonego mianem „ciepłownictwa zawodowego”, czyli przedsiębiorstw o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą powyżej 60% z klasy PKD 40.30 i co najmniej 20% z klasy 40.10 – na przelomie lat 2002-2004.

Znowelizowane Prawo energetyczne wprowadziło instytucję sprzedawcy z urzędu (tzw. ostatniej szansy/awaryjnego), przewidzianą dla odbiorców w gospodarstwach domowych nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Było to podyktowane realizacją przesłanek dyrektyw: elektroenergetycznej 2003/54/WE i gazowej 2003/55/WE w zakresie szczególnej ochrony niektórych grup odbiorców i zapewnienia im dostaw energii i gazu, o określonej jakości i po cenach ustalanych w oparciu o racjonalne zasady. Na temat prawnych uregulowań w kraju i Unii Europejskiej dotyczących sprzedawcy z urzędu, a także jak zostało to już praktycznie rozwiązane w niektórych państwach członkowskich – o tym wszystkim dowiedzą się Państwo z artykułu Katarzyny Janiszewskiej.

Pięć lat temu na szczycie w Lizbonie, Rada Europejska przedstawiła 10-letni plan (tzw. Strategię Lizbońską) mający na celu rozwój Wspólnoty w wymiarze gospodarczym, społecznym i ekologicznym, oparte na intensyfikacji badań i nauki. „Strategia Lizbońska to niewątpliwie jeden z najważniejszych a zarazem paradoksalnie jeden z najbardziej ignorowanych programów społeczno-gospodarczych Unii Europejskiej, wywołujący burzliwe dyskusje w przedmiocie swej skuteczności”. Jakże były najbardziej istotne elementy Strategii, jak wyglądały postępy w zakresie realizacji jej założeń, jak jest oceniana obecnie – pisze o tym Katarzyna Szwed-Lipińska.

W bieżącym numerze Biuletynu zachęcamy także Państwa do przeczytania artykułów dotyczących Zielonej Księgi w sprawie efektywności energetycznej i znowelizowanego niemieckiego Prawa energetycznego. Ponadto publikujemy kolejne dwie prace, które zajęły ex aequo 3 miejsce w konkursie dla doktorantów, towarzyszącemu II Międzynarodowej Konferencji „Europejski rynek energii elektrycznej – EEM05”.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Udział prokuratora w postępowaniu w zakresie regulacji energetyki w świetle orzecznictwa sądów administracyjnych 2

Koncesjonowane ciepłownictwo zawodowe w latach 2002-2004 5

Po co i komu potrzebny jest sprzedawca z urzędu – rozwiązania krajowe i doświadczenia innych państw 24

Energetyka w odnowionej Strategii Lizbońskiej – nie wszystko jeszcze stracone 28

Zielona Księga w sprawie efektywności energetycznej czyli osiągając więcej zużywając mniej 34

Niemcy mają nowe Prawo energetyczne 38

Methodology for customers encouragement to participate in demand response in electricity markets 41

Optimal bidding strategies on energy market under imperfect information 47

Informacje i komunikaty 52

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

Oddano do druku 23 sierpnia 2005 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 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

UDZIAŁ PROKURATORA W POSTĘPOWANIU W ZAKRESIE REGULACJI ENERGETYKI W ŚWIETLE ORZECZNICTWA SĄDÓW ADMINISTRACYJNYCH

Małgorzata Szczepańska

Strzeżenie praworządności w działalności organów władzy publicznej również wymaga przestrzegania prawa, w tym przepisów o właściwości powołanych do tego organów.

Zadaniem prokuratury jest strzeżenie praworządności oraz czuwanie nad ściganiem przestępstw¹⁾. Realizacji tych zadań służy m.in. przewidziana w przepisach prawa procesowego administracyjnego możliwość wstąpienia prokuratora do toczącego się postępowania bądź inicjowania takiego postępowania, czy też prawo zaskarżania decyzji administracyjnych.

W postępowaniu administracyjnym udział prokuratora uregulowany został w przepisach działu VI Kodeksu postępowania administracyjnego²⁾ (Kpa). Zgodnie z tymi przepisami, prokuratorowi służy prawo zwrócenia się do właściwego organu administracji publicznej o wszczęcie postępowania w celu usunięcia stanu niezgodnego z prawem. Prokurator jest także uprawniony do udziału w każdym stadium postępowania w celu zapewnienia, aby postępowanie i rozstrzygnięcie sprawy było zgodne z prawem (por. art. 182 i 183 Kpa). W sytuacjach, gdy wydana decyzja stała się ostateczna, prokurator ma prawo wniesienia sprzeciwu od tej decyzji jeżeli przepisy Kpa lub przepisy szczególnie przewidują wznowienie postępowania, stwierdzenie nieważności decyzji albo jej uchylenie lub zmianę. W takich przypadkach właściwy organ administracji publicznej wszczynają w sprawie postępowanie z urzędu, zawiadamiając o tym strony (por. art. 184 Kpa).

W toku postępowania administracyjnego prokuratorowi służy prawa strony. Oznacza to, że pozycja procesowa prokuratora jest równa (co jest istotne) pozycji stron postępowania. Odnosi się to zarówno do możliwości składania wniosków w trakcie postępowania jak również możliwości zaskarżenia decyzji administracyjnej kończącej postępowanie toczące się z udziałem prokuratora. W odniesieniu

do spraw, które podlegają kontroli sądów administracyjnych, prokuratorowi służy również prawo wniesienia skargi do sądu administracyjnego wynikające z art. 8 Prawa o postępowaniu przed sądami administracyjnymi³⁾ (Ppsa), przy czym nie jest wymagane wcześniejsze wyczerpanie środków zaskarżenia (art. 52 § 1).

Właśnie na regulację zawartą w Ppsa powołał się prokurator składając dwie skargi do sądu administracyjnego na decyzje wydane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), które dotyczyły zatwierdzenia taryfy i zmiany koncesji.

Pojawiła się jednak zasadnicza wątpliwość, czy w sprawach z zakresu regulacji energetyki, rozstrzyganych przez Prezesa URE skarga do sądu administracyjnego jest w ogóle dopuszczalna. O ile bowiem prawo udziału prokuratora w trakcie postępowania administracyjnego, jak również prawo złożenia sprzeciwu od decyzji wydawanych przez Prezesa URE jest bezsporne w świetle przepisów Kpa i art. 30 ust. 1 Prawa energetycznego⁴⁾, to złożenie skargi do sądu administracyjnego w sprawie, w której sąd ten nie jest właściwy (por. art. 30 ust. 2 Prawa energetycznego) – jest niedopuszczalne, nawet jeśli skargę tę składa prokurator.

Wątpliwość tę rozstrzygnęły sądy administracyjne – w obu instancjach. Obie wskazane wyżej skargi zostały **odrzucone** postanowieniami Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 24 listopada 2004 r. (sygn. akt VI SA/Wa 1728/04 oraz VI SA/Wa 1729/04), a następnie Naczelny Sąd Administracyjny wyrokami z dnia 6 kwietnia 2005 r. (sygn. akt II GSK 25/05 oraz II GSK 26/05) **oddalił** skargi kasacyjne prokuratora od obu postanowień. Przyczyną odrzucenia skarg prokuratora był **brak właściwości rzeczowej** sądów administracyjnych do rozpatrywania skarg na decyzje wydawane przez Prezesa URE.

Składający skargę prokurator uznawał, iż prawo do złożenia przez niego skargi wynika wprost z art. 8 i art. 52 § 1 Prawa o postępowaniu przed sądami ad-

1) Art. 2 ustawy z dnia 20 czerwca 1985 r. o prokuraturze (Dz. U. z 2002 r. Nr 21, poz. 206 i Nr 213, poz. 1802 oraz z 2003 r. Nr 228, poz. 2256).

2) Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 169, poz. 1387, z 2003 r. Nr 130, poz. 1188 i Nr 170, poz. 1660, z 2004 r. Nr 162, poz. 1692 oraz z 2005 r. Nr 64, poz. 565 i Nr 78, poz. 682).

3) Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1270, z 2004 r. Nr 162, poz. 1692 oraz z 2005 r. Nr 94, poz. 788).

4) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, 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).

ministracyjnymi. W ocenie prokuratora, bez znaczenia wydawał się fakt, iż ustawodawca przekazał kontrolę sądową nad decyzjami wydawanymi przez Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (art. 30 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Skarżący popierał swoje stanowisko, mimo tego, że pogląd o braku właściwości rzeczowej sądów administracyjnych do rozstrzygania skarg na decyzje wydawane przez Prezesa URE (w tym decyzje w przedmiocie stwierdzenia nieważności decyzji) był już prezentowany w orzecznictwie sądów administracyjnych. Np. w postanowieniu z dnia 25 maja 2004 r. (sygn. akt VI SA/Wa758/04) Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie odrzucił skargę na decyzję Prezesa URE dotyczącą odmowy wszczęcia postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji, uznając, iż „(...) przedmiotowa sprawa należy do kognicji sądu powszechnego, a tym samym nie należy do właściwości sądu administracyjnego, sąd na podstawie art. 58 § 1 ust. 1 ustawy z dnia 30.08.2002 r. o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2002 r., Nr 153, poz. 1270)”.

W odpowiedziach na skargi prokuratora Prezes URE konsekwentnie prezentował stanowisko, że sądy administracyjne nie są właściwe w sprawach przekazanych do właściwości sądów powszechnych, a w tym przypadku – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Stanowisko takie, zdaniem Prezesa URE, jest uzasadnione, mimo faktu, iż Ppsa nie zawiera wprost przepisu analogicznego do art. 19 pkt 1 nieobowiązującej już ustawy o Naczelnym Sądzie Administracyjnym⁵⁾, gdyż wynika ono z zasad logiki. Przyjęcie odmiennego założenia prowadziłoby bowiem – zdaniem Prezesa URE – do dualizmu kontroli decyzji wydawanych przez ten organ, co pozostawałoby w rażącej sprzeczności z zasadą racjonalnego ustawodawcy. Skoro bowiem od decyzji wydanej przez Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (odpowiednio od postanowienia służy zażalenie do tego Sądu), to nieracjonalne byłoby, aby ta sama decyzja podlegała niejako „dodatkowo” kontroli sądów administracyjnych. W ocenie Prezesa URE, sądowa kontrola podejmowanych przez niego rozstrzygnięć realizowana jest przez sądy powszechne, a w przypadku złożenia kasacji – przez Sąd Najwyższy. Z oczywistych względów skargę do sądu administracyjnego można wnieść w sprawie, w której sąd ten jest właściwy. W ocenie Prezesa URE, o właściwości rzeczowej sądów administracyjnych przesądza charakter sprawy nie zaś status podmiotu, który składa skargę.

Sądy administracyjne obu instancji w pełni podzieliły stanowisko Prezesa URE. W obu sprawach zapadły analogiczne rozstrzygnięcia.

W postanowieniu z dnia 24 listopada 2004 r. dotyczącym skargi na decyzję w sprawie zmiany koncesji (sygn. akt VI SA/Wa 1728/04) Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie zauważył, iż „wskazana procedura zaskarżania

decyzji Prezesa URE, przewidziana ustawą Prawo energetyczne, stanowi *lex specialis* w stosunku do uregulowań KPA dotyczących zaskarżania decyzji administracyjnych”. Sąd ten stwierdził, iż w przypadku decyzji ostatecznych prokurator ma możliwość zaskarżenia takich decyzji poprzez wniesienie sprzeciwu. Stosownie do art. 184 § 1 w związku z art. 186 Kpa, złożenie przez prokuratora sprzeciwu skutkuje wszczęciem postępowania administracyjnego z urzędu, a w konsekwencji zakończeniem tego postępowania poprzez wydanie orzeczenia administracyjnego (decyzji lub postanowienia), które może być zaskarżone również przez prokuratora, przy czym w przypadku rozstrzygnięć wydawanych przez Prezesa URE – do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Prokuratorowi przysługują wówczas prawa strony na podstawie art. 188 Kpa. W postanowieniu tym Sąd stwierdził również, że „Warunkiem dopuszczalności wniesienia przez prokuratora skargi do sądu administracyjnego jest poddanie danej dziedziny kontroli sądowo-administracyjnej i dopuszczalność skargi. **Decyzje w sprawach regulacji energetyki w ogóle nie podlegają kontroli sądowo-administracyjnej** [podkr. M. Sz.], a więc i prokurator nie może takiej kontroli uruchomić. Nieuprawniony byłby pogląd, że odmienna jest droga kontroli przewidziana dla stron a odmienna dla prokuratora. W omawianych sprawach strona nigdy nie może wywołać ich rozpoznania przez sąd administracyjny i prokurator również nie może tego spowodować, zaś art. 50 P.p.s.a, dotyczy uprawnień prokuratora w sprawach poddanych kontroli sądowo-administracyjnej, nie kreuje natomiast specjalnego uprawnienia w sprawach, które kontroli sądowo-administracyjnej poddane nie są”. W dalszej części uzasadnienia do tego postanowienia Sąd stwierdził, że: „(...) sądowa kontrola decyzji Prezesa URE rozpoczyna się już w postępowaniu odwoławczym, należy do Sądu Okręgowego w Warszawie i toczy się wg przepisów KPC. (...) **droga kontroli sądowo-administracyjnej w sprawach z zakresu regulacji energetyki jest w ogóle wyłączona** [podkr. M. Sz.]. Droga ta nie służy stronie i nie służy prokuratorowi zarówno wtedy, gdy działa na prawach strony tj. skarży decyzję nieostateczną jak i wtedy, gdy działa samodzielnie jako organ powołany do kontroli przestrzegania prawa i wnosi sprzeciw od decyzji ostatecznej.”.

Naczelný Sąd Administracyjny wyrokiem z dnia 6 kwietnia 2005 r., sygn. akt II GSK 25/05 oddalił skargę kasacyjną prokuratora od cytowanego wyżej postanowienia. Sąd ten stwierdził, m.in.: „Konstytucja w art. 177 stanowi, że sądy powszechne sprawują wymiar sprawiedliwości **we wszystkich** [podkr. M. Sz.] sprawach z wyjątkiem spraw ustawowo zastrzeżonych dla właściwości innych sądów”. Dokonane przez NSA przypomnienie tego faktu zasługuje na szczególną uwagę, gdyż przekazanie części spraw do właściwości sądów administracyjnych jest wyjątkiem od reguły wynikającym z art. 177 Konstytucji. Potwierdza to również brzmienie art. 184 Konstytucji, który stanowi, że „Naczelný Sąd Administracyjny oraz inne sądy administracyjne sprawują, **w zakresie określonym**

5) Ustawa z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Dz. U. z 1995 r. Nr 74, poz. 368 z późn. zm.).

w ustawie⁶⁾ [podkr. M. Sz.], kontrolę działalności administracji publicznej⁷⁾.

W dalszej części uzasadnienia wyroku NSA stwierdził: „W przedmiotowej sprawie nie tylko nie istnieje przekazanie kontroli sądowej decyzji administracyjnych Prezesa URE sądowni administracyjnemu, ale co więcej ustawa – Prawo energetyczne w art. 30 ust. 2 wprost stanowi o przekazaniu jej sądom powszechnym, w tym wypadku Sądowi Okręgowemu – Sądowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Z tego też względu decyzje w sprawach energetyki w ogóle [podkr. M. Sz.] nie podlegają kontroli sądowo-administracyjnej, bowiem ich zaskarżenie możliwe jest jedynie w drodze postępowania cywilnego.”

Ponadto Sąd ten zauważył, że „Z oczywistych względów błędne jest założenie [sugerowane przez prokuratora – przyp. M. Sz.], że właściwość rzeczową sądów do rozpoznania odwołania od decyzji Prezesa URE określa podmiot wnoszący odwołanie i tak jeżeli wnosi je strona (lub prokurator działający na prawach strony) to właściwy jest Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów a jeżeli prokurator, który nie brał udziału w postępowaniu przed Prezesem URE, sąd administracyjny. Pogląd ten zakładałby nielogiczny i nieracjonalny dualizm kontroli decyzji administracyjnych. Naczelny Sąd Administracyjny podziela pogląd Prezesa URE, iż supozycja ta godziłaby w zasadę racjonalności ustawodawcy. Właściwość rzeczową sądu nie zależy od podmiotu wnoszącego odwołanie (strony czy prokuratora), ale określona jest w przepisach ustawy.”. NSA wyraził również pogląd, iż: (...) racjonalne jest przyjęcie, że nie ogranicza się ono [postępowanie przed SOKiK – przyp. M. Sz.] do kontroli zaskarżonego aktu Prezesa

URE, ale zmierza również do merytorycznego rozpoznania sprawy.”. Ma to istotne znaczenie, gdyż z reguły kontrola sprawowana przez sądy administracyjne ogranicza się do kontroli pod względem formalnoprawnym i nie skutkuje merytorycznym rozpatrzeniem sprawy, będącej przedmiotem skargi.

Cytowane wyżej orzeczenia sądów administracyjnych potwierdzają dotychczasowe stanowisko prezentowane przez Naczelny Sąd Administracyjny jeszcze pod rządami poprzedniej ustawy⁸⁾. Orzeczenia te nabierają jednak szczególnie istotnego znaczenia, gdy ocenimy je art. 7 Konstytucji RP, zgodnie z którym „organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa”.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail: ure@ure.gov.pl

- 6) Zakres kompetencji NSA i sądów administracyjnych określa Ppsa, w szczególności art. 3 tej ustawy.
- 7) Nadmienić należy, że również Sąd Najwyższy oceniał charakter spraw rozstrzyganych przez Prezesa URE. I tak np. w wyroku z dnia 4 marca 2004 r. (sygn. akt III SK 8/04), Sąd Najwyższy w sprawie z zakresu regulacji energetyki, przedstawił następujący pogląd: „Rozważenia wymaga charakter prawny sprawy, którą przepis art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego określa jako sprawę sporną dotyczącą nieuzasadnionego wstrzymania dostawy energii elektrycznej. Zagadnienie to jest sporne, jednak

należy przyjąć, że sprawa rozpoznawana przez Prezesa URE na podstawie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego może być zasadnie traktowana jako sprawa cywilna przekazana na drogę postępowania administracyjnego przed Prezesem URE (art. 2 § 3 k.p.c.), zaś sprawa odwołania od takiej decyzji jest sprawą cywilną w znaczeniu formalnym (art. 1 k.p.c.), do której rozpoznania właściwy jest Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (art. 479⁶⁾ k.p.c.).”

- 8) Ustawa z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Dz. U. z 1995 r. Nr 74, poz. 368 z późn. zm.).

KONCESJONOWANE CIEPŁOWNICTWO ZAWODOWE W LATACH 2002-2004

Anna Buńczyk, Anna Daniluk, prof. Marek Okólski

1. Wprowadzenie

Badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą w 2004 roku przeprowadzone przez Urząd Regulacji Energetyki na początku 2005 roku było kolejnym przedsięwzięciem badawczym z tego cyklu. Podobnie jak w latach poprzednich, badaniem objęto przedsiębiorstwa, które posiadały ważną w roku 2004 koncesję Prezesa URE na działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, określoną w art. 32 ust. 1 ustawy – *Prawo energetyczne*.

Począwszy już od 2003 roku, badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zostały dostosowane do wymagań statystyki publicznej, ponieważ od 1 stycznia 2004 r. Prezesowi URE powierzono realizację badań włączonych do Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej obejmujących energetykę cieplną. Obszerną charakterystykę metody badania zrealizowanego po raz pierwszy w 2003 r., jak i przygotowania do niego we wcześniejszych latach przedstawiono w publikacji Prezesa URE: „Energetyka cieplna w Polsce – 2002” (Biblioteka Regulatora, Warszawa, marzec 2004).

Badanie przeprowadzone przez URE w 2005 r. zrealizowane było po raz pierwszy w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Dane zebrane w tym badaniu zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i Pracy i zasilily krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Jego wyniki zaprezentowano obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka cieplna w liczbach – 2004” opublikowanym w lipcu br. W wydawnictwie tym będącym przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również krótka charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce cieplnej w 2004 roku, podstawowe informacje o badaniu i szczegółowe uwagi metodyczne a także wzór formularza wraz z objaśnieniami. W zestawieniach tabelarycznych pokazano wyniki badań z trzech ostatnich lat zagregowane 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.

Formularz ciepłowniczy za rok 2004 obejmował, podobnie jak latach poprzednich, informacje z zakresu charakterystyki technicznej, ekonomicznej i działalności inwestycyjnej przedsiębiorstw posiadających koncesje na działalność ciepłowniczą. Jego zakres przedmiotowy

został nieco zmieniony i dostosowany do aktualnych potrzeb użytkowników badań. Na przykład, w dziale zawierającym ogólne dane techniczno-ekonomiczne wprowadzono dodatkowe wiersze dotyczące m.in.: wykorzystanej mocy cieplnej oraz produkcji ciepła w pełnym i niepełnym skojarzeniu.

Ocenia się, że działalnością ciepłowniczą w Polsce zajmuje się prawie 9 tys. podmiotów¹⁾. Liczba ta obejmuje przedsiębiorstwa energetyki zawodowej (klasa PKD – 40.10), przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne dostarczające do odbiorców ciepło pochodzące z produkcji własnej i z zakupu (klasa PKD – 40.30) oraz przedsiębiorstwa, dla których produkcja ciepła jest tylko jednym z rodzajów wykonywanej działalności. Ta ostatnia grupa jest najliczniejsza (około 94%) i obejmuje elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc podmioty spoza klas PKD 40.10 i 40.30. Spośród tych przedsiębiorstw tylko około 6% sprzedaje ciepło, pozostałe natomiast zużywają go wyłącznie na potrzeby własne.

Łącznie, z ogólnej liczby podmiotów zajmujących się działalnością ciepłowniczą, prawie 90% zużywa ciepło wyłącznie na zaspokojenie potrzeb własnych, a więc nie dostarcza go do odbiorców. Spośród pozostałych przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, około 75% posiada koncesję Prezesa URE na działalność ciepłowniczą. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – *Prawo energetyczne*²⁾. Obszar regulowany obejmuje około 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz około 97% łącznej sprzedaży ciepła.

W badaniach sektora ciepłowniczego prowadzonych przez Prezesa URE uczestniczą przedsiębiorstwa zajmujące się zarobkową działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło odbiorców zewnętrznych. Są to nie tylko przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, ale również przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe, w których działalność ciepłownicza stanowi zaledwie

1) *Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2003 r.*, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2004.

2) W 2004 r. 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.

ulamek, czasem bardzo niewielki, całej ich działalności gospodarczej. W 2004 r. dane uzyskano od 782 podmiotów tj. od 95% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw w tym roku (w 2003 r. – od 813 tj. 92%, a w 2002 r. – od 849 tj. 95%). Brak informacji od niektórych przedsiębiorstw wynikał z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje w badanych latach zajmowały się w tym czasie koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą.

Już w poprzednim raporcie ciepłowniczym za 2003 r. (*Koncesjonowana energetyka ciepła w 2003 r.*, Biuletyn URE nr 6/2004) sygnalizowany był problem jakości i poprawności danych otrzymywanych od niektórych przedsiębiorstw, zwłaszcza tych „wielobranżowych”. Przedsiębiorstwa te mają trudności z ustalaniem charakterystyk liczbowych odnoszących się tylko do koncesjonowanej działalności ciepłowniczej i wyodrębnianiem ich z całej własnej działalności ciepłowniczej lub całej działalności energetycznej albo, wreszcie, całej własnej działalności gospodarczej.

Mając powyższe na uwadze, jak również to, że przyjęte do analizy kryteria podziału koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych mogą nie spełniać oczekiwań potencjalnych użytkowników wyników badań, w niniejszym artykule, podjęto próbę syntetycznej charakterystyki wybranego względnie jednorodnego zbioru przedsiębiorstw. Spośród badanych przedsiębiorstw posiadających koncesję na działalność ciepłowniczą została wyodrębniona grupa przedsiębiorstw, które można określić mianem „ciepłownictwa zawodowego”. Na podstawie przeglądu pojedynczych podmiotów zaliczone do niej zostały przedsiębiorstwa o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą powyżej 60%, z klasy PKD 40.30. Pozostałe przedsiębiorstwa z tej klasy, o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą mniejszym od 60%, pomimo tego, że posiadały typowo „ciepłowniczy” symbol PKD, nie zostały włączone do grupy ciepłownictwa zawodowego, ponieważ zajmowały się one działalnością ciepłowniczą obok innych rodzajów działalności gospodarczej. Do grupy ciepłownictwa zawodowego zaliczono również przedsiębiorstwa o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą co najmniej 20% z klasy PKD 40.10. Jak się bowiem okazało, były to głównie elektrociepłownie zawodowe.

2. Ogólna charakterystyka ciepłownictwa zawodowego

Struktura i potencjał

W grupie przedsiębiorstw objętych badaniem w 2004 r. i zaliczonych, według powyższego kryterium, do ciepłownictwa zawodowego znalazło się 377 podmiotów, podczas gdy w 2003 r. – 379 a w 2002 r. – 374, co stanowiło odpowiednio 48,2%, 46,6% i 44,1%. Koncesjonowane ciepłownictwo zawodowe było zróżnicowane, podobnie jak cały badany sektor ciepłowniczy, zarówno ze względu na rodzaj wykonywanej działalności ciepłowniczej (przedsiębiorstwa wyłącznie wytwórcze, przesyłowo-dystrybu-

cyjne itp.) jak i formę prawną, formę własności (FW)³⁾ czy wreszcie rozkład terytorialny. Zdecydowana większość przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego to takie, które łączyły wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła – w 2004 roku stanowiły one ponad 68% całego ciepłownictwa zawodowego, przy czym ich liczba systematycznie rosła począwszy od 2002 roku (wzrost o 9,3%). Najmniej liczną grupą były przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie wytwarzaniem ciepła, ich udział wynosił 6,4% w 2004 r. i zmniejszył się od 2002 r. o 1,9 punktu procentowego.

W badanych latach najmniej przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego działało w formie przedsiębiorstw państwowych (w 2002 r. – 1,9%, w 2003 r. – 1,6%, w 2004 r. – 1,1%), najwięcej natomiast było spółek z ograniczoną odpowiedzialnością i spółek akcyjnych. Zdecydowanie dominowały jednak spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, których było ponad 78%, co stanowiło prawie $\frac{2}{3}$ wszystkich spółek z o.o. w zbiorze koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

W 2004 r. przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego w prawie 70% stanowiły własność sektora publicznego, z czego aż 71,4% przedsiębiorstw było w posiadaniu samorządu terytorialnego, a prawie 14,3% było własnością państwową. Pozostałe 30% przedsiębiorstw pozostawało w rękach prywatnych z czego ponad 26% było własnością zagraniczną. Dane pokazują, że obowiązek zapewnienia usług zaopatrzenia w ciepło został przesunięty z poziomu państwa na samorząd terytorialny, który sprawując funkcje właścicielskie aktualnie odpowiada również za kształtowanie warunków sprawnej realizacji usługi dostawy ciepła.

3) *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.

Rozkład terytorialny ciepłownictwa zawodowego był w miarę równomierny. Przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego stanowiły powyżej połowy ogółu koncesjonowanych podmiotów w 9 województwach: warmińsko-mazurskim, lubelskim, mazowieckim, zachodniopomorskim, pomorskim, dolnośląskim, lubuskim, wielkopolskim i małopolskim. Tylko w trzech województwach: kujawsko-pomorskim, podkarpackim i opolskim stanowiły one niespełna $\frac{1}{3}$ takich podmiotów.

Informacje o potencjale przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego znajdują się w tabelach 1 i 2.

W badanych latach ciepłownictwo zawodowe koncentrowało około 62% wszystkich koncesjonowanych źródeł ciepła w kraju oraz ponad 80% krajowej sieci ciepłowniczej. Przy czym udział sieci ciepłowniczej ciepłownictwa zawodowego wzrósł o 3,3 punktu procentowego od 2002 roku.

Ponad 95% przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego posiadało różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło ze zdecydowaną przewagą źródeł mniejszych, a pozostałe przedsiębiorstwa nie zajmowały się ogóle działalnością wytwórczą. Ponad 43% przedsiębiorstw, w badanych latach, dysponowało źródłami, których moc osiągała mieściła się w przedziale od 20 do 100 MW, a około 32% posiadało źródła poniżej 20 MW. Tylko 4% przedsiębiorstw eksploatowało źródła o mocy powyżej 500 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.

Interesujące wydaje się to, że w 2004 roku spółki akcyjne stanowiące niecałe 13% przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego skupiały 52,5% mocy osiągalnej (wzrost o 1,5 punktu procentowego od 2002 roku), natomiast spółki z o.o., których było ponad 78%, dysponowały 44,0% mocy (spadek o 1,3 punktu procentowego od 2002 roku).

Z całego swojego potencjału mocy osiągalnej ciepłownictwo zawodowe wykorzystało w 2004 r. jedynie 79,2%, przy czym w 8 województwach moc wykorzystana stanowiła ponad 80% potencjału mocy osiągalnej, a tylko w województwie lubuskim była zdecydowanie niższa – 68,3%. W 2004 roku moc cieplna wykorzystana w całym ciepłownictwie zawodowym kształtowała się na poziomie 31,1 tys. MW (63,8% mocy wykorzystanej przez wszystkie badane przedsiębiorstwa ciepłownicze), z czego odbiorcy zamówili 29,8 tys. MW, co stanowiło 95,7% mocy wykorzystanej.

W spółkach akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością w sumie skoncentrowane było 96,0% całej sieci ciepłowniczej należącej do ciepłownictwa zawodowego (wzrost o 3,1 punktu procentowego od 2002 r.). Ponad połowa sieci ciepłownictwa zawodowego była własnością samorządów terytorialnych.

Ciepłownictwo zawodowe skupiało prawie 80% zatrudnionych we wszystkich badanych koncesjonowanych przedsiębiorstwach. W 2004 r. zatrudnienie wynosiło 40 931 etatów wobec 43 878 w 2003 r. i 48 157 w 2002 r. Począwszy od 2002 roku we wszystkich województwach obserwowany jest spadek zatrudnienia, największy w wo-

jewództwie mazowieckim (35,5%) i lubuskim (31,8%) a najmniejszy w małopolskim (0,8%).

W 2004 r. najwięcej zatrudnionych w całym ciepłownictwie zawodowym było w przedsiębiorstwach działających w formie spółek akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością – w sumie 94,1% (wzrost o 3,3 punktu procentowego od 2002 roku), co stanowiło aż 74,3% ogólnej liczby pełnozatrudnionych w koncesjonowanym ciepłownictwie.

Przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego, które łączyły trzy rodzaje działalności ciepłowniczej: wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem (20,0% podmiotów) skupiały 44,0% ogółu zatrudnionych w zawodowym ciepłownictwie (spadek o 3 punkty procentowe od 2002 roku). Z kolei przedsiębiorstwa łączące dwa rodzaje działalności: wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła, których było ponad trzy razy więcej (68,4%), zatrudniały 45,0% ogółu zatrudnionych (wzrost o 3,7 punktu).

Przeciętnie w 2004 r. na jedno przedsiębiorstwo ciepłownictwa zawodowego przypadało prawie 109 etatów wobec 67 etatów przypadających na jedno przedsiębiorstwo w całym badanym zbiorze. Dane pokazują, że przeciętne zatrudnienie spadało od 2002 r., zarówno w całym ciepłownictwie (o 5 etatów mniej niż w 2002 r.) jak i w grupie przedsiębiorstw zawodowych (o 20 etatów mniej).

W 2004 roku średni zarobek osoby pełnozatrudnionej w ciepłownictwie zawodowym był wyższy o 5,1% niż w całym koncesjonowanym ciepłownictwie i wynosił odpowiednio 2 586,1 zł/m-c wobec 2 460,3 zł/m-c. Zróżnicowanie wynagrodzeń w ramach wyodrębnionych grup przedsiębiorstw było dość duże. Najlepiej zarabiali zatrudnieni w przedsiębiorstwach będących własnością inwestorów zagranicznych (patrz tabela 3), ponad 40% więcej niż w całej grupie ciepłownictwa zawodowego. Zróżnicowanie obserwuje się również w układzie terytorialnym. W czterech województwach średnie wynagrodzenia w ciepłownictwie zawodowym były większe o około 13-14% od wynagrodzeń w badanym zbiorze koncesjonowanego ciepłownictwa, tj.: opolskim, świętokrzyskim, podlaskim i kujawsko-pomorskim. Tylko w województwie łódzkim zatrudnieni w ciepłownictwie zawodowym zarabiali mniej niż wynosił średni zarobek zatrudnionego w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych tego województwa, odpowiednio 2 377,4 zł/m-c i 2 417,9 zł/m-c.

W latach 2002-2004 ciepłownictwo zawodowe dysponowało ponad $\frac{3}{4}$ całego koncesjonowanego majątku ciepłowniczego. W 2004 roku łączna wartość majątku trwałego brutto przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego wynosiła 28,8 mld zł (wzrost o 6,2% od 2002 r.), zaś wartość netto była ponad połowę mniejsza i wynosiła 12,6 mld zł (spadek o 0,5%). Prawie $\frac{2}{3}$ tego majątku było w dyspozycji spółek akcyjnych, a prawie $\frac{1}{3}$ należała do spółek z ograniczoną odpowiedzialnością. Średnio na jedno przedsiębiorstwo ciepłownictwa zawodowego przypadało w 2004 r. ponad 76 mln zł wartości majątku trwałego brutto (73 mln zł w 2002 r.). W 2004 roku tylko 6 przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego

eksploatowało, oprócz własnego majątku, również majątek dzierżawiony.

Cztery województwa posiadały majątek netto, którego wartość przekraczała 1 mld zł tj.: mazowieckie, śląskie,

dolnośląskie i małopolskie. Najmniejszy majątek ciepłowniczy o wartości ponad 200 mln zł znajdował się w kolejnych czterech województwach: lubuskim, podkarpackim, warmińsko-mazurskim i opolskim.

Tabela 1. Potencjał przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego według województw w latach 2002-2004

Województwo		Liczba przedsiębiorstw	Moc osiągalna	Długość sieci ciepłowniczej	Zatrudnienie	Aktywa trwale netto	Wskaźnik dekapitalizacji majątku
			MW	km	etat	tys. zł	%
Ogółem kraj	2002	849	67 285,4	17 312,5	60 239	16 108 334,0	54,75
	2003	813	65 131,7	17 101,9	55 545	16 336 292,3	54,97
	2004	782	64 358,4	18 073,2	51 802	16 416 303,3	56,31
Ciepłownictwo zawodowe	2002	374	41 581,1	14 334,8	48 157	12 720 809,5	53,12
	2003	379	40 624,3	14 712,8	43 878	13 297 124,2	53,29
	2004	377	39 316,6	15 561,3	40 931	12 651 588,4	56,08
Dolnośląskie	2002	27	3 421,7	1 278,4	3 385	1 479 507,8	49,76
	2003	27	3 282,3	1 274,0	3 087	1 205 310,5	48,74
	2004	28	3 002,8	1 234,3	2 835	1 118 163,9	53,34
Kujawsko-pomorskie	2002	18	2 651,6	889,2	2 799	651 412,2	52,51
	2003	17	2 837,5	970,3	2 791	811 490,8	54,22
	2004	18	2 859,6	994,0	2 624	796 078,6	54,55
Lubelskie	2002	22	1 938,0	552,2	2 663	453 493,4	42,75
	2003	22	1 993,3	582,6	2 376	489 012,2	42,36
	2004	22	1 855,7	818,5	2 372	524 135,5	46,51
Lubuskie	2002	14	956,1	243,0	1 583	338 168,2	33,95
	2003	15	985,9	261,2	1 189	562 568,3	23,03
	2004	15	1 065,5	272,0	1 079	292 019,5	35,94
Łódzkie	2002	22	3 360,0	1 169,5	3 519	794 707,3	62,65
	2003	22	3 235,8	1 176,1	3 071	798 892,9	63,67
	2004	21	3 215,3	1 202,2	3 128	798 869,5	65,03
Małopolskie	2002	18	3 132,1	1 214,2	2 754	777 449,2	50,12
	2003	22	3 329,8	1 262,0	2 915	1 041 897,0	49,96
	2004	23	3 328,4	1 355,5	2 732	1 046 541,1	50,38
Mazowieckie	2002	39	6 909,6	2 435,4	6 632	2 203 476,9	64,82
	2003	42	6 848,4	2 438,5	5 097	2 404 484,8	64,42
	2004	41	6 862,5	2 524,4	4 280	2 315 636,3	65,84
Opolskie	2002	6	802,5	280,0	852	253 371,1	27,82
	2003	6	736,0	310,4	844	258 468,6	34,89
	2004	6	785,8	318,6	824	259 611,4	39,03
Podkarpackie	2002	16	1 508,6	386,5	1 651	494 088,0	42,69
	2003	16	1 125,2	555,8	1 599	317 760,8	40,09
	2004	15	1 076,0	580,7	1 501	272 393,4	62,10
Podlaskie	2002	13	1 172,9	436,1	1 566	442 726,2	55,88
	2003	11	1 148,5	395,6	1 460	425 141,9	58,21
	2004	12	1 170,8	435,2	1 424	414 731,9	60,14
Pomorskie	2002	28	2 342,4	1 005,9	3 294	905 150,6	54,83
	2003	30	2 257,5	970,4	3 188	841 659,3	58,11
	2004	32	2 293,3	1 033,3	2 963	959 872,5	55,32
Śląskie	2002	51	7 685,4	2 177,0	9 041	2 000 085,3	48,69
	2003	50	7 208,6	2 194,2	8 421	2 239 942,9	46,61
	2004	45	6 128,7	2 360,9	7 763	1 919 696,1	51,63
Świętokrzyskie	2002	12	1 010,1	257,7	1 691	308 821,8	24,20
	2003	11	939,5	255,8	1 517	313 658,8	27,86
	2004	11	937,5	273,9	1 420	347 834,0	28,73
Warmińsko-mazurskie	2002	26	1 042,5	455,6	1 830	254 060,0	49,70
	2003	27	1 013,2	453,9	1 776	249 388,0	52,27
	2004	28	1 016,4	481,7	1 698	253 476,6	53,44

Tabela 1. Potencjał przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego według województw w latach 2002-2004 – cd.

Województwo	Liczba przedsiębiorstw	Moc osiągalna	Długość sieci ciepłowniczej	Zatrudnienie	Aktywa trwałe netto	Wskaźnik dekapitalizacji majątku	
		MW	km	etat	tys. zł	%	
Wielkopolskie	2002	32	2 495,6	940,7	2 890	927 133,5	47,86
	2003	33	2 564,0	959,0	2 710	902 970,3	50,95
	2004	32	2 552,4	970,9	2 547	881 919,0	53,67
Zachodniopomorskie	2002	30	1 152,1	613,7	2 007	437 158,0	41,90
	2003	28	1 118,8	653,2	1 835	434 477,1	44,02
	2004	28	1 166,1	705,2	1 740	450 609,1	44,59

Tabela 2. Potencjał przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego według rodzaju działalności^{*)} i formy prawnej w latach 2002-2004

Wyszczególnienie	Liczba przedsiębiorstw	Moc osiągalna	Długość sieci ciepłowniczej	Zatrudnienie	Aktywa trwałe netto	Wskaźnik dekapitalizacji majątku	
		MW	km	etat	tys. zł	%	
Ogółem kraj	2002	849	67 285,4	17 312,5	60 239	16 108 334,0	54,75
	2003	813	65 131,7	17 101,9	55 545	16 336 292,3	54,97
	2004	782	64 358,4	18 073,2	51 802	16 416 303,3	56,31
Ciepłownictwo zawodowe	2002	374	41 581,1	14 334,8	48 157	12 720 809,5	53,12
	2003	379	40 624,3	14 712,8	43 878	13 297 124,2	53,29
	2004	377	39 316,6	15 561,3	40 931	12 651 588,4	56,08
Rodzaj działalności							
WPIDO	2002	88	9 826,2	9 793,2	22 622	6 127 206,6	51,23
	2003	77	8 551,0	9 733,4	19 185	5 654 435,3	55,06
	2004	75	8 244,6	10 019,3	17 964	5 848 195,3	55,02
WPID	2002	236	24 475,8	3 455,5	19 902	4 881 282,6	54,83
	2003	253	25 434,5	3 813,9	19 481	5 391 154,4	53,32
	2004	258	24 915,9	4 168,8	18 397	5 019 840,9	56,86
W	2002	31	7 277,4	29,5	4 021	1 330 862,5	55,56
	2003	28	6 637,4	1,8	3 502	1 824 401,8	47,43
	2004	24	6 154,9	-	2 958	1 354 391,4	58,60
PIDO	2002	19	1,7	1 056,6	1 613	381 457,8	50,40
	2003	21	1,3	1 163,7	1 711	427 132,7	50,61
	2004	20	1,3	1 373,2	1 612	429 160,8	52,14
Forma prawna							
Jednostki samorządu terytorialnego	2002	17	423,9	98,1	639	46 280,0	49,63
	2003	14	287,7	77,6	401	49 397,1	46,96
	2004	15	385,8	117,0	566	61 518,0	53,58
Spółki akcyjne	2002	47	21 224,9	5 311,1	17 974	6 978 355,3	58,56
	2003	46	20 524,5	5 519,0	15 426	7 419 190,9	57,91
	2004	47	20 628,7	6 168,4	15 724	7 426 951,5	60,56
Spółki z o.o.	2002	294	18 825,4	8 003,4	25 733	5 017 384,0	43,11
	2003	299	18 592,0	8 220,5	24 195	5 190 221,5	44,44
	2004	295	17 290,1	8 768,6	22 787	4 938 060,9	47,23
Przedsiębiorstwa państwowe	2002	7	871,2	826,6	3 460	670 180,0	51,01
	2003	6	831,5	806,9	3 326	618 991,4	54,92
	2004	4	503,7	334,9	1 136	168 600,8	57,27
Pozostałe przedsiębiorstwa	2002	9	235,7	95,7	350	8 610,2	29,10
	2003	14	388,5	88,8	531	19 323,3	36,82
	2004	16	508,3	172,4	718	56 457,1	38,12

*) WPIDO – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót; WPID – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję; W – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie; PIDO – przedsiębiorstwa posiadające koncesje na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót.

Tabela 3. Zatrudnienie i wynagrodzenie przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego według formy własności**
w 2004 r.

Forma własności	Liczba przedsiębiorstw	Zatrudnienie	Przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto
		etat	zł/m-c
Ogółem kraj	782	51 802	2 460,3
Ciepłownictwo zawodowe	377	40 931	2 586,1
Sektor publiczny w tym własność:			
Skarbu Państwa	15	6 734	2 795,9
Państwowych osób prawnych	22	3 218	2 541,2
Samorządowa	185	17 603	2 473,1
Mieszana w sektorze publicznym	7	397	2 861,1
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności Skarbu Państwa	5	216	2 278,3
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności państwowych osób prawnych	5	267	3 153,6
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności samorządowej	20	1 468	2 650,1
Sektor prywatny w tym własność:			
Krajowych osób fizycznych	27	862	1 859,3
Prywatna krajowa pozostała	31	1 679	2 541,3
Zagraniczna	10	254	3 659,5
Mieszana w sektorze prywatnym	6	283	2 684,6
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności krajowych osób fizycznych	6	380	2 721,8
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności prywatnej krajowej pozostałej	20	1 503	2 637,1
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności zagranicznej	18	6 067	3 812,8

**) Patrz przypis 3.

Stan majątku ciepłowniczego mierzony wskaźnikiem dekapitalizacji⁴⁾ budzi poważny niepokój. W 2004 r. wskaźnik dekapitalizacji w ciepłownictwie zawodowym pozostawał na podobnym poziomie jak w całym zbiorze badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych i wynosił niewiele ponad 56%. Oczywiście sytuacja była różna w poszczególnych grupach podmiotów niezależnie od kryterium klasyfikacji (patrz tabele 1 i 2). Najlepsze warunki do wykonywania działalności ciepłowniczej miały w badanych latach przedsiębiorstwa z województw: świętokrzyskiego, lubuskiego i opolskiego oraz przedsiębiorstwa, które prowadziły działalność przesyłowo-dystrybucyjną połączoną z obrotem ciepłem.

Analizując stan majątku ciepłownictwa zawodowego warto przyrzeć się również nakładom inwestycyjnym

związanym z modernizacją tego majątku, jego rozwojem oraz nakładom na ochronę środowiska. Z roku na rok wzrastała liczba inwestujących przedsiębiorstw – z 270 w 2002 r. do 277 w 2003 r. i 289 w 2004 r. Ponad 90% przedsiębiorstw nie realizujących żadnych inwestycji to takie, które posiadały źródła wytwórcze do 100 MW.

Nakłady inwestycyjne systematycznie rosły, o 4,2% w 2003 r. i o 14,4% w 2004 r. (tabela 4). Ciepłownictwo zawodowe realizowało 88,2% nakładów ponoszonych w całym koncesjonowanym ciepłownictwie. Nakłady inwestycyjne w 2004 r. wyniosły 1 159,1 mln zł, z czego 43,8% zostało zainwestowane w źródła ciepła a pozostała część w sieci dystrybucyjne. Od 2002 r. nakłady w źródła ciepła wzrosły o 4,7%, podczas gdy inwestycje w sieci dystrybucyjne aż o 33,6%.

W 2004 r. pięć województw: mazowieckie, śląskie, małopolskie, łódzkie i pomorskie poniosło ponad połowę (57,1%) nakładów inwestycyjnych ciepłownictwa zawodowego i były to w przeważającej części nakłady w sieci dystrybucyjne. W czterech województwach – ku-

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

Tabela 4. Inwestycje w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego według rodzaju działalności i formy prawnej w latach 2002-2004

Wyszczególnienie		Liczba przedsiębiorstw, które podały nakłady	Nakłady ogółem	Z tego	
				nakłady związane z wytwarzaniem ciepła	nakłady związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła
tys. zł					
Ogółem kraj	2002	434	1 278 604,9	739 101,0	539 503,9
	2003	425	1 249 569,2	677 070,3	572 498,8
	2004	436	1 314 934,4	643 111,7	671 822,7
Ciepłownictwo zawodowe	2002	270	972 460,9	484 817,1	487 643,8
	2003	277	1 013 686,1	487 852,7	525 833,4
	2004	289	1 159 108,0	507 551,6	651 556,4
Rodzaj działalności					
WPIDO	2002	71	512 052,2	137 068,1	374 984,1
	2003	71	521 465,6	143 251,2	378 214,5
	2004	73	555 325,9	103 626,0	451 699,9
WPID	2002	167	324 629,9	233 024,9	91 605,0
	2003	175	331 346,5	225 464,3	105 882,3
	2004	186	455 965,0	298 895,5	157 069,5
W	2002	15	114 848,2	114 724,2	124,0
	2003	17	119 137,3	119 137,3	-
	2004	14	105 000,1	105 000,1	-
PIDO	2002	17	20 930,7	-	20 930,7
	2003	14	41 736,6	-	41 736,6
	2004	16	42 817,0	30,0	42 787,0
Forma prawna					
Jednostki samorządu terytorialnego	2002	10	5 764,6	4 725,0	1 039,6
	2003	8	1 363,5	324,9	1 038,6
	2004	10	1 849,8	973,6	876,2
Spółki akcyjne	2002	35	475 483,7	257 329,2	218 154,5
	2003	41	462 835,6	254 286,0	208 549,6
	2004	42	596 801,5	280 950,8	315 850,7
Spółki z o.o.	2002	213	457 827,0	219 548,9	238 278,1
	2003	217	508 000,8	226 231,7	281 769,1
	2004	225	534 627,6	210 883,8	323 743,7
Przedsiębiorstwa państwowe	2002	6	31 186,5	2 301,4	28 885,2
	2003	6	36 537,4	3 357,9	33 179,4
	2004	4	14 289,4	4 039,6	10 249,8
Pozostałe przedsiębiorstwa	2002	6	2 199,1	912,7	1 286,5
	2003	5	4 948,8	3 652,1	1 296,7
	2004	8	11 539,7	10 703,9	835,8

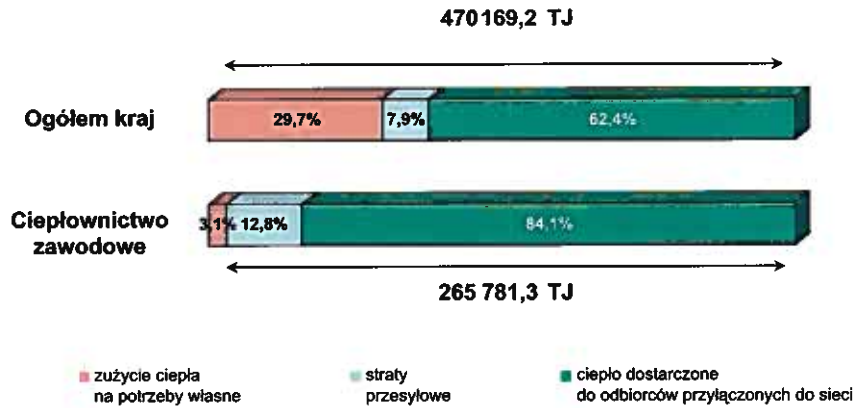
jawsko-pomorskim, łódzkim, wielkopolskim i śląskim odnotowany został spadek inwestycji w porównaniu z rokiem ubiegłym, odpowiednio o: 6,3%, 12,4%, 23,4% 31,2%.

Nakłady inwestycyjne skupione były głównie w spółkach akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością (w sumie 97,6% nakładów ciepłownictwa zawodowego). Bardzo niewielkich inwestycji dokonały przedsiębiorstwa samorządu terytorialnego (0,2% nakładów ciepłownictwa zawodowego), a także przedsiębiorstwa zajmujące się tylko przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem (3,7%). W latach 2002-2004 zawodowe koncesjonowane ciepłownictwo w większym stopniu korzystało ze środków własnych w finansowaniu inwestycji (około 80,0%).

Działalność gospodarcza

W badanych latach 2002-2004, prawie wszystkie przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego zajmowały się wytwarzaniem ciepła. W 2004 roku ciepłownictwo zawodowe, posiadające różnej wielkości źródła ciepła, wytworzyło 265,8 PJ ciepła (spadek o 3,0% w stosunku do 2002 roku), co stanowiło około 57% łącznej produkcji ciepła w całym koncesjonowanym ciepłownictwie. Przy czym do odbiorców przyłączonych do sieci, trafiło 84,1% wyprodukowanego ciepła, tj. o 21,7 punktu procentowego więcej niż w całym koncesjonowanym sektorze ciepłowniczym (patrz rysunek 1). Pozostałe ciepło prawie w całości poszło na pokrycie strat przesyłowych (12,8%).

Rysunek 1. Rozdysonowanie wytworzonego ciepła w 2004 r.



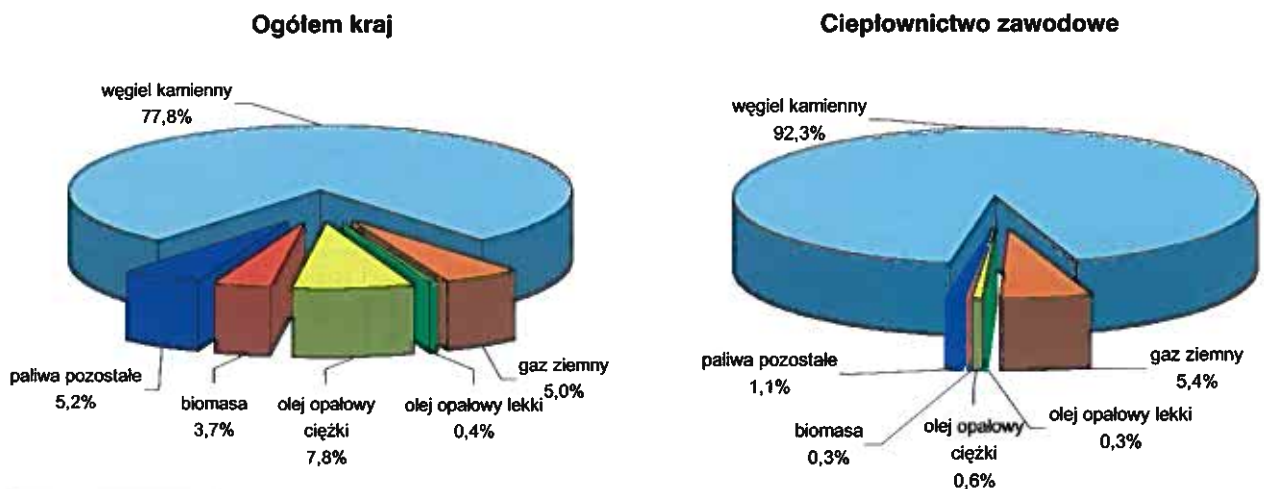
W 2004 roku ponad 57% ciepła wytworzonego przez ciepłownictwo zawodowe zostało wyprodukowane w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej, z czego prawie 92% pochodziło z pełnego skojarzenia⁵⁾. W badanych latach, w produkcji ciepła pozycję lidera miały przedsiębiorstwa łączące wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła. W 2004 r. ich udział ukształtował się na poziomie 64,2% (wzrost o 6 punktów procentowych w stosunku do 2002 r.). Była to jedyna grupa przedsiębiorstw, w której produkcja ciepła systematycznie rosła.

Ciepłownictwo zawodowe do produkcji ciepła używało przede wszystkim węgla kamiennego. Jego udział w wytwarzaniu ciepła w latach 2002-2004 pozostawał na zbliżonym poziomie i wynosił ponad 92%, tj. o około 14 punktów procentowych więcej niż w całym koncesjonowanym ciepłownictwie (patrz rysunek 2). Drugim co do ważności paliwem używanym do produkcji ciepła był gaz ziemny – 5,4%. Pozostałe paliwa odgrywały marginesową rolę. W strukturze produkcji ciepła z poszczególnych paliw nie nastąpiły istotne zmiany w ciągu trzech lat badania. Jedynie udział oleju opałowego ciężkiego uległ znacznemu obniżeniu z 1,9% w 2002 r. do 0,6% w 2004 r.

Przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego, w latach 2002-2004, zrealizowały około 83% całej sprzedaży ciepła w kraju. Wolumen sprzedanego ciepła po wzroście o 3,6% odnotowanym w 2003 roku, zmniejszył się w 2004 roku o 7,4% i wynosił 376,0 PJ. Podobną tendencję zaobserwowano również w całym koncesjonowanym ciepłownictwie – po wzroście o 2,9% w 2003 r., nastąpił spadek o 6,2% w 2004 r. Niewątpliwie wzrost sprzedaży ciepła w 2003 r., zarówno w całym koncesjonowanym ciepłownictwie jak i tylko w ciepłownictwie zawodowym, spowodowany był zwiększeniem całkowitej sprzedaży ciepła w województwie kujawsko-pomorskim o 55,6%⁶⁾ w stosunku do roku 2002.

Zmniejszenie sprzedaży ciepła w 2004 roku zauważalne było we wszystkich grupach przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego niezależnie od kryterium klasyfikacji, poza jednostkami samorządu terytorialnego, gdzie odnotowano wzrost sprzedaży o ponad 48% (tabele 5-7). Przedsiębiorstwa te miały jednak bardzo znikomy udział w sprzedaży realizowanej przez całe ciepłownictwo zawodowe – 0,5%.

Rysunek 2. Struktura zużycia paliw w 2004 r.



5) Produkcja w pełnym skojarzeniu jest to ilość ciepła wyprodukowana w skojarzonych źródłach energii, tj. takich dla których średnia, dla 12 miesięcy 2004 roku, sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie wyniosła co najmniej 70%.

6) Jedno ze znaczących przedsiębiorstw w tym regionie Polski powiększyło swoje moce wytwórcze w 2003 roku o ponad 360 MW na skutek przejęcia majątku ciepłowniczego przedsiębiorstwa przemysłowego, w związku z tym zwiększyło sprzedaż ciepła prawie 24-krotnie w stosunku do roku 2002.

Największy spadek sprzedaży ciepła w 2004 r. w stosunku do 2003 r. odnotowano w województwie śląskim o 14,6% i podkarpackim o 14,3%. Przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego łączące wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją sprzedawały ciepło pochodzące wyłącznie z własnej produkcji. Natomiast w przedsiębiorstwach zajmujących się jeszcze dodatkowo obrotem ponad 80% sprzedawanego ciepła pochodziło z zakupu w obcych źródłach. Wolumen sprzedanego ciepła bezpośrednio ze źródeł po utrzymaniu się na tym samym poziomie w latach 2002 i 2003 obniżył się w 2004 roku o 8,6%. Z kolei wolumen sprzedaży za pomocą sieci po zwiększeniu o 5,7% w 2003 roku, obniżył się o 6,7% w 2004 r.

Bezpośrednio ze źródeł realizowane było 34,6% całej sprzedaży ciepła (spadek o 1,8 punktu procentowego w stosunku do 2002 r.), 65,4% – za pomocą sieci ciepłowniczej (wzrost o 1,8 punktu procentowego), a tylko 0,03% sprzedawanego ciepła była przedmiotem „czystego obrotu”.

Ponad połowa podmiotów ciepłownictwa zawodowego sprzedawała co roku od 100 tys. do 1 mln GJ ciepła, a tylko niespełna 10% miało sprzedaż wyższą od 2 mln GJ (patrz tabela 8). Te ostatnie przedsiębiorstwa były głównymi dostawcami ciepła w kraju – ich sprzedaż stanowiła 56,9% całej sprzedaży ciepła w koncesjonowanym ciepłownictwie. Jedna trzecia wytwórców, ze sprzedażą poniżej 100 tys. GJ, miała stosunkowo mały udział w całkowitej sprzedaży ciepła w ciepłownictwie zawodowym – 1,6%.

Tabela 5. Produkcja, zakup, sprzedaż i ceny ciepła w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego według województw w latach 2002-2004

Województwo		Produkcja ciepła	Zakup ciepła	Sprzedaż ciepła	Średnia cena jednostkowa ciepła
		TJ			zł/GJ
Ogółem kraj	2002	492 467,5	170 461,6	469 355,5	28,37
	2003	490 281,2	170 135,0	482 903,7	28,55
	2004	470 169,2	159 281,0	452 824,5	29,06
Ciepłownictwo zawodowe	2002	274 014,1	159 743,1	392 033,4	29,09
	2003	286 213,7	162 761,0	406 052,1	29,40
	2004	265 781,3	152 520,3	376 005,2	30,00
Dolnośląskie	2002	21 436,1	11 419,3	29 247,7	29,10
	2003	21 360,0	11 784,5	29 453,7	30,18
	2004	19 138,1	11 057,9	26 968,0	30,98
Kujawsko-pomorskie	2002	17 327,7	8 483,8	23 202,6	30,19
	2003	31 342,2	8 618,8	36 096,4	25,23
	2004	31 025,1	7 937,6	34 463,9	25,58
Lubelskie	2002	11 738,7	8 249,0	18 256,0	29,35
	2003	11 803,5	8 083,1	18 128,3	30,08
	2004	10 896,5	7 386,7	16 609,4	30,77
Lubuskie	2002	6 054,1	2 190,6	7 486,4	32,02
	2003	5 926,7	2 783,8	7 933,0	31,70
	2004	5 617,1	3 161,8	7 921,7	31,68
Łódzkie	2002	23 992,8	2 248,0	22 187,3	31,60
	2003	23 824,4	1 952,0	21 769,2	32,54
	2004	23 171,6	1 702,7	20 686,0	33,01
Małopolskie	2002	19 045,5	11 805,9	27 511,3	26,26
	2003	19 979,0	12 370,7	28 828,9	26,91
	2004	18 989,7	11 346,6	27 161,3	27,74
Mazowieckie	2002	55 187,9	46 035,2	94 745,9	27,09
	2003	55 998,0	46 775,8	96 006,0	27,84
	2004	52 737,4	43 826,8	89 987,5	28,35
Opolskie	2002	4 527,6	492,7	4 479,4	36,64
	2003	4 649,2	524,7	4 593,8	37,08
	2004	4 370,0	506,2	4 269,5	37,96
Podkarpackie	2002	9 000,8	2 111,2	10 251,1	28,00
	2003	7 123,8	4 836,1	10 907,5	31,24
	2004	5 930,6	4 379,9	9 344,9	31,41
Podlaskie	2002	8 832,1	4 945,2	12 631,7	29,04
	2003	8 687,0	4 500,7	12 100,1	29,64
	2004	8 173,9	4 278,5	11 296,8	30,27
Pomorskie	2002	19 890,5	12 304,1	29 140,1	29,30
	2003	19 604,7	12 086,9	28 670,5	30,56
	2004	18 964,7	11 555,5	27 462,0	31,01
Śląskie	2002	41 066,3	28 958,7	62 106,7	28,63
	2003	40 313,5	28 614,3	61 672,6	29,04
	2004	33 164,5	26 659,8	52 669,2	30,09

Tabela 5. Produkcja, zakup, sprzedaż i ceny ciepła w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego według województw w latach 2002-2004 – cd.

Województwo		Produkcja ciepła	Zakup ciepła	Sprzedaż ciepła	Średnia cena jednostkowa ciepła
		TJ			z/GJ
Świętokrzyskie	2002	5 587,2	1 854,1	6 825,5	33,30
	2003	5 423,2	1 903,2	6 748,3	33,46
	2004	5 032,2	1 746,9	6 197,5	34,52
Warmińsko-mazurskie	2002	7 718,2	3 583,0	10 203,3	30,57
	2003	7 639,5	3 164,9	9 735,8	31,44
	2004	7 406,8	3 073,7	9 435,1	31,58
Wielkopolskie	2002	15 069,9	9 686,5	22 532,6	30,93
	2003	15 365,2	9 630,5	22 570,7	31,66
	2004	14 432,6	9 068,4	21 397,4	32,23
Zachodniopomorskie	2002	7 538,8	5 375,6	11 225,8	35,83
	2003	7 173,9	5 131,0	10 837,3	37,14
	2004	6 730,4	4 831,5	10 135,0	37,44

Tabela 6. Produkcja, zakup, sprzedaż i ceny ciepła w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego według rodzaju działalności i formy prawnej w latach 2002-2004

Wyszczególnienie		Produkcja ciepła	Zakup ciepła	Sprzedaż ciepła	Średnia cena jednostkowa ciepła
		TJ			z/GJ
Ogółem kraj	2002	492 467,5	170 461,6	469 355,5	28,37
	2003	490 281,2	170 135,0	482 903,7	28,55
	2004	470 169,2	159 281,0	452 824,5	29,06
Ciepłownictwo zawodowe	2002	274 014,1	159 743,1	392 033,4	29,09
	2003	286 213,7	162 761,0	406 052,1	29,40
	2004	265 781,3	152 520,3	376 005,2	30,00
Rodzaj działalności					
WPIDO	2002	64 013,9	143 269,6	181 726,8	33,38
	2003	57 222,0	144 825,2	177 901,7	34,24
	2004	52 700,1	136 036,3	164 217,1	35,08
WPID	2002	159 439,3	-	146 820,3	26,03
	2003	180 926,9	22,0	165 878,9	26,02
	2004	170 758,2	-	156 391,3	26,42
W	2002	50 546,9	3,5	49 170,3	21,48
	2003	48 056,9	-	46 672,1	21,96
	2004	42 315,7	-	41 078,7	22,33
PIDO	2002	13,9	16 469,9	14 315,9	32,26
	2003	8,0	17 913,9	15 599,4	32,41
	2004	7,4	16 484,0	14 318,0	32,90
Forma prawna					
Jednostki samorządu terytorialnego	2002	1 643,0	317,1	1 742,3	37,42
	2003	1 138,2	331,0	1 305,4	35,25
	2004	1 891,7	286,4	1 933,8	32,97
Spółki akcyjne	2002	156 845,4	73 913,2	214 946,8	26,49
	2003	159 683,4	75 475,3	218 613,6	27,22
	2004	151 117,5	82 702,3	215 830,2	28,12
Spółki z o.o.	2002	109 443,3	69 774,7	156 316,7	32,05
	2003	118 984,7	71 435,4	166 929,9	31,67
	2004	107 209,4	67 304,0	151 582,3	32,40
Przedsiębiorstwa państwowe	2002	4 576,6	15 738,1	17 673,5	33,43
	2003	4 331,7	15 519,4	17 385,6	34,03
	2004	2 509,3	2 198,0	4 080,0	36,40
Pozostałe przedsiębiorstwa	2002	1 505,8	-	1 354,0	32,73
	2003	2 075,7	-	1 817,6	35,31
	2004	3 053,4	29,6	2 578,8	34,57

Tabela 7. Produkcja, zakup, sprzedaż i ceny ciepła w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego według formy własności w 2004 r.

Forma własności	Produkcja ciepła	Zakup ciepła	Sprzedaż ciepła	Średnia cena jednostkowa ciepła zł/GJ
	TJ			
Ogółem kraj	470 169,2	159 281,0	452 824,5	29,06
Ciepłownictwo zawodowe	265 781,3	152 520,3	376 005,2	30,00
<i>Sektor publiczny</i>				
w tym własność:				
Skarbu Państwa	43 192,1	14 135,3	50 382,6	29,54
Państwowych osób prawnych	19 855,4	2 296,5	20 233,5	27,39
Samorządowa	52 494,0	90 358,3	124 920,3	34,98
Mieszana w sektorze publicznym	1 757,7	783,0	2 137,8	33,94
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności Skarbu Państwa	345,6	1 177,5	1 322,4	37,32
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności państwowych osób prawnych	1 625,8	376,4	1 530,4	32,07
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora publicznego, w tym z przewagą własności samorządowej	4 747,6	12 386,0	14 986,9	35,11
<i>Sektor prywatny</i>				
w tym własność:				
Krajowych osób fizycznych	5 214,5	-	4 693,0	29,03
Prywatna krajowa pozostała	26 864,2	3 466,6	26 162,9	21,73
Zagraniczna	2 805,6	-	2 549,5	35,17
Mieszana w sektorze prywatnym	1 403,7	2 184,2	3 129,8	37,08
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności krajowych osób fizycznych	2 210,5	-	2 026,5	28,60
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności prywatnej krajowej pozostałej	9 158,8	2 003,6	9 973,8	30,69
Mieszana między sektorami z przewagą własności sektora prywatnego, w tym z przewagą własności zagranicznej	94 105,6	23 353,1	111 955,9	25,88

Tabela 8. Sprzedaż ciepła w latach 2002-2004

Roczna sprzedaż ciepła (GJ)	2002		2003		2004	
	liczba przedsiębiorstw	GJ	liczba przedsiębiorstw	GJ	liczba przedsiębiorstw	GJ
Ogółem kraj	849	469 355 471,2	813	482 903 703,7	782	452 824 485,3
Ciepłownictwo zawodowe	374	392 033 390,7	379	406 052 050,7	377	376 005 171,0
100 tys. i poniżej	93	4 628 852,3	98	4 959 032,0	112	5 867 629,3
100 tys. – 1 mln	208	71 125 322,5	205	67 998 844,7	197	66 531 003,3
1 – 2 mln	30	42 306 196,1	31	42 269 677,1	31	46 092 645,8
Powyżej 2 mln	43	273 973 019,8	45	290 824 496,9	37	257 513 892,5

Działalność koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego w zakresie zaopatrzenia w ciepło umożliwiła im uzyskanie w 2004 r. przychodu na poziomie 11 743,5 mln zł, co stanowiło 85,7% całkowitych przychodów koncesjonowanych przedsiębiorstw biorących udział w badaniu. Podstawowymi elementami, które kreują wielkość przychodu w przedsiębiorstwach ciepłowniczych są: wielkość sprzedaży ciepła, która zależy m.in. od potrzeb cieplnych odbiorców na obszarze

działania danego przedsiębiorstwa oraz zewnętrznych warunków atmosferycznych, jak również cena. W 2004 roku osiągnięte przychody były mniejsze o 4,3% w stosunku do roku poprzedniego, przy czym największy udział miały przychody z wytwarzania – 50,7%; podczas gdy przychody z obrotu – 27,0% a z przesyłania i dystrybucji – 22,3%. W badanych latach udział przychodów ze sprzedaży w całkowitych przychodach z działalności zawodowego ciepłownictwa stanowił około 97%. Przychody ciepłow-

nictwa zawodowego generowały przede wszystkim spółki akcyjne i spółki z ograniczoną odpowiedzialnością oraz przedsiębiorstwa łączące wytwarzanie ciepła z przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem.

Rok 2004 był kolejnym, w którym przychody uzyskane przez przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego umożliwiły w pełni pokrycie poniesionych kosztów. Można stwierdzić zatem, że utrwała się tendencja do uzyskiwania korzystnych wyników finansowych w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego.

W latach 2002 i 2003 udział kosztów zmiennych w kosztach ogółem działalności ciepłownictwa zawodowego utrzymywał się na tym samym poziomie – około 51%, a udział kosztów stałych – około 44%, natomiast inne koszty, tj.: pozostałe koszty operacyjne, straty nadzwyczajne i koszty finansowe stanowiły około 5%. Niewielkie zmiany nastąpiły w 2004 roku, w którym udział kosztów zmiennych zmniejszył się do 50,0%, obniżeniu uległ również udział innych kosztów do 4,3%, natomiast zwiększył się udział kosztów stałych (o prawie 2 punkty procentowe).

Struktura kosztów w ciepłownictwie zawodowym nieznacznie różniła się od struktury kosztów całego badanego zbioru przedsiębiorstw zajmujących się działalnością związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło. Z punktu widzenia najbardziej znaczących pozycji kosztów, a więc kosztów paliwa technologicznego, wynagrodzeń oraz kosztów amortyzacji, udział tych dwóch ostatnich był na takim samym poziomie, natomiast udział paliwa technologicznego w kosztach ogółem ciepłownictwa zawodowego był w 2004 r., o 2,3 punkty procentowe mniejszy niż w całym badanym zbiorze. W 2004 r. udział kosztów paliwa technologicznego, wynagrodzeń oraz kosztów amortyzacji w kosztach ogółem ciepłownictwa zawodowego wynosił odpowiednio: 23,7% (wzrost o 2,9 punktu procentowego od 2002 r.), 15,0% (wzrost o 2,0 punktu) i 10,3% (wzrost o 0,4 punktu).

Wynik finansowy brutto ciepłownictwa zawodowego kształtował się na wyższym poziomie niż wynik finansowy całego badanego zbioru przedsiębiorstw (patrz tabela 9), chociaż różnica ta wyraźnie zmniejszyła się w ciągu badanych lat – ze 109,7 mln zł w 2002 r. do 8,4 mln zł w 2004 r. Była ona szczególnie widoczna w 2002 roku, gdy przy

ujemnym wyniku całego koncesjonowanego ciepłownictwa (- 76,9 mln zł) grupa przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego osiągnęła dodatni wynik finansowy (+ 32,8 mln zł). Już 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.

Wynik finansowy ciepłownictwa zawodowego wzrósł z poziomu 32,8 mld zł w 2002 r. do 213,5 mld zł w 2004 r. Na jego wysokość miał wpływ wynik wypracowany głównie przez 47 spółek akcyjnych, które stanowiły niecałe 13% podmiotów ciepłownictwa zawodowego.

Analizując wyniki finansowe w poszczególnych województwach należy mieć na uwadze to, że najmniej korzystna sytuacja występowała w przedsiębiorstwach województwa śląskiego. Jedynie w dwóch województwach, w latach 2002-2004 obserwowana była wyraźna poprawa wyniku finansowego osiąganego przez ciepłownictwo zawodowe, tj. w mazowieckim i dolnośląskim.

Dane zebrane w latach 2002-2004 pokazują, że wykonywanie przez przedsiębiorstwa tylko działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem nie pozwalało na osiągnięcie przychodów, które w pełni umożliwiały pokrycie poniesionych kosztów. Grupa przedsiębiorstw posiadających koncesje tylko na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem w ciągu trzech lat badania osiągała ujemne wyniki finansowe. Prowadzenie działalności wytwórczej było zdecydowanie bardziej opłacalne.

Średnia rentowność w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego w 2004 r. wyniosła 1,82% wobec 1,96% w 2003 r. i 0,28% w 2002 r. Miała ona decydujący wpływ na wysokość krajowego wskaźnika rentowności (również na jego poprawę w 2003 r. w stosunku do roku 2002). Wskaźnik rentowności w ciepłownictwie zawodowym w badanych latach przewyższał istotnie (o 0,8 punktu procentowego w 2002 r., o 0,6 punktu w 2003 r. i o 0,3 punktu w 2004 r.) ogólnokrajowy.

Rysunek 3. Rentowność i średnia jednoskładnikowa cena ciepła według województw w 2004 r.

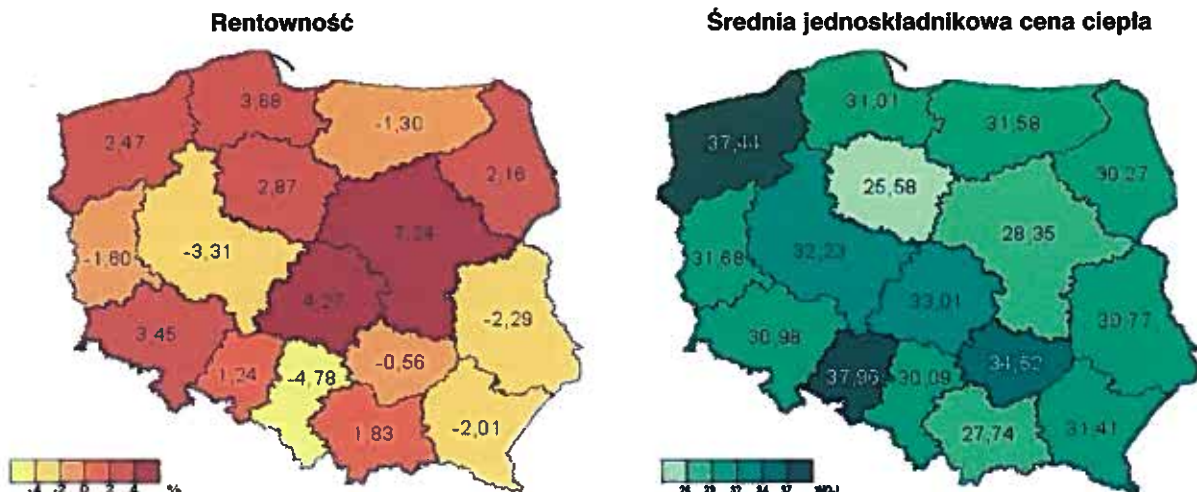


Tabela 9. Wynik finansowy brutto według rodzaju działalności i formy prawnej w latach 2002-2004

Wyszczególnienie		Przychody ze sprzedaży	Koszty prowadzenia działalności ciepłowniczej	Wynik na sprzedaży	Pozostałe przychody (operacyjne, finansowe, zyski nadzwyczajne)	Pozostałe koszty (operacyjne, finansowe, straty nadzwyczajne)	Wynik brutto
Ogółem kraj	2002	13 323 578,1	13 116 165,9	207 412,1	400 907,7	685 276,6	-76 956,8
	2003	13 785 813,3	13 298 425,5	487 387,8	373 880,9	664 368,8	196 900,0
	2004	13 159 445,3	12 917 869,8	241 575,5	550 034,0	586 544,1	205 065,5
Ciepłownictwo zawodowe	2002	11 410 299,2	11 164 469,9	245 829,3	366 807,7	579 855,6	32 781,4
	2003	11 939 289,7	11 467 126,0	472 163,8	331 560,9	563 348,7	240 375,9
	2004	11 281 498,8	11 036 323,7	245 175,2	461 975,2	493 658,9	213 491,5
Rodzaj działalności							
WPIDO	2002	6 069 594,4	5 985 881,3	83 713,1	270 264,6	360 730,6	-6 752,9
	2003	6 092 096,3	5 843 527,7	248 568,6	217 488,2	358 999,8	107 057,1
	2004	5 761 481,6	5 684 561,9	76 919,8	277 713,2	281 751,4	72 881,5
WPID	2002	3 822 367,2	3 730 853,7	91 513,5	76 107,6	159 571,8	8 049,3
	2003	4 316 716,2	4 164 894,7	151 821,4	87 145,5	165 538,6	73 428,3
	2004	4 131 487,4	3 979 917,3	151 570,0	150 916,2	176 920,6	125 565,7
W	2002	1 056 351,4	979 889,8	76 461,6	14 023,7	51 890,9	38 594,4
	2003	1 024 876,8	949 130,4	75 746,5	19 038,4	29 890,3	64 894,6
	2004	917 425,6	889 454,4	27 971,2	26 953,0	29 812,1	25 112,1
PIDO	2002	461 986,2	467 845,1	-5 859,0	6 411,8	7 662,3	-7 109,5
	2003	505 600,4	509 573,2	-3 972,7	7 888,7	8 920,1	-5 004,1
	2004	471 104,3	482 390,1	-11 285,8	6 392,9	5 174,8	-10 067,8
Forma prawna							
Jednostki samorządu terytorialnego	2002	65 201,7	66 322,5	-1 120,8	1 774,8	1 458,7	-804,8
	2003	46 014,6	47 815,5	-1 800,9	2 796,4	1 337,3	-341,8
	2004	63 757,6	67 283,9	-3 526,3	4 497,7	3 509,1	-2 537,6
Spółki akcyjne	2002	5 697 607,0	5 436 564,7	261 042,3	168 322,3	343 270,0	86 094,6
	2003	5 950 454,1	5 571 482,6	378 971,6	164 914,8	297 309,7	246 576,6
	2004	6 068 562,1	5 800 749,5	267 812,6	287 942,6	299 152,6	256 602,6
Spółki z o.o.	2002	5 012 265,8	5 015 233,9	-2 968,1	172 492,0	196 713,6	-27 189,6
	2003	5 287 091,5	5 186 184,8	100 906,8	142 798,1	219 408,5	24 296,3
	2004	4 911 503,6	4 919 699,3	-8 195,6	162 775,1	177 622,3	-23 042,9
Przedsiębiorstwa państwowe	2002	590 910,8	603 909,7	-12 998,9	24 142,7	37 297,2	-26 153,3
	2003	591 560,7	596 945,4	-5 384,7	20 902,3	44 287,1	-28 769,5
	2004	148 527,2	154 488,4	-5 961,2	5 176,6	11 633,7	-12 418,2
Pozostałe przedsiębiorstwa	2002	44 313,9	42 439,2	1 874,7	75,9	1 116,1	834,5
	2003	64 168,8	64 697,8	-529,0	149,4	1 006,1	-1 385,7
	2004	89 148,3	94 102,6	-4 954,4	1 583,1	1 741,2	-5 112,4

Stosunkowo duży wpływ na sytuację finansową w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego miał wolumen sprzedawanego ciepła oraz jego ceny. Obserwuje się, że wraz ze wzrostem ilości sprzedawanego ciepła spada cena a rośnie wskaźnik rentowności.

Przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego w 2004 roku sprzedawały ciepło nieco drożej niż pozostałe koncesjonowane przedsiębiorstwa, średnio po 30,00 zł/GJ, przy średniej jednoskładnikowej cenie w Polsce kształtującej się na poziomie 29,06 zł/GJ. W większości grup przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego, niezależnie od kryterium klasyfikacji, średnie jednoskładnikowe ceny ciepła w każdym z trzech badanych lat były wyższe od cen

w całym koncesjonowanym ciepłownictwie. W koncesjonowanym zbiorze przedsiębiorstw prowadzących komercyjną działalność ciepłowniczą było wiele przedsiębiorstw przemysłowych, dla których sprzedawane ciepło stanowiło zazwyczaj nadwyżkę ciepła wyprodukowanego i używanego na zaspokojenie potrzeb własnych.

Warto zwrócić uwagę, że wśród przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego najwyższą jednoskładnikową cenę uzyskiwały te, które zajmowały się jednocześnie wytwarzaniem ciepła, jego przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła w tych przedsiębiorstwach w 2004 r. ukształtowała się na poziomie 35,08 zł/GJ i była wyższa w stosunku do roku ubiegłego

go o 2,5% i o 16,9% w stosunku do średniej ceny w całym ciepłownictwie zawodowym. Stosunkowo wysokie średnie jednoskładnikowe ceny ciepła stosowały również przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem (32,90 zł/GJ w 2004 r.).

Porównanie kształtowania się cen ze względu na wielkość sprzedaży, w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego, potwierdza tezę o występowaniu efektu skali – im większa sprzedaż tym niższa cena (patrz tabela 10). Różnica między średnią ceną ciepła w przedsiębiorstwach sprzedających najmniejsze jego ilości (poniżej 100 tys. GJ), a ceną w przedsiębiorstwach, których wolumen sprzedaży przekraczał 2 mln GJ, była istotna i przekroczyła w trzech badanych latach 40%.

Tabela 10. Średnie jednoskładnikowe ceny ciepła w ciepłownictwie zawodowym według wielkości sprzedaży w latach 2002-2004 (w zł/GJ)

Lata	Roczna sprzedaż ciepła (GJ)				
	ogółem	100 tys. i poniżej	100 tys. – 1 mln	1 – 2 mln	powyżej 2 mln
2002	29,09	39,83	32,34	30,50	27,85
2003	29,40	40,43	33,35	31,07	28,05
2004	30,00	40,76	33,87	30,93	28,59

Potwierdzeniem tej tezy jest analiza cen stosowanych przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w formie spółek akcyjnych. Przedsiębiorstwa te sprzedawały w 2004 r. 57,4% całej sprzedaży ciepła realizowanej przez ciepłownictwo zawodowe po średnich cenach kształtujących się na poziomie 28,12 zł/GJ. Najwyższą cenę zanotowano w przedsiębiorstwach państwowych (36,40 zł/GJ w 2004 r.). Również w tej grupie zaobserwowano największy wzrost cen (o 6,9% w stosunku do 2003 r.).

3. Efektywność ciepłownictwa zawodowego

Od kilku lat podejmowana jest próba oceny efektów regulacji w ciepłownictwie m.in. za pomocą mierników efektywności jego działalności gospodarczej. Wydaje się bowiem, że mierniki te pozwalają uchwycić poziom racjonalności i skuteczności realizacji celów ekonomicznych i wykorzystania zasobów oraz sprawności gospodarowania w dziedzinie energetyki cieplnej. Korzystne kształtowanie się tych zjawisk stanowi zaś jedno z podstawowych zadań regulacji.

W bieżącym roku URE dysponuje już danymi o wartościach kilkunastu tego rodzaju mierników z trzech lat: 2002, 2003 i 2004, uzyskanych za pomocą identycznej metody i na podstawie w pełni porównywalnych informacji źródłowych. Ich definicje i sposób obliczenia przedstawiony został m.in. w Aneksie do publikacji „Energetyka cieplna w liczbach – 2004”, opublikowanej w lipcu br. W niniejszym opracowaniu analizę efektywności ograniczono do przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego, stanowiących około połowy podmiotów gospodarczych posiadających ważną koncesję Prezesa URE, lecz realizujących na rynku ponad 85% obrotów koncesjonowanego ciepłownictwa.

Porównanie wskaźników reprezentujących mierniki efektywności koncesjonowanego ciepłownictwa oraz grupy przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego jest możliwe na podstawie danych zamieszczonych w tabeli 11. Porównanie to zostało ograniczone do roku 2004.

Tabela 11. Wskaźniki efektywnościowe ciepłownictwa zawodowego na tle koncesjonowanego ciepłownictwa w 2004 r.

Wskaźnik	Przedsiębiorstwa koncesjonowane	W tym: zawodowe
Sprawność wytwarzania	85,2	86,8
Sprawność przesyłania	88,1	87,9
Intensywność emisji CO ₂	115,1	114,3
Intensywność emisji SO ₂	0,52	0,49
Intensywność emisji NO _x	0,18	0,19
Intensywność emisji pyłów	0,13	0,14
Wydajność pracy	277,4	275,6
Produktywność majątku trwałego	0,89	0,89
Całkowity koszt jednostkowy	29,8	30,7
Koszt jednostkowy stały	8 681	8 982
Koszt jednostkowy zmienny	15,1	15,3
Rentowność	1,5	1,82
Cena (jednoskładnikowa)	29,06	30,0
Reprodukcja majątku trwałego	0,92	0,97
Pokrycie inwestycji środkami własnymi	80,2	80,0
Całkowite zadłużenie	0,3	0,29
Płynność	0,66	0,66

Z danych tych wylania się duże podobieństwo obu zbiorów. Przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego odzwierciedlają w pełni większość charakterystyk efektywnościowych koncesjonowanego ciepłownictwa. Są na tle całego podsektora nieco sprawniejsze w wytwarzaniu ciepła i mniej uciążliwe dla środowiska oraz nieco mniej sprawne w przesyłaniu. Różnice są jednak znikome. Podobnie z efektywnością wykorzystania pracy ludzkiej i majątku, rentownością, jak również z działalnością rozwojową oraz sytuacją finansową. Mają jednak wyraźnie wyższe koszty wytwarzania (zarówno stałe jak i zmienne) oraz uzyskują wyższe ceny.

Z tego porównania płynie też inny wniosek. O cechach efektywnościowych koncesjonowanej działalności ciepłowniczej decydują cechy zawodowej energetyki cieplnej. Natomiast zbiór przedsiębiorstw mających koncesję Prezesa URE na działalność ciepłowniczą i stanowiący dopełnienie do zbioru przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego wykazuje, czego w niniejszym opracowaniu nie zilustrowano danymi statystycznymi, wiele cech (w tym wyrażających się w wartościach rozważanych mierników) daleko odbiegających od typowych dla całego podsektora. Wiele z tych różnic nie wynika jednak, jak się wydaje, z rzeczywistej odmienności procesów technologicznych i ekonomicznych, lecz ze sposobu ich

rejestracji w przedsiębiorstwach, w których działalność ciepłownicza ma charakter marginesowy a służące jej zasoby i środki lub wynikające z niej koszty i efekty nie są ściśle lub prawidłowo wyodrębniane.

Tabela 12 zawiera podstawowe dane o wybranych miernikach efektywnościowych dla wyżej wspomnianego zbioru podmiotów ciepłownictwa zawodowego, o ich wartościach średnich i przeciętnym zróżnicowaniu. Odpowiednie wskaźniki zostały podzielone na cztery grupy.

W grupie wskaźników technicznych obserwuje się stałą i wyraźną poprawę sprawności wytwarzania (łącznie w latach 2002-2004 o 11,6%), oraz niejednoznaczną tendencję, jeśli chodzi o sprawność przesyłania (po nieznacznej poprawie w 2003 r., niewielkie pogorszenie w następnym roku). Ze wskaźników nieujętych w tym zestawieniu, warto zauważyć korzystne zmiany dotyczące emisji spalin (i pyłów). W 2003 r. wystąpiło znaczne obniżenie ich wartości, zwłaszcza w przypadku dwutlenku siarki (o ponad jedną trzecią), a w ubiegłym roku ów niski poziom został w zasadzie utrzymany. Pod tym względem zmiany są wyraźnie korzystniejsze niż w pozostałych przedsiębiorstwach mających koncesję na działalność ciepłowniczą.

W grupie wskaźników ekonomicznych zmiany w okresie 2002-2004 mają bardziej różnorodny charakter. Systematycznie rośnie wydajność pracy; łącznie zwiększyła się o 16,4%, chociaż głównie dzięki poprawie w 2003 r. Natomiast produktywność majątku trwałego po początkowej stabilizacji, nieznacznie (o 1%) spadła w 2004 r. Mimo zatem mało wyraźnego trendu, efektywność wykorzystania podstawowych czynników produkcji w badanym okresie nie budzi obaw. Rentowność w całym okresie była dodatnia, przy czym w 2004 r. wyraźnie wyższa aniżeli dwa lata wcześniej, pomimo nieznacznej obniżki w ubiegłym roku. Wskaźnikowi rentowności,

ze względu na jego szczególne cechy w zawodowej energetyce ciepłej, zostanie poświęcone więcej miejsca w dalszej części artykułu. Z roku na rok następuje wzrost średniej jednoskładnikowej ceny realizowanej przez zawodową energetykę ciepłą, odpowiednio o: 1,0% i 2,0%. W 2003 r. ta tendencja wystąpiła w sytuacji spadku (o 1,3%), a w 2004 r. w sytuacji wzrostu (o 3,7%) całkowitego kosztu jednostkowego. Na podwyższenie kosztów działalności ciepłowniczej w badanej grupie przedsiębiorstw ma wpływ przede wszystkim systematyczny i dość znaczny (średnio o 4% w skali roku) wzrost jednostkowego kosztu stałego.

W grupie wskaźników finansowych trend jest jasny: poziom zadłużenia w stosunku do własnych aktywów ulega stalemu i wyraźnemu zmniejszeniu, natomiast płynność systematycznie kurczy się, przy czym należności krótkoterminowe są nie tylko mniejsze od zobowiązań krótkoterminowych, ale też z upływem czasu coraz mniejsze. Wreszcie, w grupie wskaźników rozwojowych tendencja nie tylko wydaje się jednoznaczna, ale też zarazem korzystna. Świadczy o tym zwłaszcza poprawa wskaźnika reprodukcji majątku; z roku na rok (a zwłaszcza w 2004 r.) rośnie stosunek nakładów inwestycyjnych do zamortyzowanej wartości majątku trwałego. W ubiegłym roku wskaźnik ten zbliżył się do jedności, czyli proggu niezbędnego (minimalnego) z punktu widzenia przesłanek rozwojowych. Zarazem systematycznie, choć nieznacznie podnosi się udział środków własnych przedsiębiorstw w finansowaniu inwestycji.

Dyspersja wartości mierników efektywnościowych jest bardzo niewielka (współczynnik zmienności poniżej 0,5) dla sprawności wytwarzania i przesyłania, kosztów jednostkowych oraz ceny, umiarkowana (od 0,5 do 1,0) dla wydajności pracy, pokrycia inwestycji środkami własnymi oraz płynności, duża (od 1,0 do 2,0) dla całkowitego zadłużenia, natomiast bardzo duża (powyżej 2,0)

Tabela 12. Wskaźniki efektywnościowe przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego: średnie arytmetyczne i współczynniki zmienności w latach 2002-2004

Wskaźnik	Średnia			Współczynnik zmienności		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
„techniczny”						
Sprawność wytwarzania	77,8	83,7	86,8	0,22	0,22	0,24
Sprawność przesyłania	88,1	88,6	87,9	0,29	0,29	0,27
„ekonomiczny”						
Wydajność pracy	236,8	272,1	275,6	0,63	0,75	0,83
Produktywność majątku trwałego	0,90	0,90	0,89	2,27	2,74	4,65
Całkowity koszt jednostkowy	30,0	29,6	30,7	0,28	0,28	0,29
Koszt jednostkowy stały	8 321	8 737	8 982	0,33	0,28	0,27
Koszt jednostkowy zmienny	15,3	15,1	15,3	0,30	0,29	0,30
Rentowność	0,28	1,96	1,82	41,01	4,39	5,22
Cena (jednoskładnikowa)	29,09	29,40	30,00	0,24	0,24	0,24
„finansowy”						
Całkowite zadłużenie	0,33	0,31	0,29	1,00	1,35	1,35
Płynność	0,76	0,72	0,66	0,54	0,77	1,68
„rozwojowy”						
Reprodukcja majątku trwałego	0,84	0,85	0,97	6,53	4,95	6,65
Pokrycie inwestycji środkami własnymi	78,2	78,9	80,0	0,48	0,40	0,41

dla produktywności majątku trwałego, rentowności i reprodukcji majątku trwałego. Generalnie świadczy to silnym zróżnicowaniu efektywności działalności zawodowej energetyki ciepłej. Co więcej, w przypadku wielu wskaźników w latach 2002-2004 wystąpił wzrost dyspersji, co w szczególnym stopniu dotyczy produktywności majątku i płynności. Prezentowane wartości współczynników zmienności nasuwają spostrzeżenie, które może okazać się pożyteczne z punktu widzenia celów i instrumentów regulacji. Otóż, przy na ogół wysokiej dyspersji rentowności oraz efektywności gospodarowania majątkiem trwałym, środkami finansowymi, a nawet do pewnego stopnia zasobami pracy występuje bardzo małe zróżnicowanie kosztów jednostkowych i cen. Czyżby to nie sposób gospodarowania zasobami ale raczej zasady stanowienia cen, wyrażające się w silnej zależności ceny od „uzasadnionego” kosztu, w powiązaniu ze sztywnością cen (nie tylko ciepła, ale też surowców energetycznych), miały decydujący wpływ na rentowność?

Warto przyrzeć się, wobec tego, obecnie głównej linii podziału przedsiębiorstw badanego zbioru z punktu widzenia różnic efektywnościowych, tj. podziału według stopnia zaangażowania w działalność ciepłowniczą. W tabeli 13 zostały wyróżnione dwie grupy podmiotów: o WZDE od 20 do 69% oraz o WZDE od 70 do 100%. Do pierwszej grupy wchodzi wyłącznie nieduża liczba wielkich przedsiębiorstw energetycznych, w tym produkujących ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną, a do drugiej w większości ciepłownie, w tym liczne małe zakłady o zasięgu lokalnym czy osiedlowym. Druga grupa charakteryzuje się systematycznie mniejszą sprawnością wytwarzania, większą uciążliwością dla środowiska,

znacznie niższą wydajnością pracy, wyższą produktywnością majątku trwałego, znacznie wyższym kosztem jednostkowym, dużo niższą rentownością oraz istotnie wyższym poziomem cen. Niska efektywność przedsiębiorstw w tej grupie jest kompensowana przez wysoką cenę, na skutek czego rentowność oscyluje wokół zera. Pozytywnym sygnałem, jaki wynika z danych w grupie WZDE 70-100% jest tendencja do wzrostu wydajności pracy, stosunkowo wysoki (silny wzrost w 2004 r.) poziom inwestycji (względem amortyzacji) i stopniowa redukcja zadłużenia (choć w warunkach malejącej płynności). Ostro kontrast wobec większości powyższych cech stanowi sytuacja przedsiębiorstw należących do pierwszej z grup (WZDE 20-69%). Są one wysoce efektywne, mają niższe koszty i pomimo stosunkowo niskich cen uzyskują względnie wysoką rentowność. W dodatku wskaźnik rentowności z roku na rok wyraźnie rośnie.

Warto zwrócić zatem z kolei uwagę na zróżnicowanie wskaźnika rentowności i ewolucję tego zjawiska (tabela 14). W grupie WZDE 70-100% ten wskaźnik niewiele różni się od zera, ale od 2003 r. jest dodatni (0,17% w 2004 r.). Jeśli jednak podzielić podmioty należące do tej grupy według klas wielkości rocznej sprzedaży ciepła, to okaże się, że jedynie w klasie najwyższej (powyżej 2 mln GJ), do której w 2004 r. należało zaledwie 7% podmiotów tej grupy wartość tego wskaźnika w tymże roku przewyższała zero. Czyli – zdecydowana większość przedsiębiorstw przynosiła straty. Sytuacja uległa pogorszeniu w stosunku do roku 2003, gdyż nie tylko rentowność się obniżyła, w tym w najwyższej klasie, ale ponadto przestała być dodatnia w klasie sprzedaży 1-2 mln GJ. Jak wcześniej wspomniano, w grupie WZDE

Tabela 13. Wskaźniki efektywnościowe ciepłownictwa zawodowego według grup WZDE w latach 2002-2004

Wskaźnik	Ogółem			WZDE					
				20-69%			70-100%		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004
„techniczny”									
Sprawność wytwarzania	77,8	83,7	86,8	77,8	88,0	94,1	77,8	79,3	79,7
Sprawność przesyłania	88,1	88,6	87,9	85,2	86,9	86,9	88,4	88,8	88,0
Intensywność emisji CO ₂	124,7	112,3	114,3	135,9	111,8	113,6	112,0	112,8	115,2
Intensywność emisji SO ₂	0,81	0,51	0,49	0,71	0,53	0,52	0,93	0,48	0,46
Intensywność emisji NO _x	0,30	0,19	0,19	0,24	0,20	0,20	0,37	0,18	0,17
„ekonomiczny”									
Wydajność pracy	236,8	272,1	275,6	289,4	370,3	367,1	221,7	246,6	250,7
Produktywność majątku trwałego	0,90	0,90	0,89	0,82	0,75	0,80	0,93	0,97	0,94
Całkowity koszt jednostkowy	30,0	29,6	30,7	22,5	22,5	23,1	34,0	33,6	35,0
Koszt jednostkowy stały	8 321	8 737	8 982	7 681	8 093	8 325	8 582	9 020	9 273
Koszt jednostkowy zmienny	15,3	15,1	15,3	11,2	11,1	11,0	17,5	17,3	17,8
Rentowność	0,28	1,96	1,82	2,09	4,88	5,96	-0,39	0,83	0,17
Cena (jednoskładnikowa)	29,09	29,40	30,00	22,62	23,24	23,59	32,59	32,81	33,66
„rozwojowy”									
Reprodukcja majątku trwałego	0,84	0,85	0,97	0,84	0,90	0,88	0,84	0,83	1,02
Pokrycie inwestycji środkami własnymi	78,2	78,9	80,0	88,2	73,8	89,0	74,1	81,4	76,5
„finansowy”									
Całkowite zadłużenie	0,33	0,31	0,29	0,31	0,27	0,25	0,35	0,33	0,31
Płynność	0,76	0,72	0,66	0,71	0,73	0,73	0,78	0,71	0,64

20-69% rentowność jest wyraźnie wyższa i systematycznie wyraźnie dodatnia. Jednakże również w obrębie tej grupy występuje znaczne zróżnicowanie ze względu na wielkość sprzedaży. W szczególności, we wszystkich trzech latach tylko w klasie sprzedaży powyżej 2 mln GJ (13 podmiotów spośród 44 w 2004 r.) wskaźnik był dodatni. Co ciekawsze, wskaźnik rentowności w pozostałych klasach osiągał poziom niższy od wskaźnika dla grupy WZDE 70-100% w tychże klasach. Zatem względnie korzystna sytuacja przedsiębiorstw energetyki ciepłej o WZDE 20-69% okazuje się w dużym stopniu złudzeniem, artefaktem statystycznym. Jest ona bowiem w gruncie rzeczy, w przypadku większości podmiotów niekorzystna.

Jeszcze ostrzej ta prawidłowość wylania się, jeśli do podziału podmiotów zostanie zastosowane kryterium PKD (tabela 14). To kryterium bowiem „przydziela” w 2004 r. do grupy PKD 40.30 aż 355 przedsiębiorstw, a do grupy PKD 40.10 jedynie 22 przedsiębiorstwa, przy czym w pierwszej z nich wskaźnik rentowności jest niższy od 1%, a w drugiej przewyższa 6%. W obu tych grupach większość podmiotów ponosi straty, a jedynie w klasie sprzedaży powyżej 2 mln GJ występuje zysk. W grupie PKD 40.30 do zyskowej klasy należy zaledwie 31 przedsiębiorstw (8,7%), osiągających rentowność na poziomie 2,1%, a w grupie PKD 40.10 – tylko 6 przedsiębiorstw (nieco ponad jedna czwarta) o średnim wskaźniku rentowności 9,3%.

Stąd, bardziej prawdziwy obraz ciepłownictwa zawodowego z punktu widzenia wskaźnika rentowności jest następujący: działalność ciepłownicza zasadniczo przynosi straty lub w rzadkich przypadkach niewielki zysk, a jedynie wąska elita kilku gigantów energetycznych realizuje duże zyski. Co więcej, w minionym roku, w przypadku małych i średnich przedsiębiorstw straty na ogół powiększyły się, natomiast najsilniejszą poprawę rentowności zapewniły sobie właśnie owe giganty.

Interesujące wnioski nasuwa również analiza jednego z klasycznych wskaźników efektywności ekonomicznej – wydajności pracy. W tym przypadku potwierdza się prawidłowość o „lepszym” gospodarowaniu w przedsiębiorstwach grupy WZDE 20-69%, na ogół relatywnie dużych. W 2004 r. osiągnęły one wydajność o blisko 50% wyższą niż przedsiębiorstwa grupy WZDE 70-100%. To samo tyczy się przedsiębiorstw grupy PKD 40.10 (na ogół wielkich elektrociepłowni), których wydajność pracy była w owym roku o ponad 80% wyższa niż przedsiębiorstw grupy PKD 40.30. Jednakże ta prawidłowość przestaje być oczywista, gdy zastosujemy inne kryteria podziału, uwzględniające skalę działalności przedsiębiorstwa. W tabeli 15 badane podmioty (na przykładzie grupy WZDE 70-100%) sklasyfikowano według wielkości rocznego przychodu oraz liczby pełnozatrudnionych i odpowiednim grupom przyporządkowano wartość wydajności pracy. Jeśli chodzi o poziom zatrudnienia, to wydajność pracy wyższą od średniej odnotowują przedsiębiorstwa o niewielkim (poniżej 15 pełnozatrudnionych) i dużym (powyżej 150 pełnozatrudnionych) zatrudnieniu. Najniższą wydajność obserwuje się w grupie środkowej (20-40 pełnozatrudnionych). Tendencja ta utrzymywała się w latach

Tabela 14. Wskaźnik rentowności w ciepłownictwie zawodowym według wielkości rocznej sprzedaży ciepła oraz grup WZDE i PKD w latach 2002-2004

Roczna sprzedaż (GJ)	2002												2003												2004											
	ogółem			100 tys. i poniżej			1-2 mln			powyżej 2 mln			ogółem			100 tys. i poniżej			1-2 mln			powyżej 2 mln			ogółem			100 tys. i poniżej			1-2 mln			powyżej 2 mln		
	liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik				
Ogółem	374	0,28		93	208	-0,40	-4,76		30	43	0,78	0,78	379	1,96		98	-4,39	-1,01	205	31	45	3,18	3,18	377	1,82		112	-3,45	-1,59	197	31	37	3,71			
20-69%	34			4	11				5	14		39			2	16		16	5	16		16		44			6	18		18	7	13				
	2,09			-24,90	-7,13	-0,36		-0,36	2,81	4,88		4,88			-7,3	-6,74	-2,13	-6,74	-2,13	6,04	6,04		5,96			-9,03	-9,17	-8,15	8,58							
70-100%	340			89	197				25	29		340			96	189		189	26	29		29		333			106	179		179	24	24				
	-0,39			-3,91	0,04	-0,81		-0,81	-0,35	0,83		0,83			-4,36	-0,49	0,86	-0,49	0,86	1,55	1,55		0,17			-3,16	-0,79	-0,28	0,86							
40.10	31			3	11				6	11		27			1	8		8	6	12		12		22			2	8		8	6	6				
	3,03			-68,94	-2,80	-0,18		-0,18	3,81	5,63		5,63			-2,82	-3,92	-0,66	-3,92	-0,66	6,60	6,60		6,38			-7,85	-8,66	-7,25	9,31							
40.30	343			90	197				24	32		352			97	197		197	25	33		33		355			110	189		189	25	31				
	-0,6			-4,14	-0,22	-0,87		-0,87	-0,58	0,74		0,74			-4,39	-0,84	0,68	-0,84	0,68	1,54	1,54		0,82			-3,39	-1,18	-0,73	2,06							

2002-2004, chociaż wspomniane zróżnicowanie uległo w tym okresie zaostrzeniu, głównie na skutek relatywnie dużego wzrostu wydajności pracy w grupie o najwyższym zatrudnieniu (powyżej 500 pełnozatrudnionych). Z punktu widzenia wielkości przychodu analizowana prawidłowość wydaje się jeszcze bardziej złożona. W żadnej z grup o niskich i średnich przychodach, aż do rocznej kwoty 20 mln zł, obejmujących blisko 80% wszystkich badanych przedsiębiorstw, wydajność pracy nawet nie zbliżyła się do poziomu średniej krajowej (w 2004 r. w najlepszym razie stanowi 60% średniej), ani też nie wykazuje skorelowania z wielkością przychodów. Natomiast w grupie przychodów 20-200 mln zł (21% przedsiębiorstw w 2004 r.) wydajność pracy staje się wyraźnie wyższa (nieco niższa od średniej) aniżeli w którejkolwiek niższej grupie, a w grupie przychodów najwyższych (powyżej 200 mln zł; tylko 7 przedsiębiorstw, tj. 2% w 2004 r.) osiąga wydajność dużo większą od średniej (w 2004 r. ponad dwukrotnie większą). Można zatem ogólnie skonstatować, że małe podmioty ciepłownicze są skazane na niewielką efektywność ekonomiczną oraz że aż do pewnego progu wielkości przedsiębiorstwa, ta wielkość nie ma związku z wydajnością pracy, natomiast po jego przekroczeniu stanowi czynnik silnie sprzyjający wydajności.

Na zakończenie prezentacji mierników efektywnościowych w ciepłownictwie zawodowym warto przyrzeć się ich zróżnicowaniu w 2004 r. ze względu na formę własności przedsiębiorstwa (FW)⁷⁾. Generalnie korzystna sytuacja występuje w przedsiębiorstwach o własności mieszanej, z przewagą własności prywatnej, głównie zagranicznej (FW 236). Jest ich zaledwie 18 (5% ogółu), ale zajmują drugą (po podmiotach o wyłącznej własności samorządowej) pozycję pod względem wartości sprzedanego ciepła (wśród 18 kategorii form własności). Te przedsiębiorstwa mają korzystne wartości (korzystniejsze od średniej dla badanego zbioru) wszystkich wskaźników efektywnościowych, przy czym wartości niektórych z tych wskaźników

są najkorzystniejsze, np. sprawności wytwarzania (111% średniej), wydajności pracy (173% średniej), rentowności (9,0% przy średniej 1,8%), całkowitego kosztu jednostkowego (80% średniej) czy intensywności emisji pyłów (64% średniej). Co więcej, realizują cenę o blisko 15% niższą od średniej, są więc równocześnie „przyjazne odbiorcy”. Najmniej korzystną pod tym względem sytuację odnotowują natomiast podmioty należące do następujących ośmiu kategorii (łącznie to jednak tylko 23 przedsiębiorstwa, tj. 6% ogółu, mające stosunkowo niewielki udział w rynku ciepła): własność mieszana w sektorze publicznym (FW 121-123), własność mieszana międzysektorowa z przewagą sektora publicznego (FW 131, 132) oraz własność mieszana w sektorze prywatnym (FW 224-226).

Gdyby wspomniane 18 kategorii pogrupować w cztery główne grupy według kryterium dominującej formy własności, tj. na: państwową, samorządową, prywatną krajową i prywatną zagraniczną, to można by dojść m.in. do następujących konstatacji. Najbardziej wydajne są podmioty należące do prywatnego kapitału zagranicznego, a następnie samorządów. Spośród najmniej wydajnych, podmioty będące własnością krajowego kapitału prywatnego są w nieco lepszym położeniu niż podmioty we władaniu państwa. Z kolei, wszystkie kategorie własności zaliczone do dominującej własności państwowej odnotowują straty (i to dość znaczne), w przypadku dominującej własności krajowego kapitału prywatnego ujemnej rentowności nie wykazuje jedynie kategoria o własności mieszanej międzysektorowej (FW 235), jednak i w tym przypadku wskaźnik rentowności jest niższy od średniej. Obie kategorie z przewagą własności samorządowej (FW 113, 133) wykazują natomiast dodatnią rentowność, choć jest ona raczej niska, zaś spośród dwu kategorii o przewadze własności kapitału zagranicznego, jedna (FW 236) charakteryzuje się wysoką dodatnią rentownością a druga (FW 216) – wysoką ujemną rentownością⁸⁾. Wreszcie, nie ma istotnego związku między grupą dominującej własności a ceną; w trzech

Tabela 15. Wydajność pracy w przedsiębiorstwach ciepłownictwa zawodowego według całkowitego rocznego przychodu i liczby osób pełnozatrudnionych w latach 2002-2004 (grupa WZDE: 70-100%)

Całkowity roczny przychód w mln zł	2002		2003		2004		Liczba osób pełnozatrudnionych	2002		2003		2004	
	liczebność	wskaźnik	liczebność	wskaźnik	liczebność	wskaźnik		liczebność	wskaźnik	liczebność	wskaźnik	liczebność	wskaźnik
Ogółem	340	221,7	340	246,6	333	250,7	Ogółem	340	221,7	340	246,6	333	250,7
poniżej 1	22	107,2	22	104,1	23	137,6	poniżej 10	35	279,5	34	311,2	37	235,1
1-2	22	134,2	24	127,3	26	112,0	10-15	16	242,6	17	271,3	17	284,6
2-4,5	69	132,8	67	138,0	74	139,1	15-20	23	175,8	28	191,2	29	169,1
4,5-8	71	124,9	73	134,2	62	136,2	20-40	59	154,3	64	145,0	63	147,7
8-12	35	137,2	36	152,3	39	153,9	40-60	50	167,3	52	148,5	53	151,8
12-20	41	152,5	36	161,3	33	148,5	60-150	81	143,4	75	169,3	75	179,6
20-200	73	199,3	74	221,6	69	224,0	150-500	64	225,9	59	250,4	49	254,9
200 i powyżej	7	474,2	8	498,3	7	603,9	500 i powyżej	12	296,3	11	353,0	10	372,8

7) Patrz przypis 3.

8) W tym drugim przypadku na obraz ogólny rzutują wysokie straty w dwóch przedsiębiorstwach; pozostałe podmioty wykazują zyski.

spośród czterech grup występują kategorie własności o cenach niższych i wyższych od średniej, a wyjątkiem jest dominująca własność samorządowa, w przypadku której obie kategorie uzyskują niemal identyczną cenę, znacznie przewyższającą poziom średni. Ogólnie biorąc, poziom ceny nie zależy wyraźnie od wartości innych wskaźników efektywnościowych.

Autorzy:

- *Anna Buńczyk, Anna Daniluk – pracownicy Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE*
- *prof. Marek Okólski – doradca Prezesa URE*



Energetyka Poznańska, Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o. Jastrowie - Dobrzyca

PO CO I KOMU POTRZEBNY JEST SPRZEDAWCA Z URZĘDU – ROZWIĄZANIA KRAJOWE I DOŚWIADCZENIA INNYCH PAŃSTW

Katarzyna Janiszewska

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne¹⁾ wprowadza instytucję sprzedawcy z urzędu. Zrealizowane zostały w ten sposób przesłanki dyrektyw: elektroenergetycznej 2003/54/WE²⁾ i gazowej 2003/55/WE³⁾ w zakresie szczególnej ochrony niektórych grup odbiorców i zapewnienia im dostaw energii i gazu, o określonej jakości i po cenach ustalanych w oparciu o racjonalne i znane powszechnie zasady.

Sprzedawca z urzędu jako zobowiązanie o charakterze użyteczności publicznej (ang. *public service obligations, PSOs*)

Dyrektywy elektroenergetyczna 2003/54/WE i gazowa 2003/55/WE kładą szczególny nacisk na zobowiązania o charakterze użyteczności publicznej, które odnoszą się do m.in. do bezpieczeństwa, ciągłości, jakości dostaw oraz cen (energii elektrycznej i gazu).

Dyrektywa elektroenergetyczna zobowiązuje państwa członkowskie do zapewnienia określonym grupom społeczeństwa (gospodarstwom domowym), a jeśli państwo podejmie decyzję – również małym przedsiębiorstwom – prawa do korzystania z usługi kompleksowej (ang. *universal service*), obejmującej dostawę energii elektrycznej (sprzedaż i usługi sieciowe) po „rozsądnych cenach, łatwo i wyraźnie porównywalnych i przejrzystych” (art. 3 ust. 3 Dyrektywy 2003/54/WE). Dla zapewnienia usługi powszechnej państwa członkowskie mogą wyznaczyć dostawcę z urzędu (ang. *last resort supplier*). Dyrektywa gazowa nie wprowadza terminu usługi kompleksowej, daje jednak państwom członkowskim prawo wyłonienia sprzedawcy z urzędu również dla odbiorców przyłączonych do sieci gazowej (art. 3 ust. 3 dyrektywy).

Odbiorcy powinni wiedzieć o przysługujących im prawach. Dotyczy to z jednej strony prawa wyboru sprzedaw-

cy, z drugiej zaś prawa do zapewnienia ciągłości dostaw energii w sytuacjach wyjątkowych, gdy dotychczasowy sprzedawca z pewnych powodów wstrzymał swą działalność. Z tego względu, zgodnie z zapisem w Aneksie A dyrektywy elektroenergetycznej, państwa członkowskie mają obowiązek zapewnić odbiorcom uprawnionym warunki dostępu do informacji o przysługującym im prawie do korzystania z usługi kompleksowej.

W trosce o odbiorców o niskich dochodach (ang. *vulnerable customers*) oraz mieszkających na terenach rzadko zaludnionych, zapisy dyrektyw dają państwom członkowskim możliwość wprowadzenia dodatkowych instrumentów ochronnych. Artykuły 3 ust. 5 Dyrektywy 2003/54/WE i 3 ust. 3 Dyrektywy 2003/55/WE zobowiązują państwa członkowskie, aby w ramach obowiązków o charakterze użyteczności publicznej, podjęły środki ochrony odbiorców słabych ekonomicznie oraz odbiorców końcowych na odległych obszarach, zwłaszcza w celu uniknięcia odłączenia ich od sieci.

Sposób i dobór instrumentów służących realizacji tych postanowień, zgodnie z zasadą subsydiarności, pozostawiono państwom członkowskim. Nie mogą one jednak przeciwdziałać procesowi otwarcia rynków energii elektrycznej i gazu według przewidzianego w dyrektywach harmonogramu. Powinny zostać spełnione również zasady nakładania i realizacji zadań o charakterze użyteczności publicznej. Są to:

- zasada przejrzystości, polegająca na tym, że zakres zadań o charakterze użyteczności publicznej jest powszechnie znany, podobnie obszar i podmioty objęte tym zobowiązaniem, zasady kształtowania cen i warunki ich rewidowania oraz okres obowiązywania,
- zasady niedyskryminacji i weryfikowalności, zagwarantowane zastosowaniem postępowania przetargowego w procedurze wyboru podmiotu odpowiedzialnego za zobowiązania o charakterze użyteczności publicznej, upowszechnieniem warunków przetargu i określeniem metody szacowania kosztów. W Notcie⁴⁾ interpretacyjnej (niewiążącej oficjalnie) Komisja Europejska zaleca również rozdzielenie księgowo działalności realizowanej w ramach zobowiązań

1) 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).
 2) 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.
 3) 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.

4) Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the Internal Market in Electricity and Natural Gas, Public Service Obligations, 16.01.2004.

o charakterze użyteczności publicznej od pozostałej, nieregulowanej działalności.

W przypadku, gdy za wypełnianie zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej państwo gwarantuje rekompensaty finansowe (lub inne formy rekompensat), zobowiązane jest również wprowadzić je w sposób niedyskryminacyjny i w oparciu o znane wszystkim zasady. W Nocie KE podkreślono, że rekompensaty te, co do zasady, nie są traktowane jako pomoc publiczna⁵⁾. Muszą być jednak spełnione warunki wstępne dotyczące m.in. ustalenia z góry reguł obliczania kosztów związanych z wypełnianiem zobowiązań.

Zgodnie z zapisami artykułu 3 ust. 9 Dyrektywy 2003/54/WE i artykułu 3 ust. 6 Dyrektywy 2003/55/WE państwa członkowskie są zobligowane do przedstawiania Komisji Europejskiej informacji o wszelkich środkach podjętych w celu realizacji zadań o charakterze użyteczności publicznej. Przekazywana na ten temat notyfikacja powinna obejmować w szczególności:

- kopię dokumentu, w którym wyznaczono podmiot realizujący zadania z zakresu użyteczności publicznej,
- analizę oddziaływania przyjętych rozwiązań na realizację postanowień dyrektyw,
- charakterystykę wprowadzonych w tym zakresie instrumentów prawnych,
- metodologię naliczania ewentualnej rekompensaty finansowej⁶⁾.

Nasze nowe przepisy ...

Poprzez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne dostosowano regulacje krajowe do wymagań Unii Europejskiej. Nowela wprowadziła pojęcia sprzedawcy z urzędu oraz umowy kompleksowej. Zgodnie z art. 3 ust. 29 ustawy – Prawo energetyczne sprzedawcą z urzędu jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe na rzecz odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy.

Świadczenie usługi kompleksowej polega na łączeniu sprzedaży z usługą przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcom końcowym – gospodarstwom domowym. W przypadku paliw gazowych usługa ta może obejmować również usługę magazynowania.

Sprzedawca z urzędu świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, zawartej na zasadach równoprawnego traktowania z odbiorcami końcowymi w gospodarstwach domowych, którzy nie korzystają z prawa wyboru sprzedawcy i są podłączeni do sieci przedsiębiorstwa wskazanego w koncesji danego sprzedawcy z urzędu (art. 5a ust. 1)⁷⁾.

W celu zapewnienia realizacji zobowiązań sprzedawcy z urzędu, przedsiębiorstwo zajmujące się działalnością sieciową, wskazane w koncesji sprzedawcy z urzędu, jest zobowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji (art. 5a ust. 2).

Zapisy ustawy (art. 5 ust. 5) zapewniają dodatkowe zabezpieczenie odbiorców i zobowiązują sprzedawcę z urzędu do niezwłocznego przesłania odbiorcy projektu umowy kompleksowej oraz projektów zmian warunków w zawartej umowie kompleksowej. Wraz z projektem zmienianej umowy odbiorca powinien otrzymać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy. Odbiorca ma prawo zrezygnować z usługi kompleksowej i jeżeli zachowany jest przewidziany w umowie okres wypowiedzenia, nie ponosi żadnych dodatkowych opłat (art. 5a ust. 4).

Ustawa wskazuje również procedurę wyznaczania sprzedawcy z urzędu. Zgodnie z zapisami Prawa energetycznego sprzedawcę z urzędu wylania Prezes URE w drodze przetargu, do którego mogą przystąpić przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi i energią elektryczną (art. 9i ust. 1). W przypadku, gdy postępowanie przetargowe nie doprowadzi do wyłonienia sprzedawcy z urzędu, Prezes URE wyznacza w drodze decyzji sprzedawcę z urzędu na okres 12 miesięcy (art. 9i ust. 10).

Tryb ogłaszania, warunki i tryb organizowania a także przeprowadzania przetargu oraz szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej zostaną zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy (art. 9i ust. 12).

Po wyłonieniu sprzedawcy z urzędu, Prezes URE dokonuje zmian w zapisach posiadanej przez sprzedawcę koncesji na obrót i określa w niej zakres warunków świadczenia usługi kompleksowej oraz wskazuje przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją i będące jednocześnie operatorem systemu, do którego są przyłączeni odbiorcy, korzystający z usługi kompleksowej (art. 9i ust. 11). Z zapisu tego można wywnioskować, że sprzedawca z urzędu świadcząc usługę kompleksową będzie kupować usługi przesyłowe lub dystrybucyjne od przedsiębiorstwa sieciowego.

Jak to się robi w Europie ...

Znając uregulowania prawne krajowe i Unii Europejskiej warto przyrzeć się praktycznym rozwiązaniom dotyczącym sprzedawcy z urzędu, stosowanym na europejskich rynkach energii już od kilku lat.

Wielka Brytania

Praktyczne regulacje w zakresie sprzedawcy z urzędu w Wielkiej Brytanii, kraju przodującym jeśli chodzi o stan wprowadzania rozwiązań prorynkowych w sektorze energetycznym i o ich skuteczność, zostały wprowadzone z dużym wyprzedzeniem w porównaniu do przedstawionych wyżej aktów Unii Europejskiej. Świadczy o tym fakt, że pierwszy dokument zawierający zasady wyznaczania

5) Wyrok ETS z 24 lipca 2003, sprawa C-280/00, Altmark.

6) Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the Internal Market in Electricity and Natural Gas, Public Service Obligations, 16.01.2004.

7) Artykuł 5 ust. 4 ustawy daje również prawo zawarcia umowy kompleksowej pomiędzy dowolnym sprzedawcą a przedsiębiorstwem sieciowym, ale tylko na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego.

i wypełniania obowiązków przez sprzedawcę z urzędu został opublikowany przez Ofgem w 2001 r.⁹⁾, czyli dwa lata przed uchwaleniem obu nowych dyrektyw. Zgodnie z zawartą tam koncepcją sprzedawca z urzędu zostaje wskazany przez Regulatora tylko w sytuacjach wyjątkowych i świadczy usługę kompleksową odbiorcom, których dotychczasowy sprzedawca z określonych powodów zaprzestał sprzedaży energii. Sprzedawca z urzędu wybierany jest spośród wszystkich koncesjonowanych sprzedawców, na podstawie analizy przeprowadzanej przez Ofgem. Oceniana jest możliwość obsługi dodatkowych odbiorców bez pogorszenia poziomu usług świadczonych dotychczasowym odbiorcom i wypełnienia istniejących zobowiązań kontraktowych. Pominięcie procedury przetargowej uzasadnione jest wysokim poziomem konkurencji na tamtejszym rynku energii.

Sprzedawca z urzędu wypełnia swe zadania nie dłużej niż przez sześć miesięcy. Po tym okresie odbiorcy, którzy korzystali dotąd z usług sprzedawcy z urzędu, mogą zmienić sprzedawcę lub dalej korzystać z jego usług, ale już na warunkach na jakich są obsługiwani pozostali, standardowi odbiorcy.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany w ciągu 2 dni od daty wyznaczenia przedstawić Regulatorowi projekt pisma informującego odbiorców o zmianie sprzedawcy oraz o cenach (obróć w Wielkiej Brytanii nie podlega taryfowaniu). Po zatwierdzeniu przez Regulatora informacja ta jest przesyłana do objętych usługą kompleksową odbiorców.

W przypadku, gdy Regulator stwierdzi, że proponowane ceny są zbyt wysokie, może wskazać poziom, którego ceny stosowane przez sprzedawcę z urzędu nie mogą przekroczyć. Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany również informować tamtejszego Regulatora o każdym wzroście cen.

Ze względu na ułatwienie kontaktów z odbiorcami i ich obsługę, wskazywany jest tylko jeden sprzedawca z urzędu.

Brytyjski regulator stoi na stanowisku, że odbiorcy nie muszą być konieczni chronieni przed wzrostem cen wynikającym z zaprzestania sprzedaży energii przez dotychczasowego sprzedawcę. Odbiorcy słabi ekonomicznie (ang. *vulnerable customers*) objęci są innymi programami, finansowanymi z budżetu centralnego.

Holandia

Uprawnionymi do wyznaczenia sprzedawcy z urzędu byli najpierw operatorzy sieci dystrybucyjnych. Po ogłoszeniu bankructwa w 2003 r. przez jednego ze sprzedawców, każdy z OSD wskazał własnego sprzedawcę z urzędu. Rozwiązanie to wprowadziło zamieszanie i spowodowało problemy z przekazywaniem danych odbiorców zmieniających sprzedawcę oraz z podwójnym wystawianiem faktur. Te negatywne doświadczenia spowodowały, że zmieniono metodę i obecnie odpowie-

dzialnym za wybór sprzedawcy z urzędu jest operator systemu przesyłowego⁹⁾.

Wątpliwości pozostają

Sprzedawca, potencjalny oferent, przystępując do przetargu musi posiadać znacznie szerszą wiedzę na temat zasad funkcjonowania sprzedawcy z urzędu na polskim rynku energii niż może ją uzyskać po lekturze przepisów Prawa energetycznego. Projekt rozporządzenia w sprawie trybu przeprowadzania przetargu na sprzedawcę z urzędu, przygotowany w Ministerstwie Gospodarki i Pracy, traktuje dosyć literalnie delegację ustawową i ogranicza się jedynie do zagadnień proceduralnych. Z tego względu należy wkrótce rozstrzygnąć o szczegółowych rozwiązaniach dotyczących wypełniania obowiązków sprzedawcy z urzędu, mając na uwadze by nie sprzeciwiały się one nadrzędnemu celowi jakim jest rozwój konkurencji na rynku energii. Powinny też być spójne z tworzącą się nową koncepcją rynku energii elektrycznej. Należy zatem odpowiedzieć na kilka pytań, o podstawowym znaczeniu z punktu widzenia Regulatora.

1. Komu sprzedawca z urzędu będzie świadczyć usługę kompleksową?

Prawo energetyczne nie precyzuje odbiorców, którzy będą mogli korzystać z usług świadczonych przez sprzedawcę z urzędu, poza tym że są to odbiorcy w gospodarstwach domowych nie korzystający z prawa wyboru sprzedawcy. Przesłanki obu dyrektyw wskazują jednak, że zakres działania sprzedawcy z urzędu powinien być ograniczony do sytuacji wyjątkowych – taki sprzedawca ma po prostu zapewnić ciągłość dostaw w przypadku wstrzymania dostaw przez innego sprzedawcę (bliższym oryginałowi tłumaczeniem ang. *last resort supplier* jest sprzedawca ostatniej szansy/sprzedawca awaryjny). Pozostałych odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zmieniają sprzedawcy po 1 lipca 2007 r. (ang. *default customers*), będą obsługiwać dotychczasowi sprzedawcy, wyodrębnieni ze spółek dystrybucyjnych, docelowo zwolnieni z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

Objęcie usługą kompleksową wszystkich odbiorców w gospodarstwach domowych nie będzie sprzyjać zasadom konkurencyjnego rynku energii i będzie groziło pozostaniem w sytuacji status quo.

2. W jaki sposób będzie finansowana działalność sprzedawcy z urzędu?

Co do zasady koszty świadczenia usług przez sprzedawcę z urzędu, jako działanie o charakterze użyteczności publicznej, powinny być weryfikowalne i podlegać regulacji – taryfowaniu. Potwierdza to art. 5 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, który mówi o konieczności informowania

8) Supplier of Last Resort Guidance on Current Arrangements, Ofgem, 26.03.2001.

9) Pierce Atwood, The supplier of last resort. Definitions, guiding principles, issues, appointment and examples. Licensing/Competition ERRA Committee Meeting 7-8 February 2005, Antalya, Turkey.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.06.2005 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Siedlce	2,77
	Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	7,72
	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA – Płock	2,00
	DAMIS-CENTRUM – Łódź	4,98
Szczecin	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o. – Żagań	6,36
	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA – Nowe Czarnowo	2,93
	ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. – Polczyn Zdrój	4,89
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Łobez)	3,47
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Police	6,39
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Myślibórz	5,26
	Elektrociepłownia Zielona Góra SA	3,17
	Spółdzielnia Mieszkaniowa „DOLINKI” – Gorzów Wlkp.	3,19
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Drezdenko	3,47
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzecz	1,85
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świebodzin	8,39
Gdańsk	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostróda	8,60
	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdynia	0,71
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC Sp. z o.o. – Kwidzyn	5,02
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chojnice	3,89
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Malbork	7,37
	International Paper – Kwidzyn SA	- 5,02
	Elektrociepłownia Starogard Sp. z o.o. – Starogard Gdański	5,31
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lidzbark Warmiński	15,88
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruciane Nida	12,89
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Orzysz	3,61
Poznań	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	5,20
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Konin Sp. z o.o.	3,06
	Zespół Elektrociepłowni Pątnów – Adamów – Konin SA	1,06
	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	3,24
	Dalkia Poznań SA (taryfa częściowa dot. Pniew)	2,40
	Agencja Nieruchomości Rolnych Oddział Terenowy w Bydgoszczy	0,00
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Środa Wlkp.	3,88
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Koło	5,73
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Turek	3,22
	Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice SA	2,92
MEGAWAT Sp. z o.o. – Rogoźno Wlkp.	5,54	
Lublin	Zakłady Mięsne „Lmeat – Łuków” SA	1,79
	BLACK RED WHITE SA – Biłgoraj	6,53
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Poniatowa	- 0,24
Łódź	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzeziny	8,49
	Zakłady Mebli Giętych FAMEG SA – Radomsko	9,68
	PROSPAN SA – Wieruszów	15,95
	KALORIA Sp. z o.o. – Kruszewiec	6,27
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kielce	0,88
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sieradz	8,88
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Wieluń	6,03
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rawa Mazowiecka	- 0,71
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Żychlin)	2,80
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Pabianice)	9,94
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sandomierz	6,45
	Energetyka Ciepła Miasta Skarżysko Kamienna	4,21

Wrocław	Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa w Przemkowie Sp. z o.o.	0,58
	Kombinat Rolny Kietrz Sp. z o.o.	2,70
	Samodzielny Wojewódzki Szpital dla Nerwowo i Psychicznie Chorych – Branice	3,09
Katowice	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Piekary Śląskie	5,30
	STRADOM SA – Częstochowa	3,11
	Magneti Marelli Poland SA – Sosnowiec	- 0,80
	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „RYBNIK”	44,85
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruda Śląska	1,50
	ESOX SA – Radlin	3,23

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 30.06.2005 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Gdańsk	Agencja Nieruchomości Rolnych Oddział Terenowy w Olsztynie	24.05.2005
	Zakład Gospodarki Komunalnej w Przechlewie (Gmina Przechlewo)	14.06.2005
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Piska	14.06.2005
Katowice	PROMOT – CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. – Skoczów	22.06.2005
Kraków	Zakłady Azotowe Tarnów – Mościce SA	27.05.2005
	Elektrownia Skawina SA	23.06.2005

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 3.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	10.06.2005
2	Super Krak SA	10.06.2005
3	Firma Oponiarska DĘBICA SA	10.06.2005
4	Huta Batory SA	10.06.2005
5	VT – ENERGO Sp. z o.o.	10.06.2005
6	ABB Sp. z o.o.	24.06.2005
7	Katowicki Holding Węglowy SA	24.06.2005
8	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	24.06.2005
9	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	28.06.2005
10	Huta „Kościuszko” SA	1.07.2005
11	Arctic Paper Kostrzyn SA	1.07.2005
12	Góraźdże – Wapno Sp. z o.o.	1.07.2005
13	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „STOREM” Sp. z o.o.	1.07.2005
14	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne Soda Mątwy SA	6.07.2005
15	Fabryka Maszyn „Glinik” SA	6.07.2005
16	„Andropol – Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	6.07.2005
17	Wojkowicki Zakład Energetyczny „Wojzec” Sp. z o.o.	8.07.2005
18	Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA	8.07.2005
19	Zakład Energo – Mechaniczny „Łabędy” Sp. z o.o.	12.07.2005
20	„ELANA – ENERGETYKA” Sp. z o.o.	14.07.2005
21	Korporacja Budowlana FADOM SA	14.07.2005
22	KGHM Polska Miedź SA	14.07.2005
23	„Elektrociepłownia Starachowice” Sp. z o.o.	14.07.2005
24	SwePol Link (Poland) Sp. z o.o.	14.07.2005
25	Elektrownia Chorzów SA	14.07.2005
26	Mondi Packaging Paper Świecie SA	22.07.2005
27	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	22.07.2005
28	Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	22.07.2005
29	PCC Rokita SA	22.07.2005
30	„Energetyka Boruta” Sp. z o.o.	25.07.2005

31	Zakłady Automatyki Przemysłowej ZAP SA	28.07.2005
32	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	28.07.2005
33	Rafineria Jasło SA	28.07.2005
34	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA	3.08.2005
35	Zakłady Chemiczne Organika-Azot SA	3.08.2005
36	„METALCHEM SERWIS” Sp. z o.o.	3.08.2005

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 3.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Produkcji Skórzanej „ESCOTT” SA	10.06.2005
2	„Maszoperia Kołobrzaska” Sp. z o.o.	10.06.2005
3	Zakłady Samochodowe „JELCZ” SA	3.08.2005

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 3.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	KRI Sp. z o.o.	10.06.2005
2	GAZ TECHNOLOGIA I ENERGIA Sp. z o.o.	16.06.2005
3	Grupa „Kęty” SA	28.06.2005
4	MAGNETI MARELLI POLAND SA	30.06.2005
5	Zakład Energo – Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	30.06.2005
6	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	12.07.2005
7	RCEkoenergia Sp. z o.o.	25.07.2005
8	G.EN. Gaz Energia SA	28.07.2005
9	KGHM Polska Miedź SA	3.08.2005

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych
(stan na 3.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	10.06.2005
2	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne „Dozamel” Sp. z o.o.	16.06.2005
3	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	16.06.2005
4	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.06.2005
5	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.06.2005
6	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.06.2005
7	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.06.2005
8	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.06.2005
9	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.06.2005
10	FERROXCUBE POLSKA Sp. z o.o.	28.06.2005
11	ENESTA Sp. z o.o.	30.06.2005
12	Zakład Projektowana i Usług Teletechnicznych – A. Brzozowski Sp. z o.o.	30.06.2005
13	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. „ELSEN” Sp. z o.o.	30.06.2005
14	Zakłady Azotowe ANWIL SA	6.07.2005
15	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	6.07.2005
16	ANCO Sp. z o.o.	12.07.2005
17	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	12.07.2005
18	Zakłady Mechaniczne „Bumar-Łabędy” SA	25.07.2005

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 4.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	BEL OIL Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21 lok. 707	Opg, Ogz
2	Jan Jungst, Jędrzej Lachowicz – Produkcja Pozytywnej Energii SC	00-640 Warszawa, ul. Mokotowska 17 m. 20	Wee
3	POLENERGIA SA	00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87	Ogz
4	DRACO Sp. z o.o.	01-908 Warszawa, ul. Wólczyńska 9/84	Opc
5	Jan Tomaszewski – JAZON	02-494 Warszawa, ul. Pana Tadeusza 12a	Opc
6	ELEN Sp. z o.o.	02-634 Warszawa, ul. Miłobędzka 35	Opc
7	MVV EPS Polska SA	02-954 Warszawa, ul. Królowej Marysienki 10	Wcc
8	Wiesław Eugeniusz Chwedoruk – „PARTNER-GAZ”	03-352 Warszawa, ul. RembIELińska 17/90	Opc
9	Paweł Sieradzki, Kinga Użarowska – „SKY WALKER” SC	03-762 Warszawa, ul. Łomżyńska 15/25 lok. 23	Opc
10	CAZET KAMPINOS Zakład Chemii Budowlanej Zdzisław Zapadka, Zdzisław Sznajder Sp. j.	05-085 Kampinos, Łazy 53	Opc
11	MARMAR-OIL Sp. z o.o.	05-092 Łomianki, Kielpin, ul. Ogrodowa 4	Opc
12	Andrzej Gradek, Jan Grochal – „JANGG”	05-640 Mogielnica, Górkki 1	Opc
13	„Reform Company” Sp. z o.o.	05-825 Grodzisk Mazowiecki, Opypy, ul. Paprociowa 28	Oee
14	Jarosław Głażewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „PETRO-MAX”	06-210 Płoniawy-Bramura, Chodkowo-Kuchny 2	Opc
15	Zakład Technicznej Obsługi Rolnictwa Sp. z o.o.	06-300 Przasnysz, ul. Szosa Ciechanowska 13	Opc
16	PAL-GAZ Włodzimierz Mochocki	06-400 Ciechanów, ul. Mleczarska 5	Opc
17	Paweł Gostkowski – Firma Handlowo-Uslugowa „ROLMASZ”	06-406 Opinogóra Górna, Dzbonie 43	Opc
18	Ryszard Rudaś, Beata Paczuska – PHU „PARTNER”	07-100 Węgrów, ul. Kościuszki 86	Opc
19	Joanna Ludwiczak FHU „SPED-TRANS”	07-400 Ostrołęka, ul. Rejtana 6/18	Opc
20	Mieczysław Żerański – ENERGOMETAL	07-410 Ostrołęka, ul. Jarzębinowa 7	Opc
21	TYMBOR Sp. z o.o.	07-415 Olszewo Borki, Grabowo 28A	Opc
22	Stanisław Ziółkowski, Wojciech Pomianowski – Zakład Gazu SC	09-100 Płońsk, ul. Zajazd 5a	Opc
23	Aleksander Kornacki – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „Pozorty”	10-803 Olsztyn, ul. Wawrzycka 2A	Opc
24	AWM-SOFT Sp. z o.o.	14-100 Ostróda, ul. Hurtowa 11	Opc
25	Zakład Produkcyjno-Handlowo-Uslugowy Krzysztof Michalek	14-240 Susz, Adamowo 2A	Opc
26	Wiesław Zdanowicz Stacja Gaz	15-177 Białystok, ul. Wybickiego 2	Opc
27	CYBER-NET Marek Pawłowski	15-187 Białystok, ul. Żwirowa 3	Opc
28	Stacja Gazowa LPG Krupniki	15-666 Białystok, ul. Szarych Szeregów 14 m. 15	Opc
29	ENERGO-TECH Sp. z o.o.	15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8	Wcc, Pcc
30	Grupa Inwestycyjno-Przemysłowa „EUROSTALSTANDART” Sp. z o.o.	16-040 Grodek, Kołodno 41	Opc
31	Romuald Michnowicz, Cecylia Zyskowska MIRAD SC	16-300 Augustów, ul. Białostocka 1	Opc
32	NASSTIE Sp. z o.o.	21-044 Trawniki, Dorohucza	Opc
33	Krzysztof Łoś – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MOTO-POL”	22-100 Chełm, Al. Przyjaźni 2	Opc
34	NAJGAZ Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Suchonos Krzysztof	22-107 Sawin, Bukowa Mała 104	Opc
35	„ROMAR” SC Marian Mandziarz, Roman Kulik	22-640 Rachanie, Wożuczyn – Cukrownia 1	Opc
36	Wytwarzanie Energii Elektrycznej Jerzy Ciepliński & Zenon Drobek	23-200 Kraśnik, ul. Spółdzielcza 6/14	Wee
37	Zakład Przetwórstwa Mięsnego Barbara Wereska	23-320 Batorz, Batorz Pierwszy 67	Opc
38	Stanisław Gawda – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	23-450 Goraj, ul. Szczepieszka 10	Opc

39	Piotr Jarosławski	24-300 Opole Lubelskie, Wola Rudzka 22	Wee
40	Dystrybucja Gazu Płynnego Magdalena Goliszek	24-320 Poniatowa, Majdan Trzebieski	Opc
41	„DO-CENTA INVEST” SA	25-510 Kielce, ul. Piotrkowska 12/512	Opc
42	Bogusława Nowek, Teresa Nowek, Anna Nowek – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „TAB”	25-620 Kielce, ul. Kolberga 2	Opc
43	Niezgoda Alina – Mała Elektrownia Wodna do 1 MW – MEW Antoniów	26-035 Raków, Pułaczów 32	Wee
44	PHU „LOKAR” Krzysztof Glejzer	26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Mickiewicza 14/24	Opc
45	Robert Pach – PPHU DEX-TRANS	26-121 Smyków, Gliniany Las	Opc
46	MIRED FIRMA HANDLOWA	26-600 Radom, ul. Słowackiego 340	Opc
47	Jerzy Zawisza – Przedsiębiorstwo Usługowo- Handlowe „JUR-GAZ”	26-620 Wierzbica, ul. Kościuszki 32A	Opc
48	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej BUGAJ Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29	Wee
49	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „GIP-GAZ” Grzegorz Wasiel	27-300 Lipsko, ul. Boczna 5/18	Opc
50	Mała Elektrownia Wodna Adamski, Miernowski Sp. j.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Waryńskiego 53a	Wee
51	Stacja AUTO-GAZ Dorota Zaciera	27-515 Tarłów, ul. Nowa 18/1	Opc
52	Stanisław Mruk – Zakład Usługowo-Handlowy	27-552 Baćkowice, Modliborzyce 102	Opc
53	Nad Korzenną	28-210 Bogoria, ul. Sandomierska 17	Opg
54	STACJA PALIW Stanisława Grochowska	28-411 Michałów 16	Opc
55	„ŻMUDA” I. Żmuda i H. Żmuda SC	29-100 Włoszczowa, ul. Targowa	Opc
56	Grzegorz Marcin Szpunar, Paweł Andrzej Kluska – Przedsiębiorstwo Handlowe „JLM” SC	30-103 Kraków, ul. Półnanki 88	Opc
57	Maciej Włodarczyk – Biuro Handlowe „PROFIT”	31-630 Kraków, Os. Kombatantów 10/157	Opc
58	Dorota Król, Krzysztof Król – „Stacja Kowala” LPG Firma Handlowo Usługowa SC	31-953 Kraków, Os. Uroczę 8/1	Opc
59	Jan Krawczyk – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PETRO-TAR	32-731 Żegocina, Łąka Górna	Opc
60	Przedsiębiorstwo Inżynieryjne „TARCHEM” Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Chemiczna 128	Opc
61	Henryk Kłapacz – Działalność Usługowa	33-330 Grybów, Biała Niżna 379	Opc
62	Mirosław Wróbel, Witold Mamak – Firma Usługowo- Handlowa „M&W”	33-335 Nawojowa	Opc
63	Przedsiębiorstwo Komunalne „Kalteks”	34-130 Kalwaria Zebrzydowska, ul. Sowińskiego 16	Opc
64	Michał Franciszek Bizoń, Jan Puzik – Przedsiębiorstwo Usług Geodezyjno-Budowlanych „AGROBIW” SC	34-321 Łękawica, ul. Firmowa 13	Opc
65	Elżbieta Laszewska-Łoś, Kazimierz Łoś, Sebastian Łoś – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „INTER-TANK”	34-373 Zwardoń, Laliki 187	Opc
66	Firma Handlowo-Uslugowa „GAZ-SYSTEM” Trawiński Bogusław	36-100 Majdan Królewski, Krzątko 105a	Opc
67	Janina Nowak – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe	37-124 Kraczkowa 926	Opc
68	Stanisław Rudziński – Usługi Transportowo-Towarowe	37-307 Brzoza Królewska 944	Opc
69	PKS JASŁO Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Przemysłowa 6	Opc
70	„BaRoMa”	38-312 Ropa, Ropa 706	Opc
71	Przedsiębiorstwo Miejskiej Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	39-400 Tarnobrzeg, ul. Zwierzyniecka 30	Opc
72	P&J Sp. z o.o.	40-029 Katowice, ul. Reymonta 24/703	Opc
73	ELCO Sp. z o.o.	40-101 Katowice, ul. Chorzowska 111	Oee
74	Przedsiębiorstwo Usług Budowlano-Montażowych „REMBUD” Jerzy Tarnawski	40-161 Katowice, Al. Korfantego 80 m. 1	Wee
75	Sławomir Młynarski	40-164 Katowice, Al. Korfantego 55/115	Opc

76	LOTUS GR Sp. z o.o.	40-663 Katowice, ul. Gen. Jankiego 120/16	Opc
77	„ENERGOPOL-POLUDNIE” SA	41-208 Sosnowiec, ul. Jedności 2	Opc
78	AGPOL Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Janasa 13	Opc
79	Marek Broncel – Dystrybucja Gazu Bezprzewodowego „PROPAN-BUTAN”	42-289 Woźniki, ul. Solarnia 27	Opc
80	Firma Handlowo-Usługowa „SYLGAS” Sylwia Gruca	42-400 Zawiercie, ul. Paderewskiego 112A	Opc
81	CMC ZAWIERCIE SA	42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82	Dpg, Opg
82	Zakład Produkcyjno-Handlowo-Usługowy – Dorota Flak	42-575 Strzyżowice, ul. Szosowa 36	Opc
83	OCK SYSTEM SA	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Częstochowska 58	Opc
84	Halina Chrzęstek – Zakład Usługowo-Handlowy „NOSTRUM”	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Radosna 8	Opc
85	Przedsiębiorstwo Handlowe „PAK-OIL” Sp. z o.o.	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83	Opc
86	„MAX-POL” Andrzej Uliczka	42-700 Lubliniec, ul. Parcelacyjna 19	Opc
87	Firma Handlowo-Usługowa „HAN” Kawecka Hanna	43-190 Mikołów, ul. Podleska 11/25	Opc
88	„DRAGON GAZ” SC Bogdan Furman, Marcin Gandor, Eugeniusz Strzoda	43-230 Goczałkowice Zdrój, ul. Mikołaja Kopernika 39	Opc
89	EMGAZ Sp. z o.o.	43-400 Cieszyń, ul. Stalowa 71	Opc
90	Andrzej Szatanik Firma Prywatna „Szatanik”	43-417 Kaczyce, ul. Średnicowa 29	Opc
91	VATTENFALL TRADING SERVICES Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Portowa 14	Oee
92	Firma Usługowo-Handlowa Tomasz Brożek	44-100 Gliwice, ul. Traugutta 14	Occ
93	ASTA BIOPAL Sp. z o.o.	44-203 Rybnik, ul. Przemysłowa 3	Wpc
94	MULTI Sp. z o.o.	44-203 Rybnik, ul. Drzymały 2	Opc
95	Jadwiga Maśnica – Firma Handlowo-Usługowa „JAG-ROP”	44-264 Jankowice, ul. Piaskowa 6B	Opc
96	„EKO-PETROL-RECYKLER” Sp. z o.o.	45-117 Opole, ul. Portowa 8	Opc
97	„AUTO-MIX-GAS” Dariusz Kula	46-100 Namysłów, ul. Chrobrego 14/7	Opc
98	Robert Polak – „AUTO-EKO-GAZ” Serwis Mechanika Pojazdowa	46-320 Kowale, Praszka, ul. Wieluńska 12A	Opc
99	Tamara Młotkowska PPHU TAMIREX	47-312 Rogów, ul. Dworcowa 19 A	Opc
100	Konrad Pohl Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AGROPOL”	48-120 Baborów, ul. Kolejowa 1	Opc
101	Michał Zaremba – HAZAMA	49-100 Niemodlin, Szydłowiec Śląski 43	Wee
102	Piotr Kopacz „TANK-POL oil”	49-315 Mąkoszyce, ul. Rolnicza 3	Opc
103	Zygmunt Kowalski – Zakład Produkcyjno-Handlowy „KOW-ROL”	49-318 Skarbimierz, Zielęcice, ul. Klonowa 22	Opc
104	Biuro Doradczo-Handlowe Jacek Król	50-117 Wrocław, ul. Igielna 6/3	Opc
105	Krzystian Bogulak – „B&J” Firma Handlowo-Usługowa	51-113 Wrocław, ul. Macedońska 19/7	Opc
106	„TRUCK” SC Siemiątkowski Artur, Siemiątkowski Krzysztof	51-629 Wrocław, ul. Jana Urbańskiego 6/1	Opc
107	„ZAEL-ENERGO” Sp. z o.o.	53-609 Wrocław, ul. Fabryczna 14E	Dee, Oee
108	Lotnisko Kamień Śląski Sp. z o.o.	53-611 Wrocław, ul. Strzegomska 46-56	Opc
109	Zakład Handlowo-Produkcyjno-Usługowy „HADES” Wiktor Kaproń	55-320 Rachów, ul. Jastrzębska 10	Opc
110	Jerzy Wierbol – „POLKAM” Przedsiębiorstwo Handlowe	58-300 Wałbrzych, ul. Przebieg 4	Opc
111	Szymon Giziński – Przedsiębiorstwo Usługowo- Handlowe „AGNES”	58-506 Jelenia Góra, ul. Anieli Krzywoń 2/2	Wee
112	PPHU „AGAM” SC Czesław Michalewicz, Grażyna Michalewicz, Rafał Michalewicz, Anna Michalewicz	59-300 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 97B	Opc
113	POL-PETRO Sp. z o.o.	61-655 Poznań, ul. Murawa 29	Opc
114	Tomasz Kraśniewski – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „PETRO-TOM”	62-020 Swarzędz, ul. Morelowa 12	Opc
115	Lech Piątkowski – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „ELGRA”	62-200 Świebodzin, ul. Poznańska 38	Opc
116	Barbara Zybala, Agata Zybala – Firma Handlowo- Usługowa „OL-BA” SC	62-220 Niechanowo, Żelazkowo	Opc

117	Zbigniew Mądry – PHU Stacja Kontroli, Naprawy i Zbytu Pojazdów „AUTOSERVICE”	63-000 Środa Wielkopolska, ul. Działyńskich 11	Opc
118	Leszek Klak – Zakład Instalacji Elektroenergetycznych	63-100 Śrem, ul. Witkiewicza 25	Oee
119	Pfeifer & Langen Polska SA	63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2	Wcc, Pcc
120	ZAMETEX Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Kąkolewska 20	Opc
121	Dexoil Sp. z o.o.	64-200 Wolsztyn, ul. Przemysłowa 7	Opc
122	REDOS Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Kolejowa 31	Opc
123	Waldemar Nowak – Przedsiębiorstwo Handlowe	64-333 Bukowiec, ul. Św. Marcina 6	Opc
124	Petro Gum Serwis Sp. z o.o.	64-551 Otorowo, ul. Szamotuńska 60	Opc
125	Iwona Krakowiak – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „ARVONA” Iwona Krakowiak	64-920 Piła, ul. Robotnicza 7	Opc
126	Jerzy Jankowski – Prywatne Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	64-920 Piła, ul. Rubinowa 31	Opc
127	Kazimierz Goluba, Jan Marek Zakład Handlowo-Usługowy INTER-GAZ SC K. Goluba, J. Marek	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Myśluborska 21/25	Opc
128	Lubuskie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego	67-100 Nowa Sól, ul. Kościuszki 29	Opc
129	TAMOTO Sp. z o.o.	70-111 Szczecin, ul. Powstańców Wielkopolskich 39B	Opc
130	PHU PETROMAX Filip Mirosław Chrząstek	70-434 Szczecin, ul. Śląska 20/4	Opc
131	Krystyna Roszak	72-510 Międzyzdroje	Opc
132	GOSAT Sp. z o.o.	72-610 Wolin, Ostromice 64	Opc
133	Grzegorz Kotwicki	73-150 Łobez, ul. Magazynowa 1	Wee
134	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETREX” Barbara i Ireneusz Zarzyccy Sp. j.	75-334 Koszalin, ul. Robotnicza 3A/42	Opc
135	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „IMPULS” Kazimierz Paczos	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 87	Opc
136	Wereszka Dorota Firma Transportowo-Handlowa	76-142 Malechowo, Niemica 45	Wee
137	„MDS” Sp. z o.o.	76-230 Potęgowo, ul. Kościuszki 9	Opc
138	POLDANOR SA	77-320 Przechlewo, ul. Dworcowa 25	Wee
139	Eugeniusz Pilawa – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „PILAWA”	78-100 Kołobrzeg, ul. Tęczowa 1	Opc
140	PHU „ANEL” SC Andrzej Mitoraj i Elżbieta Mitoraj	78-651 Mirosławiec Górny, Osiedle XXX Lecia LLP 37/14	Opc
141	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „IWO-POL” Iwona Gulińska	80-390 Gdańsk, ul. Kołbrzeska 23G/6	Opc
142	Agnieszka Woźniak – Firma Handlowo-Usługowa „AGA-OIL”	80-531 Gdańsk, ul. Sucha 31	Opc
143	Piotr Ulkowski, Piotr Socha – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AKT-OIL” SC	82-300 Elbląg, Al. Grunwaldzka 2C	Opc
144	Robert Krakowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „TREBOR R.G.”	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Dąbrowskiego 9/22	Opc
145	MEGA-ZBYT Sp. z o.o.	83-047 Przywidz, ul. Skarpowa 2	Opc
146	Agencja Handlowa Sebastian Strzemkowski	83-200 Starogard Gdański, ul. Ks. Józefa Blocka 8	Opc
147	FULL GAS Czesław Polejowski	83-333 Chmielno, Garcz, ul. Podgórna 2	Opc
148	WESTWIND – POLAND Sp. z o.o.	84-120 Władysławowo, ul. Gdańska 65	Wee
149	„Elektrownia Wodna” Roman Prena	84-200 Wejherowo, ul. Zamkowa 18	Wee
150	„DIONE” Sp. z o.o.	84-200 Wejherowo, ul. Gdańska 7 lok.1	Opc
151	Małgorzata Brodowska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe TRANS-BENTEN-OIL	84-230 Rumia, ul. Objazdowa 37	Opc
152	„RA SYSTEM” Rafał Dąbkowski	84-230 Rumia, ul. Sobieskiego 5 lok. 8	Opc
153	Kotłowska Jadwiga Elektrownia Wodna Bolszewo	84-239 Bolszewo	Wee
154	ELDORADO Sp. z o.o.	84-250 Gniewino k/Wejherowa, Gniewino 4	Opc
155	Andrzej Radoszewski – Handel Usługi i Transport	87-300 Brodnica, ul. Chrobrego 13	Opc
156	CHEMIKS Sławiński Wojciech	87-300 Brodnica, ul. Kamionka 4A	Opc

157	Bogdan Czyżniewski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe BC ENERGIA	88-231 Bytoń, Borowo 18	Wee
158	Mirosław Grzegorz Najzer – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MAJA-TRANS-SPED”	88-400 Żnin, ul. Przemysłowa 4	Opc
159	Wiesław Książek – PHU „WIENIU” Stacja Gazu Płynnego	89-115 Mrocza, Krukowo	Opc
160	Karolina Grajkowska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Transportowe	89-210 Łabiszyn, ul. Mickiewicza 5	Opc
161	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89-400 Sępólno Krajeńskie, ul. Orzeszkowej 8	Oee
162	AB Firma Arkadiusz Borowski	91-032 Łódź, ul. Limanowskiego 156	Opc
163	CHOJNACKI MAREK Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa	93-345 Łódź, ul. Paradna 54	Opc
164	MARLEM-GAZ Grzegorz Papuga	95-001 Biała, Wola Rogozińska 7A	Opc
165	Ewa Gieraga – PHU EW-TRANS	95-035 Ozorków, ul. Cicha 31	Opc
166	Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	95-035 Ozorków, ul. Żwirki 30	Opc
167	Firma Handlowa Waldemar Bednarczyk	95-200 Pabianice, ul. Gawrońska 5	Opc
168	Mirosław Kaczorowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „TRAMEX”	96-500 Sochaczew, ul. Gawłowska 74	Opc
169	ELBEST Sp. z o.o.	97-400 Bełchatów, Rogowiec	Opc
170	BEŁCHATÓWDIS Sp. z o.o.	97-400 Bełchatów, ul. Staszica 20	Opc
171	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Radomsko Sp. z o.o.	97-500 Radomsko, ul. Kraszewskiego 5	Opc
172	Waldemar Szymczyk – Zakład Transportowo-Sprzętowo-Budowlany „SZYMBUD”	97-500 Radomsko, ul. Św. Rozalii 19	Opc
173	AUTO-KOMIS „CZTERY KOŁA – GAZ” SC Jolanta Grabczak, Mariusz Grabczak	98-300 Wieluń, ul. Głowackiego 8	Opc
174	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ANKO” Agata Kukula	98-324 Wierzchnas, ul. Szkolna 15A	Opc
175	PPHU – Czesław Jerzy Pawlicki	98-335 Pątnów 321	Opc
176	BAM-CAR SC Damian Szokalski, Przemysław Skorupa	98-350 Biała, Biała Parcela 16	Opc
177	Olgierd Paszkiewicz	99-100 Łęczycza, ul. Grodzka 6/12	Opc
178	Janusz Wojda – TRANSPORT – HANDEL	99-400 Łowicz, ul. Podgórna 21	Opc
179	SA „ELECTRABEL”	1000 Bruksela, Boulevard du Regent 8, Belgia	Oee
180	Ezpada s.r.o.	110 00 Praga 1, Jungmannova 745/24, Republika Czeska	Oee

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
- Dee – dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Dpg – dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi
- Ogz – obrót gazem z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 4.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Inspekcyjne A.P.I. „TESTO” Sp. z o.o.	03-801 Warszawa, ul. Zamoyskiego 4	Dpg, Opg
2	ELCO Sp. z o.o.	40-101 Katowice, ul. Chorzowska 111	Dee
3	„Skup Zbóż i Sprzedaż Mąki” Marek Wiecki	77-420 Lipka, ul. Sępoleńska 2	Wee
4	PROJEKT ENERGIA Sp. z o.o.	78-230 Karlino, Krzywopłaty 42	Dpg, Opg

Legenda:

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 4.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	El. Invest Sp. z o.o.	00-121 Warszawa, ul. Sienna 39
2	ENERGOTEL	01-651 Warszawa, ul. Gwiaździsta 7
3	Zakład Produkcji Cystem LDS Sp. z o.o.	02-495 Warszawa, ul. Gierdziejewskiego 1
4	Sadyba Centre SA	02-903 Warszawa, ul. Powsińska 31
5	MAKBOR Sp. z o.o.	04-736 Warszawa, ul. Żegańska 45
6	PHU „ASPAL” Andrzej Kołodziejczak	05-088 Brochów, Plecewice 29
7	DZP Development Sp. z o.o.	05-120 Legionowo, ul. Mieszka I-go 25
8	PPHIU „Robert” Robert Bachanek	05-190 Nasielsk, Mazewo Włościańskie
9	PPHIU „ROBERT” Robert Bachanek	05-190 Nasielsk, ul. Młynarska 19
10	Rekta Management Sp. z o.o.	05-250 Marki, Al. Piłsudskiego 200
11	PPHU ADAMAX Andrzej Adamski	05-552 Wólka Kossowska, Łazy, Al. Krakowskie 227
12	GAMA Salomea Marianna Gąsiorowska	07-411 Rzekuń, Kamianka 49
13	PHUP „MONTRANS” Monika Madej-Kalinowska	08-140 Mordy, ul. Żwirki i Wigury 18
14	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	08-400 Garwolin, ul. Polna 77
15	PPHU ELTOM Włodzimierz Tomasik	08-400 Garwolin, ul. Senatorska 9
16	Ryszard Grzyb Przedsiębiorstwo Handlowo-Hurtowe	08-550 Kłoczew, Gózd 24
17	„MEGA-GAZ” W. Krzykowski, W. Kaźmierski	09-407 Płock, ul. Otolińska 3/29
18	Transport Krajowy i Zagraniczny Stanisław Bogucki	09-413 Sikórz, Kobierniki 30, stacja paliw Sikórz 97
19	BAR-GAZ SC Barbara Czerwińska, Kazimierz Kopatysz	09-440 Starożreby, Marychnów 24A
20	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MAŁGO”	10-431 Olsztyn, Kołobrzaska 15/24
21	PHU Sukces Zbigniew Załęski	10-603 Olsztyn, ul. Metalowa 6
22	Firma Handlowa – CLASIK Stacja Paliw Sępopol Zacharski Bogumił, Czajkowski Rafał	11-210 Sępopol, ul. Przemysłowa 11
23	BART-BUD Przedsiębiorstwo Ogólnobudowlane Spychała Krzysztof	14-100 Ostróda, Plac Tysiąclecia PP 4/1
24	PHU „DELUXE” Magdalena Spychała	14-100 Ostróda, Plac Tysiąclecia PP 4-1
25	Firma Usługowo-Handlowa „ROLMAN” Adam Kowalkowski	14-260 Lubawa, ul. Rzepnikowskiego 5A
26	Marand SC Marcin Kotik, Andrzej Ostrowski	15-168 Białystok, ul. Wysockiego 152
27	PHU SYBERIA Zenon Kobeszko	15-763 Białystok, ul. Ogrodniczeki 1
28	Anita Gniazdowska AUTO-CPN	15-875 Białystok, ul. Krakowska 17/25
29	MLEKOVITA Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Wojska Polskiego 52
30	„KRYPTON” Sp. z o.o.	17-220 Narewka, ul. Zabłotczyzna 30
31	URBIMAX Sp. z o.o.	18-315 Kołaki Kościelne, Gosie Małe 29
32	Jacek Budzyński Przedsiębiorstwo Wielobranżowe EXOL	20-331 Lublin, ul. Pancerniaków 5

33	Artur Kalisz „WERMEX”	20–572 Lublin, ul. Turkusowa 1/75
34	Ewa Paroszkiewicz	20–639 Lublin, ul. Pozytywistów 7/11
35	KOBI SC Wojciech Biel – Piotr Kulaczkowski	21–132 Kamionka, Siedliska 9
36	Dariusz Ostrowski	21–143 Abramów, Wielkolas 65
37	AUTO GAZ PARTNER Sp. z o.o.	21–500 Biała Podlaska, ul. Kąpielowa 3
38	Ratyna Czesław	22–400 Zamość, ul. Kołtąjąca 2/4/6
39	SC VISAN Stacja Kontroli Pojazdów Jerzy Jaworski, Ryszard Wołyniec, Roman Skiba	22–400 Zamość, ul. Namysłowskiego 8
40	Stacja Paliw Alicja Łoza	22–664 Jarczów, ul. Przemysłowa 1
41	PW „WAT” Sp. z o.o.	23–100 Bychawa, ul. Rynek 12
42	PHU AMBI Stanisław Żebrowski	24–340 Józefów n/Wisłą, ul. Powstańców 2
43	PRZEDSIĘBIORSTWO WIELOBRANŻOWE KARABELA-CK Sp. z o.o.	25–312 Kielce, ul. Warszawska 34
44	Młyn Wodny „Komorniczak”, Komorniczak Małgorzata Maria	25–549 Kielce, ul. Toporowskiego 83/6
45	PRZEDSIĘBIORSTWO USŁUGOWO-HANDLOWE „HAK” Andrzej Kaszowicz	28–100 Busko-Zdrój, Skorzów 20
46	L.Z. DZYMALSKI SC Dzymalski Zygmunt, Drzymalska Łucja	28–200 Staszów, Wiązownica Duża 215
47	Ferenc Andrzej FHUP „MNT”	28–221 Osiek, Ossola 106
48	Kraków Plaza Sp. z o.o.	31–564 Kraków, Al. Pokoju 44
49	Poznań Plaza Sp. z o.o.	31–564 Kraków, Al. Pokoju 44
50	B.P.J. „Auto-Gaz” Władysław Gurgul	32–020 Wieliczka, ul. Jagielskiego 1
51	FHU „Profesjonal” Imiolek Bogusław	32–340 Wolbrom, Zabagnie Kolonia Radocha 70
52	Auto-Gaz Padoł Dorota	32–742 Gorlice, ul. Kościuszki 108
53	FP-T-U-H-D „Południe” Stanisław Chmielek	32–742 Sokolów, Grabina 39
54	FHU „JANO” Janusz Lechowicz	33–133 Wał Ruda, Zabawa Podwałe 18
55	Usługi Transportowe Wiesław Pacocha	33–150 Wola Rzędzińska, Wola Rzędzińska 265 c
56	Przedsiębiorstwo Budowlane „GÓRA” Antoni Góra	34–335 Krzyżowa, ul. Kasztanowa 7
57	BAĆ-POL Sp. z o.o.	35–222 Rzeszów, ul. Okulickiego 17
58	MEGA Sp. z o.o.	37–124 Kraczkowa 1125
59	FH WK i A Bartoszek SC	37–565 Roźwienica, ul. Tyniowice 107
60	Auto-Gaz Padoł Dorota	38–300 Gorlice, ul. Kościuszki 108
61	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „R-PAL” Ciupa Radosław	38–460 Jedlice, ul. Żarnowiec 161
62	FHU „Rolmasz” Kazimierz Smolak	39–122 Kamionka, Kamionka 323
63	ECO ENERGY Sp. z o.o.	40–035 Katowice, ul. Kochanowskiego 116
64	BIO-EKO Sp. z o.o.	40–585 Katowice, ul. Połomińska 16
65	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WIP” Sp. z o.o.	40–645 Katowice, ul. Radockiego 108/15
66	BIPRODEW Dariusz Bigos	40–695 Katowice, ul. Traktorzystów 30/14
67	SAJT DEVELOPMENT Sp. z o.o.	41–219 Sosnowiec, ul. Braci Mieroszewskich 124
68	PPUH „ROMAX” Robert Sap	41–310 Dąbrowa Górnicza, ul. Jaworowa 20
69	AD-MAR Przedsiębiorstwo-Produkcyjno-Usługowo- Handlowe Piotr Pach	41–400 Mysłowice, ul. Świerczyny 56
70	Centrum Usługowo-Handlowe Budownictwa „RAMPA” Sp. z o.o. Piotr Jaromin & Barbara Wieczorek	41–407 Imienin, ul. Hallera 64
71	KAP – POL Sp. z o.o.	41–500 Chorzów, ul. Katowicka 115
72	ECO ENERGY Sp. z o.o.	41–503 Chorzów, ul. Narutowicza 15
73	Ruda Śląska Plaza Sp. z o.o.	41–710 Ruda Śląska, ul. 1 Maja 310
74	Hareża Wojciech Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Przemysłu ENERGOPOOL	41–902 Bytom, ul. Wałowa 15/6
75	Przedsiębiorstwo Produkcji i Montażu MONTSPOZ Sp. z o.o.	42–160 Krzepice, ul. Magreta 2
76	AREOKLUB Częstochowski	42–200 Częstochowa, ul. POW 4
77	Skup Sprzedaż Surowców Wtórnych Henryk Kłyta	42–287 Lubsza, ul. Częstochowska 1
78	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Myszkowie Sp. z o.o.	42–300 Myszków, ul. Krasickiego 116
79	SPERA Sp. z o.o.	42–300 Myszków, ul. Pułaskiego 6

80	Zakład Usługowo-Handlowy AGAKAR Karol Grygiel	42-320 Niegowa, ul. Bankowa 3
81	Karol Grygiel „AGAKAR”	42-320 Niegowa, ul. Sobieskiego
82	FHU „ROYAL” Agnieszka Kalinowska	43-100 Tychy, Al. Bielska 80/40
83	Cyrański Roman	43-251 Pawłowice, ul. Górnicza 1
84	Południowy Koncern Węglowy SA	43-600 Jaworzno, ul. Grunwaldzka 37
85	VERSUS Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Jana Pawła II 13
86	„JANTA” Sp. z o.o.	44-160 Rudziniec, ul. Gliwicka 26
87	„KAM-GAZ” SC Krystyna Wsól, Andrzej Kot	44-213 Rybnik, ul. Ks. Pojdy 27
88	Roman Cyrański Stacja Auto – Gaz	44-238 Czerwionka Leszczyny, ul. Piekarnicza 1
89	Ireneusz Kowerczuk Firma „SEVEN” Usługi Gastronomiczne	44-264 Jankowie, Wesola 24
90	Jastrzębska Spółka Węglowa SA	44-330 Jastrzębie Zdrój, ul. Armii Krajowej 56
91	PIOBUD-TRANS Sp. z o.o.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Podhalańska 4
92	Biuro Turystyczne „OPOLANIN”	45-710 Opole, ul. Niemodlińska 19
93	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Rolnictwa Chempest SA	47-400 Racibórz, ul. Łączna 24
94	KWIAT-TANK Jan Kwiatkowski	48-200 Prudnik, ul. Nyska 10
95	Rajnard Kopka „TRANS-MAK”	48-250 Głogówek, Błazejowice 34
96	„Centrum Handlu i Usług” Sp. z o.o.	53-438 Wrocław, ul. Stalowa 58/5
97	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe – BISEK	54-031 Wrocław, ul. Żywiecka 30
98	Jerzy Postrożny PHU „JUREXPOL”	57-200 Ząbkowice Śląskie, ul. Kłodzka 21
99	Potocki Artur PROTA – GAZ	58-100 Świdnica, ul. Wałowa 4/9
100	TRANSFINANCE Sp. z o.o.	59-300 Lubin, ul. Wójta Henryka 4
101	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „RODAM” SC Roman Mazur, Damian Pawlonka	59-430 Wądroże Wielkie, Stacja Paliw
102	PKS w Bolesławcu	59-700 Bolesławiec, ul. Miodowa 8
103	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „JARKRYS” Helena Milke	61-551 Poznań, ul. Dolina 6
104	Łukasz Miś	61-680 Poznań, ul. Dolna 11A
105	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Wesola 7
106	Rzemyszkiewicz Zbigniew	62-402 Ostrowite, ul. Zachodnia 8a
107	PPUH „CERTO-STAL” SC Jadwiga Sarniak, Sławomir Sarniak, Bożena Warszawska	62-613 Osiek Mały, ul. Kolska 25
108	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	62-700 Turek, ul. Polna 4
109	PHU „TOMIX” Jolanta Gorzelańczyk	62-800 Kalisz, ul. Rzymska 38-40
110	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „GEO” Władysław Jankowski	62-800 Kalisz, ul. Serbinowska 9/33
111	PHPU „JESSICA” Krzysztof Nowak	62-860 Opatówek, ul. Rogatka 10
112	AGRIS PL Sp. z o.o.	63-000 Środa Wielkopolska, ul. Jana Kilińskiego 27
113	Krzysztof Śmieczak	63-130 Książ Wielkopolski, ul. Nowomiejska 18/3
114	Firma Handlowo-Usługowa „DAMIAN” Damian Czeszyk	63-230 Witaszyce, Zakrzew 53
115	Rawicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	63-900 Rawicz, ul. Sucharskiego 15
116	Violetta Dembna ZA-ROL	64-100 Leszno, ul. Ogrody 6
117	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe A&K Andrzej Piechnik i Katarzyna Piechnik	64-915 Castrowie, ul. Wojska Polskiego 58
118	„JARO” Jarosław Grabiec	66-320 Łagowiec, Łagowiec 28
119	„NAFTOPOL” Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Franciszka Walczaka 116/110
120	„M.G. PETROL” Magdalena Ostrowska	69-100 Słubice, ul. Wojska Polskiego 114
121	Zakład Usługowo-Produkcyjno-Handlowy „MATA” Ryszard Skórski	69-108 Cybinka, ul. Dąbrowskiego 43/1
122	EURO-OIL Zdzisław Kowalik	69-110 Rzepin, ul. Zachodnia 4
123	TRANSPOL Sp. z o.o.	70-888 Szczecin, ul. Bryczkowskiego 24/1a
124	Spółdzielnia Pracy Transportu Mleczarskiego „TRANSMLE CZ”	73-100 Stargard Szczeciński, ul. Bydgoska 65
125	Janusz Dąbrowski	74-106 Stare Czarnowo, ul. Słoneczna 18
126	ALATAN Piotr Steblewski	74-300 Myślibórz, ul. Pomorska

127	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne „ROLMASZ II” Sp. z o.o.	76–200 Słupsk, ul. Kaszubska 42
128	Firma Handlowo-Transportowa „BODZIOTRANS” Bogdan Itrich	77–100 Bytów, ul. Drzymały 22/8
129	STRADER Firma Handlowo-Uslugowa Rafał Strajach	78–500 Drawsko Pomorskie, ul. Mickiewicza 4a m. 14
130	Wind-Mag Magdalena Wysoczyńska	80–297 Banino, ul. Sportowa 30
131	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „METROPOL” Andrzej Wanke	80–298 Gdańsk Kokoski, Leżno, Al. Lipowa 61
132	EUROPEAN FINANCE & TRADE CORPORATION SA	80–298 Gdańsk, ul. Budowlanych 21
133	BELS Investment Sp. z o.o.	80–427 Gdańsk, ul. Kościuszki 116
134	„RAFA” Rafał Szydłowski	82–300 Elbląg, ul. Warszawska 74
135	EL-PETROL SC Stanisław Wilkaniec, Ryszard Rurka, Beata Faltynowska	82–300 Elbląg, ul. Zamkowa 15
136	MEW Młyn Bukowina Renata Meyer Gawłowska	84–312 Cewice, ul. Bukowina 56
137	„AGRIMEX” Sp. z o.o.	85–009 Bydgoszcz, ul. Dworcowa 81
138	Elektrociepłowni „Toruń” SA	87–100 Toruń, ul. Ceramiczna 6
139	„MERITUM OLSZOWY” DOBACZEWSKI Sp. j.	87–100 Toruń, ul. Wapienna 10
140	Brodnicka Energetyka Wiatrowa Wiśniewska, Rogowski	87–300 Brodnica, ul. Okrężna 13
141	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” Sp. z o.o.	87–700 Aleksandrów Kujawski, ul. Świstucha 5
142	„Moto Gama” Bogusław Bielicki	87–800 Włocławek, ul. Reja 12 a
143	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MATWY SA	88–100 Inowrocław, ul. Fabryczna 4
144	KOLTIX Ewa Wiśniewska	88–121 Chełmce 128
145	Przedsiębiorstwo Transportowe „TRANSBUD-Bielawy”	88–192 Piechcin, Bielawy 55
146	Magdalena Czerniejewska	88–430 Janowiec Wlkp., Zrazim
147	„DOR-MAR” PHU Mieczysława Olczyk	93–539 Łódź, ul. Zaolziańska 65 m. 42
148	Stacja Paliw „CHANEL” Józef Majewski	95–030 Rzgów, ul. Katowicka 126
149	Stacja Paliw Roman Głowacki	95–030 Rzgów, ul. Katowicka 69
150	TOM-OIL Arkadiusz Pluta	95–200 Pabianice, Bychlew 68A
151	EDMON Grzegorz Stefański	95–200 Pabianice, ul. Kopernika 14 m. 13
152	Stacja Paliw Jodłowska Małgorzata	95–200 Pabianice, ul. Świtlickiego 5
153	Przedsiębiorstwo Handlowe „RAWS” Wisławski Sławomir	96–106 Skierniewice, ul. Fabryczna 3
154	JAREX Jarosław Stanisławski	96–128 Słupia, Słupia 113
155	SPÓŁKA HANDLOWO-USŁUGOWA „ADROM” B.R.A. Borowczyk Sp. j.	97–226 Żelechlinek, ul. Zakątna 3
156	Piekarska-Chojnacka Małgorzata Stacja Paliw eMPi	97–227 Lubochnia, ul. Łódzka 2
157	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „TYLGAZ” Zdzisław Tyluś	97–425 Żelów, ul. Północna 72/74
158	„MALTABUD” Sp. j. Bogdan Welna, Zbigniew Welna	98–300 Wieluń, ul. Wodna 11
159	PPHU „DANMAR” SC Marcin Stanik, Daniel Stanik	98–330 Pajęczno, Janki 3
160	„MAGROL” Tomasz Magdziak, Maciej Magdziak Sp. j.	99–232 Zadzim, Kazimierzew 14
161	HALO-GAZ Agnieszka Kukiela	99–413 Chaśno, Wyborów 16
162	Marek Żaczek	99–440 Zduny, Nowe Zduny 3
163	Statkraft Markets GmbH	40–547 Dusseldorf, ul. Niederkasseler Lohweg 18
164	EDF Energy Merchants Limited	WC1V 6ED London, 71 High Holborn

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 3.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-400 Pasłęk, ul. Jagielly 13	2.05.2005	Wcc	ZPiZPD ^{*)}
2	Zakład Energetyki Ciepłej „STAR-PEC” Sp. z o.o.	83-200 Starogard Gdański, ul. Owidzka 20	2.05.2005	Wcc, Pcc	ZPiZPD
3	ZGK w Miechowie	32-200 Miechów, ul. Konopnickiej 30	10.05.2005	Wcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
4	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów)	32-200 Miechów, ul. Raclawicka 41	10.05.2005	Wcc	zmiana zakresu koncesji
5	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o.	32-620 Brzeszcze, ul. Mickiewicza 2	10.05.2005 19.05.2005	Wcc Pcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
6	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Wysocka 57	10.05.2005	Wcc	nowe źródła i zmiana paliwa
7	MPEC SA Kraków	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	11.05.2005	Wcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
8	Zakłady Azotowe Tarnów-Mościce SA	33-101 Tarnów, ul. Kwiatkowskiego 8	11.05.2005 13.06.2005	Wcc Oee	zmiana zakresu
9	GIGATERM INVESTMENT SERVIS Sp. z o.o.	81-540 Gdynia, Al. Zwycięstwa 228 C	11.05.2005	Wcc, Pcc	ZPiZPD
10	Zakłady Koksownicze Wałbrzych SA	58-300 Wałbrzych, ul. Beethovena 14	12.05.2005	Wpg, Ppg	zmiana formy prawnej oraz zmiana Regonu na KRS i NIP
11	Samodzielny Wojewódzki Szpital dla Nerwowo i Psychiczenie Chorych im. Ks. Biskupa Józefa Nathana w likwidacji	48-140 Branice, ul. Szpitalna 18	13.05.2005	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
12	Zakład Energetyki Ciepłej USTRONNA (Gmina Łódź)	93-438 Łódź, ul. Demokratyczna 114	13.05.2005	Pcc	ZPiZPD
13	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ENCo” Sp. z o.o.	41-914 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 165	16.05.2005	Wcc	ZPiZPD
14	Andropol Elektrociepłownia Sp. z o.o.	34-120 Andrychów, ul. Krakowska 83	17.05.2005	Wcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
15	Krajowa Spółka Cukrowa SA	87-100 Toruń, ul. Kraszewskiego 40	17.05.2005	Wcc Pcc	zmniejszenie ilości źródeł i mocy zainstalowanych; zwiększenie ilości eksploatowanych sieci
16	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, ul. Murarska 21	18.05.2005	Wee	ZPiZPD
17	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Brzeszcze Sp. z o.o.	32-410 Dobczyce, ul. Obwodowa 4	19.05.2005	Wcc, Pcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
18	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. T. Kościuszki 25	20.05.2005 25.05.2005	Wcc Pcc	zmiana mocy zainstalowanej i adresu; ZPiZPD
19	Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA	65-120 Zielona Góra, ul. Zjednoczenia 103	24.05.2005	Wcc	zmniejszenie mocy zainstalowanej

20	BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów SA	97-400 Bełchatów, Rogowiec, skr. poczt. 100	24.05.2005 8.06.2005	Pcc, Occ Dee, Oee	zmiana nazwy firmy
21	Wojciech Kondracki, Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe „INKLUZ”	18-400 Łomża, Al. Piłsudskiego 82c	25.05.2005	Wcc	ZPiZPD oraz zmiana REGONU na numer ewidencji dział. gospodarczej i NIP
22	RINDIPOL SA	89-620 Chojnice, ul. Przemysłowa 4	25.05.2005	Wcc	ZPiZPD
23	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMOWAD Sp. z o.o.	34-100 Wadowice, Al. Matki Bożej Fatimskiej 32	27.05.2005	Wcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
24	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-230 Biała Piska, ul. Targowa 1	31.05.2005	Wcc	ZPiZPD
25	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „BUGAJ” Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Bugaj 45	31.05.2005	Wcc, Pcc	ZPiZPD
26	ORNETA-ENERGIA Sp. z o.o.	11-130 Ornetą, ul. Dworcowa 2	1.06.2005	Pcc	zmiana długości eksploatowanych sieci ciepłowniczych
27	PETRONUS Sp. z o.o.	20-612 Lublin, ul. Głębocka 29 lok. 29	2.06.2005	Opc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
28	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” SA	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6c	2.06.2005	Wee	ZPiZPD
29	MEGAM Sp. z o.o.	21-540 Małaszewicze, ul. Kolejarzy 22B	3.06.2005	Opc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
30	Łęczyńska Energetyka Sp. z o.o. w Bogdanie	21-013 Puchaczów, Bogdanka	6.06.2005	Wcc	zmniejszenie liczby eksploatowanych źródeł, zmiana nazwy, zmiana REGONU na NIP i KRS
31	Koksownia PRZYJAŹŃ Sp. z o.o.	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	7.06.2005	Pcc	ZPiZPD
32	Zakłady Chemiczne i Tworzyw Sztucznych Boryszew SA	96-500 Boryszew, ul. 15-go Sierpnia 106	8.06.2005	Oee	zmiana nazwy firmy
33	Elektrociepłownia Kraków SA	31-587 Kraków, ul. Ciepłownicza 1	9.06.2005	Wcc	zmiana zakresu koncesji
34	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 56	9.06.2005	Wcc, Pcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
35	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne „Soda Mątwy” SA	99-101 Inowrocław, ul. Fabryczna 4	10.06.2005	Oee	ZPiZPD
36	Zakład Gospodarki Ciepłej Śląskiej Akademii Medycznej	40-752 Katowice, ul. Medyków 2A	13.06.2005	Pcc	ZPiZPD
37	Zakład Energetyki Ciepłej USTRONNA (Gmina Łódź)	93-438 Łódź, ul. Demokratyczna 114	13.06.2005	Wcc, Pcc	ZPiZPD
38	Marianna Wiaderna, Barbara Żurowska – „Auto-Gaz” SC	27-100 Iłża, Błaziny Dolne	14.06.2005	Opc	zmiana numeru w ewidencji działalności gospodarczej
39	Andrzej Szymik – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „MATEO”	31-831 Kraków, ul. Fatimska 13/24	14.06.2005	Opc	ZPiZPD
40	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	62-700 Turek, ul. Polna 4	14.06.2005	Pcc	zmiana źródła zasilającego sieć
41	K.W. Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Grota Roweckiego 12/27	15.06.2005	Opc	zmiana formy prawnej firmy

42	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Izabelli 6	15.06.2005	Wcc Pcc Occ	rozszerzenie działalności, zmiana REGONU na NIP i KRS; ZPiZPD, zmiana REGONU na NIP i KRS; zwiększenie mocy zainstalowanej, zmiana REGONU na NIP i KRS
43	Grzegorz Gwiazda, Blandyna Gwiazda – „PETROMAN” SC	43-400 Cieszyn, ul. Majowa 159a	15.06.2005	Opc	zmiana składu osobowego Spółki
44	„STW” Kazimierz Lewiński	72-200 Nowograd, ul. Waryńskiego 12A/2	15.06.2005	Opc	zmiana nazwy firmy i adresu siedziby
45	Piotr Grobelny – Firma Handlowa „SZWAGIER”	85-543 Bydgoszcz, ul. Złota 23	15.06.2005	Opc	ZPiZPD
46	EKOPLUS Sp. z o.o.	31-587 Kraków, ul. Ciepłownicza 1	16.06.2005	Wcc	wygaśnięcie koncesji
47	Stanisław Jaszyk – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „STAN-POL” Stacja Paliw	62-085 Skoki, Sława Wielkopolska 10	17.06.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
48	Robert Kubala – Biuro Handlowe „DELTA”	82-300 Elbląg, ul. Dąbrowskiego 6	17.06.2005	Opc	zmiana adresu firmy
49	NESTE POLSKA Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 13	21.06.2005	Opc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
50	Józef Gorczyca Handel-Usługi	23-400 Biłgoraj, ul. Janowska 16	21.06.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
51	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Barlinku Sp. z o.o.	74-320 Barlinek, ul. Przemysłowa 7	21.06.2005	Wcc	wyłączenie z eksploatacji jednego źródła ciepła
52	ZTS GAMRAT SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108	23.06.2005	Pcc	zmiana zakresu koncesji
53	Zakłady Koksownicze ZDZIESZOWICE Sp. z o.o.	47-330 Zdzeszowice, ul. Powstańców Śląskich 1	27.06.2005	Wcc	zmiana mocy osiągalnej ciepłej
54	Zakład Produkcyjny „MEW” Andrzej Krasocki	69-110 Rzepin, ul. Poznańska 39/2	27.06.2005	Wee	ZPiZPD
55	Zakład Obsługi Komunalnej Miasta Lipna	87-600 Lipno, ul. Kard. S. Wyszyńskiego 47	28.06.2005	Wcc	zmiana ilości eksploatowanych źródeł
56	Zakład Produkcyjno-Usługowo-Handlowy Henryk Czarniecki	10-687 Olsztyn, Klewki	29.06.2005	Wee	zmiana adresu firmy
57	Zakład Ciepłownictwa Sp. z o.o.	78-520 Złocieniec	29.06.2005	Wcc	zmiana koncesji
58	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-500 Braniewo, Rzemieśnicza 2	30.06.2005	Wcc	odmowa zmiany – brak udokumentowania zmiany
59	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „ZORZA”	32-400 Myślenice, Os. 1000-lecia 15 a	30.06.2005	Wcc, Pcc	wygaśnięcie koncesji
60	Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	34-441 Niedzica, ul. Widokowa 1	30.06.2005	Wee	zmiana mocy zainstalowanej
61	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	40-126 Katowice, ul. Michała Grażyńskiego 49	30.06.2005	Pcc	ZPiZPD
62	Stacja Paliw Elżbieta Król	74-500 Chojna, ul. Słowiańska 2	30.06.2005	Opc	zmiana adresu firmy

63	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Sp. z o.o.	01-613 Warszawa, ul. Bohomolca 21	1.07.2005	Ppg	zmiana adresu i nazwy firmy
64	BRENT TRADE Sp. z o.o.	00-138 Warszawa, ul. Ptasia 4	4.07.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
65	Jerzy Paszek – Stacja Paliw Star	43-227 Miedźna	4.07.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
66	Koncern Energetyczny ENERGA SA	80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130	4.07.2005	Wee	zmiana nazwy firmy oraz ZPiZPD
67	Elektrownia Skawina SA	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10	5.07.2005	Wee	ZPiZPD
68	MERCURY ENERGIA Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe i Pośrednictwa COMAX Sp. z o.o. Sp. komandytowa	40-322 Katowice, ul. Wandy 16	6.07.2005	Wee	zmiana terminu promesy
69	Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o.	02-025 Warszawa, ul. Grójecka 1/3	7.07.2005	Dee, Oee	zmiana adresu firmy
70	CHEVRON-JANSEN Sp. z o.o.	30-085 Kraków, ul. Czyżewskiego 1	7.07.2005	Opc	zmiana adresu firmy
71	BOT Elektrownia Turów SA	59-916 Bogatynia, ul. Młodych Energetyków 12	7.07.2005	Dee, Oee	zmiana nazwy firmy
72	PLON Sp. j. Z. i R. Sareccy	22-413 Nielisz 37a	8.07.2005	Opc	zmiana zakresu prowadzonej działalności oraz formy prawnej
73	„ELEKTROWNIA PAŃTÓW II” Sp. z o.o.	62-510 Konin, ul. Kazimierzowska 45	8.07.2005	Wee	przedłużenie terminu promesy
74	Andrzej Kasprzak, Małgorzata Zbrożek, Małgorzata Kasprzak – „AND-MAR” SC	92-109 Łódź, ul. Pstrowskiego 38	8.07.2005	Opc	zmiana składu osobowego w firmie
75	„GEMINI” SC Dariusz Rzeski, Katarzyna Szustek	96-300 Żyrardów, ul. 1 Maja 61c	11.07.2005	Opc	zmiana składu osobowego w firmie
76	BOT Elektrownia Opole SA	46-021 Brzezie k/Opola	13.07.2005	Dee, Oee	zmiana nazwy firmy
77	KRI Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo k/Poznania, ul. Serdeczna 6	15.07.2005	Dpg, Opg	zmiana zakresu prowadzonej działalności
78	GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o.	70-340 Szczecin, ul. Boh. Warszawy 34/35	15.07.2005	Dpg, Opg	zmiana zakresu koncesji i nazwy
79	OMNIBUS Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Piotrkowski, Sowa, Szulc Sp. j.	41-500 Chorzów, ul. Parkowa – Teren WPK I W	19.07.2005	Opc	zmiana nazwy i formy prawnej
80	Paweł Smoleń – „PETRO-TANK” Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	64-400 Międzychód, ul. Piłsudskiego 1d/1	19.07.2005	Opc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
81	G.EN. GAZ ENERGIA SA	60-650 Poznań, ul. Obornicka 235	22.07.2005	Dpg, Opg	zmiana nazwy i adresu firmy
82	Elżbieta Kądziela – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „MANHATAN”	99-232 Zadzim, Zyгры 46a	26.07.2005	Opc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
83	Państwowe Przedsiębiorstwo Użyteczności Państwowej POCZTA POLSKA	00-940 Warszawa, Plac Małachowskiego 2	27.07.2005	Opc	zmiana dotycząca nazw jednostek organizacyjnych prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi oraz zastąpienie nr REGONU numerem NIP

84	Stacja Paliw „PATRIA”	34-141 Przytkowice 1A	27.07.2005	Opc	ZPIZPD oraz błąd literowego w nazwisku
85	Przedsiębiorstwo Energetyczne „ENERGETYKA ROKITA” Sp. z o.o.	56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4	27.07.2005	Wee	ZPIZPD
86	Miasto i Gmina Warka – Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej przy Gminie Warka	05-660 Warka, ul. Farna 2	27.07.2005	Opc	ZPIZPD oraz zastąpienie nr REGONU numerem NIP
87	„Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA”	34-441 Niedzica, ul. Widokowa 1	27.07.2005	Wee	ZPIZPD
88	Eugeniusz Tomczak, Wacława Tomczak SC	95-011 Bratoszewice, ul. Łódzka 2	27.07.2005	Opc	zmiana składu osobowego oraz informacji o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej
89	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	00-537 Warszawa, ul. Krucza 6/14	29.07.2005	Dpg, Opg	zmiana adresu firmy
90	„EKSPERT” Sp. z o.o.	46-100 Namysłów, ul. Piłsudskiego 23	1.08.2005	Opc	zmiana nazwy, siedziby, numeru w rejestrze przedsiębiorców oraz zastąpienie nr REGONU numerem NIP
91	Przedsiębiorstwo Handlowo-Gastronomiczne „GABAR” Antoni Barczewski	87-423 Wrocki 92A	1.08.2005	Opc	zmiana formy organizacyjnej
92	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uługowo-Handlowe Eksport-Import „MATOR” Jolanta Matuszak, Piotr Matuszak Sp. j.	88-200 Radziejów, ul. Szybka 17	3.08.2005	Wee	ZPIZPD
93	„SELECT ENERGY” Sp. z o.o.	00-175 Warszawa, Al. Jana Pawła II 80/36	3.08.2005	Opc	zmiana siedziby firmy oraz zastąpienie nr REGONU numerem NIP
94	Agnieszka Milewska-Kozieł – Stacja Palwi „GREKO-2”	25-636 Kielce, ul. Massalskiego 17/78	3.08.2005	Opc	ZPIZPD oraz zastąpienie nr REGONU numerem NIP
95	„Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uługowe MKB” Sp. z o.o.	00-079 Warszawa, ul. Krakowskie Przedmieście 79	3.08.2005	Opc	zmiana nazwy
96	BOT Elektrownia Turów SA	59-916 Bogatynia, ul. Młodych Energetyków 12	3.08.2005	Wee	ZPIZPD oraz przekształcenie spółki

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Wpg – wytwarzanie paliw gazowych

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 29.07.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-230 Biała Piska, ul. Targowa 1	7.06.2005	Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
2	Jarosław Wasielewski – „JAR-GAZ” SC	70-892 Szczecin, ul. Pyrzycka 41	9.06.2005	Opc	zmiana współników firmy
3	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Poniecu	64-125 Poniec, ul. Krobska Szosa 32	17.06.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
4	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe DUET C. i S. Stepczyński, E. i A. Węgliński	97-415 Kluki 114	28.06.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
5	Zakłady Usług Technicznych „FASTY”	15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8	28.06.2005	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
6	Grzegorz Latkowski PHU ARTE	26-060 Chęciny, ul. Sitkówka 124a	28.06.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
7	CETANOL Sp. z o.o.	85-950 Bydgoszcz, ul. Konarskiego 11/1	30.06.2005	Opc	firma w likwidacji
8	Janusz Wroński – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PAX	95-015 Głowno, ul. Sosnowa 8	8.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
9	Stacje Paliw Rafinerii „GLIMAR” Sp. z o.o. w likwidacji	38-300 Gorlice, ul. Tuwima 8	15.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
10	EKOHUT Sp. z o.o. w upadłości	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11	15.07.2005	Opc	upadłość Spółki
11	Maciej Leśkiewicz – Firma Handlowa TANGO	98-200 Sieradz, ul. Jagiellońska 4/5	18.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
12	Henryk Borkowski, Ireneusz Tymiński – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	07-415 Olszewo Borki, Grabowo 28a	26.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
13	Tadeusz Biesiadecki, Sławomir Wisławski – Przedsiębiorstwo Handlowe „RAWS” SC	96-100 Skierniewice	27.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
14	Zabost Wojciech Zakład Usługowy „METALOWIEC”	96-100 Skierniewice, ul. Mszczonowska 136	29.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE
KONCESYJNE, UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE, POZOSTAWIONO
WNIOSKI KONCESYJNE BEZ ROZPATRZENIA LUB ROZPOZNANIA**

(stan na 3.08.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	„Polmit” SC Jerzy Pilawski, Bogusław Pilawski	38-100 Strzyżów, ul. Godowa 742	6.05.2005	–	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-500 Gołdap, ul. Wolności 9	12.05.2005	Pcc	decyzja umorzeniowa – moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
3	Przedsiębiorstwo Serwisowe Zespołu Elektrociepłowni Wrocław Sp. z o.o.	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	12.05.2005	Pcc, Occ	działalność nie wymaga koncesji
4	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	77-330 Czarne, ul. Kościuszki 42	12.05.2005	Pcc	decyzja umorzeniowa – moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
5	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-230 Biała Piska, ul. Targowa 1	13.05.2005	Pcc	decyzja umorzeniowa – moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Rafineria Nafty Jedlicze SA	38-460 Jedlicze, ul. Trzecieckiego 14	16.05.2005	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
7	„MAIR-GAS” SC Mariusz Długaszek	74-320 Barlinek, ul 11-go Listopada 11/10	17.05.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
8	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	06-450 Głinojeck, ul. Bema 7	18.05.2005	Wcc, Pcc	umorzono postępowanie, gdyż moc nie przekracza 5 MW
9	HEISE & GOSTKOWSKI Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Legionów 2,	18.05.2005	Wcc, Pcc	decyzja umorzeniowa – moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
10	ZTS ERG Pustków	39-206 Pustków	24.05.2005	Wcc, Pcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
11	Płocka Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	09-402 Płock, ul. Harcerza Antolka Gradowskiego 3A	25.05.2005	Pcc	umorzono na wniosek Strony
12	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Przemysłu Sp. z o.o.	37-700 Przemysł, ul. Płowiecka 8	1.06.2005	Pcc; Occ	zawieszono; zwrócono w trybie 261 KPA
13	Kompania Węglowa SA	40-039 Katowice, ul. Powstańców 30	1.06.2005	Wee	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
14	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Grodzisku Mazowieckim Sp. z o.o.	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Chelmońskiego 33	3.06.2005	Opc	omyłkowe skierowanie wniosku
15	Koksownia PRZYJAŻŃ Sp. z o.o.	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	7.06.2005	–	umorzenie

16	ALATAN Piotr Steblewski	74-300 Myślibórz, ul. Pomorska	9.06.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
17	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1	10.06.2005	Pee, Oee	umorzenie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej
18	Zakład Gospodarki Ciepłej Śląskiej Akademii Medycznej	40-752 Katowice, ul. Medyków 2A	13.06.2005	Wcc, Occ	umorzenie
19	Firma Handlowo-Usługowa Michał Wojtyczka	41-404 Mysłowice, ul. Laryska 6/3	13.06.2005	-	odmowa
20	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej Szpital Uniwersytecki w Krakowie	31-501 Kraków, ul. Kopernika 36	16.06.2005	Wcc, Pcc	umorzenie
21	Fabryka Kotłów „SEFAKO” SA	28-340 Sędziszów, ul. Przemysłowa 9	16.06.2005	Wcc	umorzenie
22	CMC Zawiercie SA	42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82	17.06.2005	Pee	bezzprzedmiotowe postępowanie powodujące umorzenie
23	Przedsiębiorstwo Transportowe „TRANSBUD-Bielawy”	88-192 Piechcin, Bielawy 55	17.06.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
24	Kopalnia Soli KŁODAWA	62-650 Kłodawa, Al. 1000-lecia 2	20.06.2005	Wcc, Pcc	umorzenie
25	Krzysztof Krzywkowski, Henryk Kaźmierski MEGA- GAZ SC	09-407 Płock, ul. Otolirńska 3 m. 29	21.06.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
26	Dariusz Wojteczek MOTO-OIL	42-700 Lubliniec, ul. Oleska 34	22.06.2005	-	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
27	MALTABUD Sp. j. Bogdan Welna i Zbigniew Welna	98-300 Wieluń, ul. Wodna 11	22.06.2005	-	umorzenie
28	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Strzelno)	88-320 Strzelno, Os. Piastowskie 4	24.06.2005	Wcc, Pcc	umorzenie
29	ATA Dystrybucja Gazu Propan-Butan Stacja LPG	87-500 Rypin, ul. Sommera 7/7	27.06.2005	-	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
30	Gmina Czaplinek	75-550 Czaplinek, ul. Rynek 6	27.06.2005	Wcc	uchylenie na wniosek Strony
31	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-500 Hrubieszów, ul. Krucza 20	29.06.2005	-	postępowanie bezzprzedmiotowe - wygaśnięcie koncesji
32	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie SA	63-100 Śrem, ul. Staszica 4	29.06.2005	Wcc	umorzenie
33	Rawicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	63-900 Rawicz, ul. Sucharskiego 15	29.06.2005	Wcc	umorzenie
34	Eko-pal SC	88-430 Janowiec Wielkopolski, ul. Tysiąclecia	30.06.2005	-	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
35	Wrocławskie Przedsiębiorstwo Robót Drogowych Sp. z o.o.	87-853 Kruszyn, Nowa Wieś, ul. Jana Pawła II 7	7.07.2005	Opc	wycofanie wniosku koncesyjnego przez stronę
36	Konrad Pohl - Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „AGROPOL”	48-120 Baborów, ul. Kolejowa 1	22.07.2005	Mpc	umorzono na wniosek Strony
37	Mariusz Niewiadomski - „PETRO-MAR” Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe	60-185 Skórzewo, ul. Jabłoniowa 13	22.07.2005	Opc	uchylenie zaskarżonej decyzji

38	Krzysztof Kozak – „INTERTRANS”	08–103 Siedlce, Stare Iganie, ul. Kwiatowa 58	3.08.2005	Mpc, Opc	umorzono na wniosek Strony
39	ASTA BIOPAL Sp. z o.o.	44–203 Rybnik, ul. Przemysłowa 3	3.08.2005	Mpc, Opc	postępowanie bezprzedmiotowe

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 8.07.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska ENERGOEKO Sp. z o.o.	39–206 Pustków	5.05.2005	Pee, Oee	przejęcie przez ZTS ERG SA Pustków
2	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	90–975 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	10.05.2005	Occ	zaprzestanie działalności koncesjonowanej
3	TOMIC SA	09–300 Żuromin, ul. Żeromskiego 76/82	12.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
4	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe EKOTERM Sp. z o.o.	12–100 Szczytno, ul. Przemysłowa 9	12.05.2005	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
5	Mazowiecka Wytwórnia Wódek i Drożdży POLMOS SA	05–860 Józefów, ul. Fabryczna 1	16.05.2005	Wcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
6	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „SZKUNER I”	84–120 Władysławowo, ul. 1000-lecia Państwa Polskiego 48	17.05.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
7	PPHU WĘGIELEK Andrzej Tyski	05–190 Nasielsk, ul. Elektronowa 3	18.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
8	Przedsiębiorstwo Instalacyjne „PRIM” SA	19–300 Ełk, ul. Suwalska 84	18.05.2005	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
9	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	26–400 Przysucha, ul. Targowa 52	18.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
10	Przedsiębiorstwo Budowy i Eksploatacji Systemów Ciepłowniczych „EKOKALORIA-ENERGETYKA I” Sp. z o.o.	27–300 Lipsko, ul. Ilżecka 6A	18.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
11	POLTERM Sp. z o.o.	00–716 Warszawa, ul. Bartycka 26	19.05.2005	Wcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
12	Miasto Rejowiec Fabryczny – Ciepłownia Miejska w Rejowcu Fabrycznym	22–170 Rejowiec Fabryczny, ul. Wschodnia 32	19.05.2005	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
13	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	26–700 Zwoleń, ul. Targowa 54	20.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW

14	Gmina Wierzbica	26-680 Wierzbica, ul. Kościuszki 73	23.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
15	Metsa Tissue SA	05-520 Konstancin-Jeziorna, ul. Mirkowska 45	24.05.2005	Wcc, Pcc	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
16	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Pieckach (Gmina Piecki)	11-710 Piecki, Plac 1 Maja 6	24.05.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
17	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina i Miasto Kępice)	77-230 Kępice, ul. Tadeusza Bielaka 8	24.05.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
18	HUTMEN SA	53-234 Wrocław, ul. Grabiszyńska 241	25.05.2005	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
19	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	77-330 Czarne, ul. Kościuszki 42	25.05.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
20	Stocznia Marynarki Wojennej	81-127 Gdynia, ul. inż. J. Śmidowicza 48,	25.05.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
21	Referat Komunalny	82-400 Stary Targ, ul. Świerczewskiego 20	25.05.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
22	Gmina Stary Targ	82-400 Stary Targ, ul. Świerczewskiego 20	25.05.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
23	ABB Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1	30.05.2005	Pcc, Occ	stwierdzono wygaśnięcie z powodu mocy poniżej 5 MW
24	Zakłady Koksownicze Wałbrzych SA	58-300 Wałbrzych, ul. Beethovena 14	30.05.2005	Wpg, Ppg	nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, działalność nie wymaga koncesji
25	Zakłady Piwowarskie „Głubczyce” SA	48-100 Głubczyce, ul. I Armii Wojska Polskiego 16/18	3.06.2005	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
26	Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego PATEREK SA	89-100 Paterek, ul. Przemysłowa 1	7.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 2,85 MW; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3
27	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-500 Hrubieszów, ul. Krucza 20	8.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
28	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	23-300 Janów Lubelski, ul. Bohaterów Porytowego Wzgórza 46/48	8.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
29	Spółdzielnia Mieszkaniowo- Administracyjna w Dobrojewie	64-500 Szamotuły, Gałowo	8.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1
30	Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa Sp. z o.o.	64-761 Krzyż Wlkp., ul. Mickiewicza 58 a	8.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna wynosi 4,1 MW

31	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89-140 Więcbork, ul. Mickiewicza 16	8.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 1,93 MW
32	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	62-700 Turek, ul. Polna 4	9.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1
33	Odlewnia Żeliwa ŚREM SA	63-100 Śrem, ul. Staszica 1	9.06.2005	Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 1,145 MW
34	KRI Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo k/Poznań, ul. Skórzewska 35	10.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna wynosi 3,046 MW
35	Przedsiębiorstwo Budowlano-Instalacyjne JAN EMMERT	86-100 Świecie, Kozłowo 7a	10.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 3,76 MW; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 3,76 MW
36	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68	10.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1
37	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ADM Sp. z o.o.	41-219 Sosnowiec, ul. Kosynierów 35	13.06.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
38	Gostyńska Spółdzielnia Mieszkaniowa	63-800 Gostyń, ul. Łokietka 2	13.06.2005	Wcc Pcc Occ	nowelizacja art. 32 ust. 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców w zakresie wytwarzania ciepła wynosi 0,94 MW; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4
39	Referat Gospodarczy (Miasto i Gmina Radzyń Chełmiński)	87-220 Radzyń Chełmiński, Plac Towarzystwa Jaszczurczego 9	13.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 1,526 MW

KONCESJE

40	Zakład Usług Komunalnych (Gmina i Miasto Lubraniec)	87–890 Lubraniec, ul. Słowackiego 22	14.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 1,545 MW
41	PPWiH TAMEX Sp. z o.o.	10–444 Olsztyn, ul. Kołobrzeska 7/37	15.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
42	Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET SA	63–400 Ostrów Wlkp., ul. Chłapowskiego 45	15.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 3,072 MW; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 3,072 MW
43	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej FLUPAL Sp. z o.o.	76–200 Słupsk, ul. Bolesława Krzywoustego 8	15.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
44	Przedsiębiorstwo Produkcji Ogrodniczej Siechnice Sp. z o.o.	55–011 Siechnice, ul. Opolska 30	16.06.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
45	Tadeusz Maksoń ZUH	56–416 Twardogóra, Brodowce 2	16.06.2005	Opc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
46	G.EN.GAZ ENERGIA SA	60–650 Poznań, ul. Obornicka 235	16.06.2005	Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna wynosi 2,916 MW
47	COGEN Sp. z o.o.	60–967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11	16.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1
48	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin SA	62–510 Konin, ul. Kazimierska 45	16.06.2005	Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3
49	Port Handlowy Świnoujście Sp. z o.o.	72–602 Świnoujście, ul. Bunkrowa 1	16.06.2005	Wcc	decyzja na wniosek przedsiębiorstwa w związku ze zmianą art. 32 Prawa energetycznego
50	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	86–105 Świecie n/Wisłą, ul. Ciepła 9	16.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna wynosi 0,902 MW
51	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina i Miasto Łabiszyn)	89–210 Łabiszyn, ul. 11 Stycznia 11	16.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3
52	STOMIL Sp. z o.o.	63–000 Środa Wlkp., ul. Prądyńskiego 16	17.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 2,85 MW

53	Zakład Karny we Wronkach	64-510 Wronki, ul. Partyzantów 1	17.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4, zamówiona moc ciepła wynosi 0,377 MW
54	Przedsiębiorstwo Zawiercie SA	42-400 Zawiercie, ul. Obrońców Poczty Gdańskiej 95	20.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
55	Spółdzielnia Mieszkaniowa	43-246 Strumień, ul. Kolejowa 8	20.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
56	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-720 Ciechocinek, ul. Polna 37	20.06.2005	Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc ciepła przez odbiorców wynosi 3,77 MW
57	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „CIEPŁOGAZ” Sp. z o.o.	42-693 Krupski Młyn, ul. Główna 9	21.06.2005	Wcc, Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
58	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Szamotuły)	64-500 Szamotuły, ul. Wojska Polskiego 14	21.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4, zamówiona moc ciepła wynosi 2,42 MW
59	GEOTERMIA-CZARNKÓW Sp. z o.o.	64-700 Czarnków, ul. Przemysłowa 2a	21.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4
60	ZASET Sp. z o.o.	67-120 Koźuchów, ul. 1 Maja 40	21.06.2005	Wcc	stwierdzenie wygaśnięcia koncesji na wniosek przedsiębiorstwa w związku ze zmianą art. 32 Prawa energetycznego
61	Przedsiębiorstwo Usług Gminnych Sp. z o.o.	88-170 Pakość, ul. Inowrocławska 12	21.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc ciepła przez odbiorców wynosi 2,385 MW
62	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Komunalna 1	22.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4; zamówiona moc ciepła wynosi 2,596 MW
63	Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Komunalnych Sp. z o.o.	64-915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 29	22.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc ciepła przez odbiorców wynosi 3,095 MW
64	INFRATECH Krzysztof Emmert Sp. Komandytowa	86-200 Chełmno, ul. 3 Maja 3-4	22.06.2005	Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
65	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	87-410 Kowalewo Pomorskie, ul. Brodnicka 1	22.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1

66	TOFAMA SA	07-100 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 65	23.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4, zamówiona moc cieplna wynosi 0,82 MW
67	AESLAP CHIFA Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Tysiąclecia 14	23.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 3,8 MW; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna wynosi 1,2 MW
68	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Toruń Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 41	23.06.2005	Wcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1, zamówiona moc cieplna wynosi 3,22 MW
69	Zakład Usług Komunalnych (Gmina Rawicz)	63-900 Rawicz, ul. Winiary 4 b	24.06.2005	Occ	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 4, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 0,765 MW
70	Huta Szkła WARTA SA	64-410 Sieraków Wlkp., ul. Poznańska 35	27.06.2005	Wcc Pcc	nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 1 i ust. 4, zamówiona moc cieplna wynosi 1,76 MW; nowelizacja art. 32 ust. 1 pkt 3, zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi 1,76 MW
71	Gmina Bobolice – Zakład Usług Komunalnych i Oświatowych w Bobolicach	76-020 Bobolice, ul. Reymonta 3	30.06.2005	Wcc, Pcc	stwierdzenie wygaśnięcia na wniosek w związku ze zmianą art. 32 Prawa energetycznego
72	Zakład Gospodarki Komunalnej w Przechlewie (Gmina Przechlewo)	77-320 Przechlewo, ul. Człuchowska 26	30.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
73	ECOTHERM Sp. z o.o.	99-400 Łowicz, ul. Jana Pawła II nr 177/179	30.06.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
74	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	47-330 Zdzieszowice, ul. Powstańców Śl. 1	8.07.2005	Wpg	działalność nie wymaga koncesjonowania

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Wpg – wytwarzanie paliw gazowych

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI

(stan na 26.07.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Rodzaj odmowy, uzasadnienie
1	Andrzej Piechnik – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe A&K	64–915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 58	2.06.2005	Opc	sprzedawane paliwo nie spełniało wymagań jakościowych
2	EUROSHIPOIL Sp. z o.o.	81–717 Sopot, ul. Haffnera 6	27.06.2005	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
3	„EDEN I&J” Sp. z o.o. w likwidacji	83–441 Wiele, ul. Kościarska 7	28.06.2005	Opc	likwidacja firmy
4	Jan Danielewicz – „DAKOTA LTD” Sp. z o.o.	95–015 Głowno, ul. Targowa 10/12	28.06.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnia warunków aby otrzymać koncesję
5	EKOENERGIZ Sp. z o.o.	11–015 Olsztynek, Sudwa 12B	15.07.2005	Opg	wnioskodawca nie spełnia warunków aby prowadzić koncesjonowaną działalność
6	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „PRODUS” Sp. z o.o.	65–077 Zielona Góra, ul. Wojska Polskiego 63	22.07.2005	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
7	Zbigniew Zębala – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „GAZ-TRON”	78–500 Drawsko Pomorskie, ul. Gdyńska 9d	26.07.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnia warunków aby otrzymać koncesję

Legenda:

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, DLA KTÓRYCH STWIERDZONO NIEWAŻNOŚĆ DECYZJI KONCESYJNYCH

(stan na 25.07.2005 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Jolanta Grabczak, Mariusz Grabczak – Auto-Komis „CZTERY KOŁA – GAZ” SC	98–300 Wieluń, ul. Głowackiego 8	25.07.2005	Opc	sprostowanie oczywistej omyłki

Legenda:

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Informujemy o obszarach działania Oddziałów Terenowych URE:

Oddział centralny w Warszawie
– woj. mazowieckie

Oddział północno-zachodni z siedzibą w Szczecinie
– woj. zachodniopomorskie i lubuskie

Oddział północny z siedzibą w Gdańsku
– woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie

Oddział zachodni z siedzibą w Poznaniu
– woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie

Oddział wschodni z siedzibą w Lublinie
– woj. lubelskie i podlaskie

Oddział środkowozachodni z siedzibą w Łodzi
– woj. łódzkie i świętokrzyskie

Oddział południowo-zachodni z siedzibą we Wrocławiu
– woj. dolnośląskie i opolskie

Oddział południowy z siedzibą w Katowicach
– woj. śląskie

Oddział południowo-wschodni z siedzibą w Krakowie
– woj. małopolskie i podkarpackie

odbiorców o projektach umów i projektach zmian warunków zawartych umów „z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach”.

Z tego powodu oraz zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej, przepływy finansowe związane z wypełnianiem przez sprzedawcę z urzędu swych obowiązków muszą być prowadzone na oddzielnych kontach, co umożliwi rozdzielanie działalności regulowanej od nieregulowanej. Zatwierdzona taryfa dla sprzedawcy z urzędu powinna pozwolić na zwrot kosztów administracyjnych oraz kosztów związanych z zakupem dodatkowego wolumenu energii elektrycznej. Dodatkową korzyścią dla sprzedawcy z urzędu jest też fakt, że zwiększa się całkowita liczba odbiorców o grupę odbiorców o dosyć jednolitej charakterystyce poboru. Ponadto część z nich będzie prawdopodobnie korzystać z jego usług dłużej, ale na warunkach już nie objętych regulacją dot. sprzedawcy z urzędu.

Podejście takie sugeruje również, że koszty związane z przejściem nowych odbiorców powinny być rozłożone jedynie pomiędzy tę grupę odbiorców, co należy traktować jako skutek ryzyka związanego z obecnością odbiorcy uprawnionego na rynku konkurencyjnym.

Inny problem stanowi wybór metodologii taryfowania działalności realizowanej w ramach usługi kompleksowej, a szczególnie przyjęcie zasad kształtowania ceny energii. Zagrożenia są podobne do tych, z jakimi Regulator zetknął się dotychczas w przypadku określania zasad taryfowania w ogólnym obrocie energią elektryczną. Założenie, że cena ta będzie ustalana na podstawie cen kontraktów zawieranych na pokrycie potrzeb tylko odbiorców taryfowych tj. korzystających z usługi kompleksowej, rodzi ryzyko sprzedaży tym odbiorcom energii pochodzącej z najdroższych kontraktów. Innym możliwym rozwiązaniem jest wybór średniej ceny zakupu energii danego sprzedawcy, wówczas jednak koszty przejścia i świadczenia usługi kompleksowej nowym odbiorcom będą rozłożone częściowo na wszystkich odbiorców, taryfowanych i nie taryfowanych.

3. Jaka będzie liczba sprzedawców z urzędu i na jakim obszarze będą działać?

Należy rozważyć docelową liczbę sprzedawców z urzędu działających na rynku energii elektrycznej: jeden (lub kilku) na terenie całego kraju, czy też jeden na terenie sieci dystrybucyjnej każdego z operatorów. Przepisy Prawa energetycznego (art. 5a ust. 1 art. 9i ust. 11) sugerują, że na obszarze jednego przedsiębiorstwa sieciowego powinien działać jeden sprzedawca z urzędu. Decydować tu powinny również kwestie kontaktów sprzedawcy z odbiorcami. Należy bowiem pamiętać o zapewnieniu warunków sprzyjających dostępowi odbiorców do informacji oraz odpowiednio wysokich standardów ich obsługi.

4. Na jaki okres byłby wyłaniany sprzedawca z urzędu?

Prawo energetyczne nie decyduje o tej kwestii wprost. Obowiązkowe wyłonienie sprzedawcy z urzędu w drodze przetargu, postępowania wymagającego znaczne-

go zaangażowania zarówno organizatora przetargu, jak i oferentów, sugerować może dłuższy niż rok okres pełnienia obowiązków przez tego rodzaju sprzedawcę. Dwunastomiesięczny okres wypełnienia obowiązków przez sprzedawcę z urzędu wskazanego decyzją Prezesa URE sugeruje podobne wnioski. Sposób ten bowiem, polegający na odgórnym wyłonieniu sprzedawcy z urzędu, należy traktować jako wyjście awaryjne i tymczasowe. Decyzja na temat długości okresu wypełnienia obowiązków sprzedawcy z urzędu warunkować będzie zasady dotyczące taryfowania i jego częstotliwości. Należy też zwrócić uwagę, że przepisy nie wskazują jednoznacznie standardów umowy kompleksowej dotyczących okresu jej trwania oraz okresu wypowiedzenia. Oznacza to, że umowa kompleksowa zawarta pomiędzy sprzedawcą z urzędu a odbiorcą nie musi pokrywać się z okresem wypełnienia przez sprzedawcę zadań sprzedawcy z urzędu i może wygasnąć wcześniej.

5. Według jakich zasad będzie wypełniał swe obowiązki sprzedawca z urzędu wskazany decyzją Prezesa URE?

Należy rozważyć reguły wypełniania obowiązków przez sprzedawcę z urzędu wskazywanego decyzją Prezesa URE na okres 12 miesięcy. Kwestie, które muszą zostać uwzględnione w tym przypadku to między innymi również zasady taryfowania, jak i okres na jaki zostaną zawarte umowy kompleksowe z odbiorcami.

Nie wszystkie przedstawione zagadnienia w takim stopniu szczegółowości będą mogły znaleźć się we wspomnianym wyżej rozporządzeniu. Należy również pamiętać o konieczności wprowadzenia procedur przekazywania danych odbiorców, odczytów stanu liczników itp. Z pewnością ta ostatnia kwestia wiąże się bezpośrednio z procesem wprowadzania przez wszystkich sprzedawców (i pozostałych uczestników rynku energii) jednolitych w skali kraju procedur zmiany sprzedawcy. Wydaje się, że niezbędnym uzupełnieniem przepisów prawa powinna zostać powszechnie dostępna wykładnia, w formie przewodnika lub procedury, szczegółowo przedstawiająca zasady wyznaczania i wypełniania zobowiązań przez sprzedawcę z urzędu, przygotowana jednak nie później niż do 1 lipca 2007 roku.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

ENERGETYKA W ODNOWIONEJ STRATEGII LIZBOŃSKIEJ – NIE WSZYSTKO JESZCZE STRACONE

Katarzyna Szwed-Lipińska

W marcu 2000 r., w stolicy Portugalii Rada Europejska, skupiająca wówczas przywódców 15 państw członkowskich, przedstawiła dziesięcioletni plan kreślący główne kierunki rozwoju Wspólnoty w wymiarze gospodarczym, społecznym i ekologicznym, oparty na szeroko rozumianej intensyfikacji badań i nauki – Strategię Lizbońską¹⁾.

Strategia Lizbońska to niewątpliwie jeden z najważniejszych a zarazem paradoksalnie jeden z najbardziej ignorowanych programów społeczno-gospodarczych Unii Europejskiej, wywołujący burzliwe dyskusje w przedmiocie swej skuteczności²⁾. Pierwotna wersja programu przewidywała uczynienie z gospodarki europejskiej, w granicznej dacie 2010 r., światowej potęgą, zdolnej do podjęcia skutecznej konkurencji między innymi z gospodarką Stanów Zjednoczonych. Założenia polegające na utrzymaniu trwałego (zrównoważonego) rozwoju gospodarczego oraz intensywnego wzrostu poziomu zatrudnienia, realizowane między innymi w drodze równoważenia finansów publicznych³⁾, nie pozostawiają już dziś żadnych złudzeń – ich spełnienie w dotychczasowym kształcie, bez względu na przyczyny takiego stanu rzeczy, nie jest możliwe.

Najistotniejsze elementy Strategii Lizbońskiej to w głównej mierze środki zmierzające do reform ekonomicznych rynku wewnętrznego, środki zorientowane na ochronę środowiska sprzyjające tworzeniu i rozwojowi innowacyjnych przedsiębiorstw, instrumenty warunkujące optymalne

i odpowiedzialne wykorzystanie zasobów naturalnych⁴⁾, a także stosunkowo nowe, skupiające szczególną uwagę właściwych organów regulacyjnych oraz szeroko rozumianych uczestników rynku energii – działania ukierunkowane na rozwój konkurencji w ramach prawidłowego funkcjonowania sektorów sieciowych (monopolii naturalnych)⁵⁾.

Powyższą tezę potwierdza między innymi, opublikowany 3 listopada 2004 r., Raport Wima Kok'a⁶⁾.

W zakresie rynku wewnętrznego⁷⁾, dokument rekomenduje m.in. zidentyfikowanie i usunięcie czynników hamujących wzrost konkurencji. W tym celu Komisja Europejska powinna przeprowadzać sektorowe analizy służące zidentyfikowaniu przedmiotowych utrudnień, w szczególności w przypadkach, w których przepisy obowiązujące w poszczególnych państwach członkowskich wyraźnie uniemożliwiają lub utrudniają wejście na rynek krajowy nowym podmiotom.

Jednocześnie, w ramach filaru ekologicznego wyróżniono cztery następujące obszary priorytetowe:

- 1) zmiany klimatyczne, a zwłaszcza spowolnienie zużycia paliw kopalnych w celu opóźnienia lub odwrócenia efektu cieplarnianego,
 - 2) opanowanie presji transportu na środowisko,
 - 3) poprawa zdrowia publicznego oraz
 - 4) zachowanie zasobów naturalnych.
- 4) „Wnioski Prezydencji” z marca 2004 r. jednoznacznie wskazują, iż przymiot zrównoważonego rozwoju funkcjonuje tylko i wyłącznie w przypadku rozwoju realizowanego w oparciu o normy ochrony środowiska. W świetle powyższego dokumentu, udoskonalanie wydajności energetycznej przy jednoczesnym systematycznym zwiększaniu zużycia energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, to działania istotne nie tylko w wymiarze pro-ekologicznym ale także w wymiarze pro-konkurencyjnym, tym samym również a być może przede wszystkim gospodarczym.
 - 5) http://europa.eu.int/comm/lisbon_strategy/pdf/COM2004_029_en.pdf. „Report from the Commission to the Spring European Council, Delivering Lisbon Reforms for the enlarged Union”, Brussels 2004, COM (2004) final/2. Przyznać jednak trzeba, iż w najwcześniejszych dokumentach dotyczących Strategii Lizbońskiej energetyka praktycznie w ogóle się nie pojawia.
 - 6) Podczas posiedzenia Rady Unii Europejskiej w Brukseli, w marcu 2004 r., Komisja Europejska otrzymała mandat do powołania grupy tzw. „Wysokiego Szczepła” pod przewodnictwem Wima Kok'a. Zadaniem grupy było opracowanie niezależnego raportu pod kątem śródo-okresowego przeglądu Strategii Lizbońskiej.
 - 7) Raport wskazuje, że ułatwienia w zakresie swobodnego przepływu pracowników, towarów, kapitału oraz usług w ramach obszaru bez granic wewnętrznych, stanowią główny mechanizm generujący wzrost gospodarczy.

1) Założenia Strategii Lizbońskiej bez wątpienia zmierzają w kierunku realizacji tzw. gospodarki opartej na wiedzy (GOW) a zatem gospodarki, w której wiedza jest tworzona, przyswajana, przekazywana i wykorzystywana przez przedsiębiorstwa, organizacje, osoby fizyczne i społeczności w sposób bardziej efektywny, a poprzez to sprzyjający szybkiemu wzrostowi gospodarczo-społecznemu. W obszarze realizacji Strategii Lizbońskiej w Polsce aktywnie działa Polskie Forum Strategii Lizbońskiej, mające charakter partnerstwa publiczno-prywatnego działającego na rzecz rozwoju gospodarczego Polski i przezwyciężania barier strukturalnych. Forum pełni także funkcje forum dyskusyjnego na temat udziału Polski w tworzeniu Strategii Lizbońskiej, stanowiąc w tym zakresie niezwykle cenne źródło informacji.

2) http://europa.eu.int/comm/lisbon_strategy/intro_en.html.

3) Tzw. „trwały (zrównoważony) rozwój” (ang. *sustainable development*) zyskał w Unii Europejskiej status niemal konstytucyjny. W 2000 r. na szczycie w Lizbonie określono strategię rozwoju kontynentu, zaś na kolejnym szczycie, w Goteborgu w 2001 r., dodano filar ekologiczny, w którym zwraca się szczególną uwagę na wadliwość każdego rozwoju, w tym także rozwoju gospodarczego realizującego się z pogwałceniem jednej z głównych zasad tj. zasady trwałości.

Raport zaleca także, aby Komisja, w drodze ścisłej kooperacji z narodowymi urzędami regulacyjnymi i antymonopolowymi, wypracowała efektywne i nowatorskie metody usuwania barier o charakterze regulacyjnym. W pierwszej kolejności działania te należy podjąć w sektorach o tzw. wysokiej wartości dodanej oraz sektorach sieciowych świadczących usługi użyteczności publicznej. W konsekwencji, koniecznym jest objęcie wszystkich państw członkowskich szczególnym nadzorem w zakresie wypełnienia zobowiązań etapowego otwierania rynków energii elektrycznej i gazu, odpowiednio w 2004 r. oraz w 2007 r. Usunięcie barier w swobodnym przepływie towarów⁸⁾, które przejawiają się przecież nie tylko na płaszczyźnie administracyjnej⁹⁾, ale także na płaszczyźnie naukowej (między innymi poprzez zbyt wolny rozwój standardów technicznych), powinno nastąpić właśnie dzięki przeznaczaniu przez Komisję Europejską odpowiednich środków na identyfikowanie i ściganie przypadków naruszeń prawa wspólnotowego, dokonywanych przez państwa członkowskie¹⁰⁾.

Raport zaleca również promowanie wysokiej klasy infrastruktury, zwłaszcza w wyniku rozbudowy i modernizacji sieci transportowych, energetycznych i telekomunikacyjnych. W tym kontekście zwraca się szczególną uwagę na konieczność bezwzględnego rozpoczęcia realizacji najważniejszych projektów infrastrukturalnych finansowanych w ramach *Quick Start Programme*¹¹⁾.

Istotną rolę w prawidłowym wykonaniu założeń Strategii Lizbońskiej Raport przypisuje również *ochronie środowiska*, definiując ją jako czynnik wpływający na wzrost konkurencyjności gospodarki europejskiej. Dobrze przygotowane, narodowe polityki ochrony środowiska mogą stanowić realną możliwość rozwoju

innowacyjnych technologii, nowych rynków zbytu oraz zdecydowanie efektywniejszego wykorzystania zasobów naturalnych¹²⁾. Innowacje, prowadząc do zmniejszenia zanieczyszczenia i ograniczenia zużycia zasobów oraz do bardziej efektywnego zarządzania nimi, wspierają zarówno wzrost gospodarczy jak i zatrudnienie, prowadząc jednocześnie do ich uniezależnienia od zużycia zasobów i zanieczyszczenia środowiska. W celu promocji rozwoju i wykorzystania technologii pro-ekologicznych stworzony został m.in. projekt pod nazwą *Environmental Technology Action Plan – ETAP*¹³⁾. Komisja Europejska, Rada Unii Europejskiej a także poszczególne państwa członkowskie mają zatem przed sobą trudne zadanie wspierania rozwoju i rozprzestrzeniania technologii eko-innowacyjnych, a poprzez to także kształtowania przywództwa europejskiego w ramach kluczowych rynków eko-przemysłu, co nie pozostaje bez znaczenia dla całokształtu sytuacji faktycznej i prawnej na rynku energii jako takim.

Strategia a energetyka

Począwszy od szczytu Rady Europejskiej w Sztokholmie i Barcelonie, kolejne dokumenty określające postępy w zakresie realizacji założeń Strategii Lizbońskiej, w tym w szczególności tzw. „Wnioski Prezydencji”, wskazywały na konieczność wzmocnienia ochrony interesów odbiorców energii oraz na pilną potrzebę zastosowania odpowiednich instrumentów administracyjnych celem zwiększenia skuteczności funkcjonowania rynku gazu i energii elektrycznej, podkreślając przy tym konieczność zagwarantowania odpowiedniego poziomu otwarcia przedmiotowych sektorów. Z biegiem czasu postulaty znalazły przełożenie zarówno w systemowo obowiązujących rozwiązaniach prawnych¹⁴⁾, jak i w projektach wspólnotowych aktów normatywnych¹⁵⁾

8) Pojęcie towaru nie jest bliżej zdefiniowane w Traktacie Ustanawiającym Wspólnotę Europejską ani też w Kodeksie celnym. Zasadniczo uważa się za towary wszelkie ruchome mienie, które posiada jakąś wartość pieniężną i może stanowić przedmiot transakcji handlowych z zagranicą. Przedmiotem transakcji handlowych jest także gaz i prąd elektryczny, co potwierdza określenie towaru zawarte w art. 2 Rozporządzenia w sprawie danych statystycznych (Intrastat); Rozporządzenie (EWG) nr 3330/91 z 07.11.1991 (OJ WE nr L 316/1 z 16.11.1991).

9) Między innymi poprzez stosowanie krajowych przepisów w sposób arbitralny i wbrew zasadzie wzajemnego uznania.

10) Autorzy Raportu rekomendują także, by Komisja Europejska w corocznym sprawozdaniu przedstawiała na wiosennym szczyście Rady Unii Europejskiej informacje o istniejących w każdym państwie członkowskim barierach w swobodnym przepływie towarów, traktując ich usuwanie jako polityczny priorytet.

11) *Quick Start Programme* stanowi część inicjatywy Komisji Europejskiej – Europejska inicjatywa dla Rozwoju (*European Initiative for Growth*), której celem jest wzmocnienie rozwoju gospodarczego. Program ten składa się przede wszystkim z listy projektowanych publiczno-prywatnych inwestycji, ukierunkowanych na rozwój europejskiej infrastruktury, sieci transportowych oraz wiedzy. Jego celem jest zachęcanie do publiczno-prywatnego partnerstwa przy współpracy z podmiotami sektora przemysłowego, organizacjami badawczymi oraz innymi jednostkami, w tym zwłaszcza w kooperacji z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym.

12) Autorzy raportu, stawiając ochronę środowiska na równi z rozwojem gospodarczym, odwołują się do zasady trwałego i zrównoważonego rozwoju, podkreślając zarazem, że brak zintegrowanych działań na rzecz ochrony środowiska może, w chwili obecnej, prowadzić do znacznych zmian w zakresie zdrowia ludzkiego, bioróżnorodności, a także w zakresie działalności gospodarczej, co w dłuższej perspektywie czasowej będzie równoznaczne ze zwiększeniem nakładów finansowych w tych dziedzinach.

13) Kraje członkowskie powinny przygotować wytyczne odnośnie wdrażania ETAP, w ramach których wskażą zakres kolejnych działań oraz terminy ich realizacji, ze szczególnym uwzględnieniem badań a także wspierania małych i średnich przedsiębiorstw. Podczas wiosennego posiedzenia Rady Unii Europejskiej, przewidziano przedłożenie raportu – autorstwa Komisji Europejskiej – na temat postępów we wdrażaniu przedmiotowego Planu.

14) M.in. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE oraz 2003/54/WE, a także rozporządzenia, w tym Rozporządzenie 1228/2003.

15) M.in. Projekt dyrektywy odnośnie działań w celu zabezpieczenia niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, projekt dyrektywy w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych, czy projekt decyzji ustanawiającej wytyczne dla sieci transeuropejskich i zastępującej Decyzję 96/391/WE oraz 1229/2003/WE.

przewidujących dalszą, szeroko zakrojoną liberalizację rynku energii¹⁶.

Całokształt dorobku Strategii Lizbońskiej w dziedzinie energetyki obejmuje zatem przede wszystkim liberalizację funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu, której istota wyraża się w otwieraniu krajowych rynków na konkurencję (kolejno dla wszystkich grup odbiorców łącznie z gospodarstwami domowymi) oraz w zwiększaniu możliwości międzynarodowego – wewnątrzunijnego handlu energią¹⁷.

Postanowienia te nie znalazły jednak, jak dotychczas, odpowiedniego odzwierciedlenia w konkretnych działaniach.

Droga do sukcesu: nauka i innowacja

Pięć lat po wprowadzeniu Strategii Lizbońskiej jej bilans Rada¹⁸ ocenia jako niejednoznaczny. Oprócz pewnych postępów są także widoczne niedociągnięcia i oczywiste opóźnienia. Koniecznym jest zatem niezwłoczne ożywienie Strategii Lizbońskiej i na nowo ukierunkowanie jej głównych priorytetów ze szczególnym uwzględnieniem wzrostu gospodarczego i zatrudnienia. Europa musi odnowić podstawy swej konkurencyjności, zwiększyć potencjał i wydajność oraz wzmocnić spójność społeczną, kładąc szczególny nacisk na wiedzę, innowację i lepsze wykorzystanie kapitału ludzkiego.

Założenia Strategii Lizbońskiej z istoty swej przewidyują, iż warunkiem *sine qua non* ich powodzenia jest nadanie rangi priorytetu dziedzinom takim jak: edukacja, prace badawczo-rozwojowe, czy wreszcie sprawność mechanizmów dystrybucji wiedzy i informacji.

W trosce o powyższe Unia Europejska podjęła działania zmierzające do podniesienia łącznych wydatków na badania i rozwój (ang. *Research & Development – R&D*) do poziomu 3% PKB – w symbolicznym już roku 2010¹⁹. Ogromną rolę w tej dziedzinie odgrywa budowa Europejskiego Obszaru Badawczego (ang. *European Research Area*²⁰ – ERA), zapewniającego prawidłową

ewolucję i finansowanie prac badawczych w tzw. sektorach priorytetowych Unii²¹). Wykonując założenia Strategii Lizbońskiej instytucje Unii prowadzą także szereg innych inicjatyw, finalizowanych zwłaszcza w drodze starań Dyirekcji Generalnej ds. Badań i Rozwoju²²). Podstawowym instrumentem zwiększającym nakłady na badania i rozwój, są wieloletnie programy ramowe²³).

Funkcjonujący obecnie *Szósty Program Ramowy*, obejmujący lata 2002-2006, z budżetem przekraczającym 17 mld euro²⁴), wspiera finansowo między innymi takie dziedziny jak: genomika, technologie społeczeństwa informacyjnego, nanotechnologie, nowe procesy produkcyjne, aeronautyka, kosmos, obywatele i zarządzanie w otwartym, europejskim społeczeństwie opartym na wiedzy. *Szósty Program Ramowy* promuje także wiele innych, specyficznych przedsięwzięć, dotyczących szerszych obszarów badawczych, przy czym bezpośrednio nie odnosi się do przedsięwzięć sektora energetycznego lecz klasyfikuje je w ramach obszaru tematycznego trwały rozwój.

W Obwieszczeniu Komisji Europejskiej z dnia 16 czerwca 2004 r. „*Nauka i technologia – klucz do przyszłości Europy – wytyczne dla przyszłej wspólnotowej polityki w obszarze wspierania badań i rozwoju*”, znajdujemy m.in. 6 głównych celów, których wykonanie niewątpliwie zintensyfikuje i usprawni działania Unii w zakresie realizacji Strategii Lizbońskiej. Spośród nich wskazać warto przede wszystkim na:

- tworzenie, w drodze współpracy, europejskich centrów doskonalenia,
- pobudzanie, na szczeblu europejskim, działań w obszarze innowacji technologicznych, między innymi poprzez tworzenie „platform technologicznych”, w których aktywnie uczestniczyć będą nie tylko podmioty gospodarcze ale także ośrodki badawcze, właściwe, regulacyjne organy wspólnotowe oraz jednostki sektora finansowego²⁵),

16) Extracts from Presidency Conclusions on the Lisbon Strategy by theme; European Councils: Lisbon (March 2000) to Brussels (June 2004).

17) Tak: A. Doborczyńska, L. Juchniewicz: *Strategia Lizbońska: Europejski Rynek Energii – Rekomendacje dla Polskiej Polityki Gospodarczej* [w:] *Przemiany strukturalne polskiej gospodarki wobec wyzwań integracyjnych z Unią Europejską*, pod. red. Zbigniewa Mikołajewicza, Opole 2004, Uniwersytet Opolski-Polskie Towarzystwo Ekonomiczne Oddział w Opolu.

18) Wiosenny Szczyt Rady Europejskiej, Bruksela 22-23 marca 2005 r.

19) Przewiduje się, iż 2/3 planowanych wydatków na badania i rozwój pochodzić będzie z dochodu wygenerowanego przez sektor przedsiębiorstw.

20) Celem istnienia Europejskiego Obszaru Badawczego, określonego także mianem Europejskiej Przestrzeni Badawczej, jest utworzenie, analogicznie do budowanego na początku lat 90. wewnętrznego rynku przepływu dóbr, osób i kapitału – rynku badań stanowiącego obszar swobodnego przepływu wiedzy, badaczy i technologii, skutkujący zacieśnianiem współpracy, stymulowaniem współzawodnictwa oraz lepszej alokacji dostępnych zasobów.

21) Pośrednio, czyni to ERA przedsięwzięciem ukierunkowanym na zahamowanie, pogłębienie w ostatnich latach, zjawiska emigracji do Stanów Zjednoczonych zasobów najlepiej wykwalifikowanej kadry naukowej.

22) Dyirekcja Generalna ds. Badań i Nauki (ang. *Research Directorate General – DG Research*) wykonuje główne zadania z zakresu wspólnotowej polityki rozwoju badań i nauki oraz koordynacji, na szczeblu ponadnarodowym, programów badawczych realizowanych przez poszczególne państwa członkowskie. Rola wspomagająca w obszarach wspierania ochrony środowiska, prawidłowego funkcjonowania sektora energetycznego, czy rozwoju regionalnego, sprawia, iż DG Research prowadzi ściśle współpracę z pozostałymi Dyirekcjami Generalnymi, w tym właśnie w szczególności z Dyirekcją ds. Energetyki i Transportu oraz Dyirekcją ds. Ochrony Środowiska.

23) Programy te wspomagają w aspekcie organizacyjnym i finansowym, współpracę ośrodków akademickich i placówek naukowo-badawczych z podmiotami gospodarczymi, w tym zwłaszcza z małymi i średnimi przedsiębiorstwami.

24) Przy uwzględnieniu składek nowych państw członkowskich budżet ten oscyluje w granicach 20 mld euro.

25) Głównym celem przedmiotowego przedsięwzięcia jest wypracowanie jednolitego planu działań w dziedzinie badań i rozwoju, który obejmie i przygotuje do wykorzystania szeroką gamę środków o charakterze publicznym, prywatnym, narodowym a także ponadnarodowym. Działania tego rodzaju planowane ▶

- stymulowanie twórczości w zakresie kluczowych badań poprzez aktywowanie współzawodnictwa pomiędzy zespołami naukowymi na poziomie ponadnarodowym,
- rozwój infrastruktury badawczej o zasięgu wspólnotowym²⁶⁾,
- propozycje wzmocnienia aktywności Unii Europejskiej w obszarze wspierania budowy i eksploatacji nowej infrastruktury badawczej analogicznie do mechanizmu, jaki zastosowany został w odniesieniu do tzw. sieci transeuropejskich²⁷⁾.

W kwestii kształtowania priorytetów tematycznych, znajdującego się obecnie w końcowej fazie przygotowań *Siódmego Programu Ramowego Research, Technological Development and Demonstration Activities (2007 – 2013)*, Komisja Europejska uzyskała praktycznie całkowitą swobodę, ograniczoną jednakże z istoty rzeczy koniecznością uwzględnienia doświadczeń i prac będących w toku *Szóstego Programu Ramowego*.

Zmierając do przeprowadzenia jak najszerszych konsultacji społecznych podczas kreowania założeń przedmiotowego dokumentu Dyrekcja Generalna ds. Badań i Rozwoju zaprosiła do współpracy m.in. Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER), oczekując zgłoszenia zagadnień, które mogłyby pełnić funkcję priorytetów tematycznych w dziedzinie energetyki²⁸⁾.

W obszarze szczególnego zainteresowania Komisji znalazły się wówczas informacje na temat generalnej sytuacji na rynku energii, w tym dane dotyczące wielkości mocy produkcyjnych, infrastruktury przesyłowej, potencjalnych skutków deregulacji i globalizacji, wyzwań ekonomicznych i technicznych a także wszelkich

- są między innymi w sektorze energetycznym (tu: technologia wodorowa oraz fotowoltaiczna energia słoneczna).
- 26) Pierwszy krok w tym kierunku poczyniono powołując do życia w kwietniu 2002 r. ESFRI – European Strategy Forum on Research Infrastrukture. Do tego czasu aktywność Unii Europejskiej w przedmiotowym zakresie polegała głównie na podejmowaniu działań zmierzających do ułatwienia dostępu do infrastruktury naukowej o charakterze transgranicznym oraz na projektach badawczych wspomagających jej efektywne wykorzystanie.
- 27) Sieci transeuropejskie – sieci energetyczne, transportowe i komunikacyjne rozwinięte są w Państwach Unii w bardzo różnym stopniu. Przedsięwzięcie, za pomocą którego Wspólnota chce rozbudować i unowocześnić europejską infrastrukturę określa się mianem „Zaopatrzenie sieci transeuropejskie” (STE). Jego celem jest długofalowa rozbudowa już istniejących narodowych infrastruktur (transport, telekomunikacja, zaopatrzenie w gaz i energię elektryczną) i takie ich połączenie, aby można było nimi wspólnie zarządzać i czerpać wspólne korzyści. Ma to umożliwić likwidację tzw. wąskich gardeł jak również lepszą integrację obszarów peryferyjnych. Unia Europejska planuje w tym obszarze inwestycje rzędu 400 mld euro.
- 28) Propozycje tematów badań naukowych należało przedkładać z uwzględnieniem trzech kryteriów ich przydatności wskazanych w procedurze konsultacji tj.: kryterium realizacji głównych celów polityki Unii Europejskiej, kryterium wzmocnienia wspólnotowego potencjału naukowego i technologicznego oraz kryterium tzw. wartości dodanej, czyli realnego wkładu określonego rodzaju przedsięwzięcia w funkcjonowanie gospodarki Wspólnoty.

czynników, które wpływają na poziom inwestycji sektora energetycznego²⁹⁾.

W toku konsultacji, przedstawiciele podmiotów działających w ramach różnych gałęzi przemysłu, potwierdzili znaczący spadek poziomu badań naukowo-finansowanych ze źródeł Unii Europejskiej – w energetyce jako takiej. Przyczyny takiego stanu rzeczy upatrywano przede wszystkim w fakcie prowadzenia badań w przeważającej części ukierunkowanych na zaspakajanie interesów narodowych a nie ogólnoeuropejskich. Co gorsza, zdaniem wielu ankietowanych, spadek poziomu badań w sektorze energetycznym ulega ciągłemu pogłębianiu, zniechęcając w konsekwencji młodych naukowców do dalszych, kreatywnych prac w tej dziedzinie gospodarki.

Siódmy Program Ramowy – Stanowisko Rady Europejskich Regulatorów Energii

W opinii Rady Europejskich Regulatorów Energii podstawowe zagadnienia problemowe sektora energetycznego skupiane są dziś wokół ochrony interesów konsumentów oraz, w kontekście ograniczeń dotyczących ochrony środowiska, wokół działań zmierzających do zapewnienia bezpieczeństwa, ciągłości i ekonomiki dostaw energii.

Stanowisko CEER zostało w tym względzie zaprezentowane bardzo czytelnie – *Siódmy Program Ramowy* powinien w stopniu większym niż dotychczas uwypuklać kwestie pro-konsumenckie – faktyczna możliwość zakupu danego produktu lub usługi w cenie odzwierciedlającej jego/jej rzeczywistą wartość odgrywać zatem będzie, z punktu widzenia Rady, kluczową rolę w procesie definiowania priorytetów tematycznych przedmiotowego dokumentu.

CEER wyraźnie zaakcentowała także konieczność systematycznego dokonywania innowacji w obszarze infrastrukturalnych inwestycji kapitałowych, które z jednej strony mogą istotnie zwiększyć wydajność i efektywność sieci, z drugiej zaś mogą przyczynić się do efektywniejszego i sprawniejszego zarządzania popytem.

Poparcie uzyskały również głównie te projekty z zakresu R&D, które dostarczą określonych, standardowych rozwiązań o charakterze ogólnoeuropejskim, umożliwiając tym samym unifikację technologii i instalacji wykorzystywanych w sektorze energetycznym.

Ponadto wskazano na potrzebę:

- doskonalenia ram współpracy regulatorów, która w sytuacjach wątpliwości interpretacyjnych, uzupełnia legislację, stanowiąc element warunkujący spójne i jednolite stosowanie przepisów na obszarach poszczególnych państw członkowskich,
- dokonania analizy porównawczej wpływu różnych modeli regulacyjnych, między innymi na integrację

29) Podczas nieformalnego spotkania przedstawicieli Dyrekcji ds. Badań i Rozwoju z krajowymi regulatorami energii, które odbyło się 16 listopada 2004 r., dyskutowano m.in. na temat, czy i w jaki sposób organy regulacyjne mogą zachęcać do rozwoju badań w sektorze energetycznym.

rynków, bezpieczeństwo dostaw oraz na poziom inwestycji sektora energetycznego,

- dostarczenia organom regulacyjnymi obiektywnych instrumentów, w tym narzędzi technicznych, umożliwiających spójną ocenę określonych decyzji regulacyjnych, których konsekwencje mogą wystąpić nie tylko na poziomie krajowym ale także na poziomie wspólnotowym.

Kierując się zasadą, w myśl której badania finansowane ze źródeł Unii Europejskiej powinny wydatnie przyczynić się do realizacji jej celów politycznych, w tym w szczególności powinny dostarczać określonych rozwiązań gospodarczych, CEER zidentyfikowała następujące tematy badawcze w zakresie uekonomicznienia funkcjonowania systemów energetycznych (Power System Economic):

Funkcjonowanie i bezpieczeństwo systemów połączeń wzajemnych:

- harmonizacja kryteriów funkcjonowania,
- ponowne zdefiniowanie wskaźników umożliwiających ocenę niezawodności sieci,
- wspólnotowy (zintegrowany) plan działania w sytuacji długotrwałych przerw w dostawach energii,
- monitoring i kontrola sieci,
- metodologia oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- optymalizacja inwestycji w połączenia międzysystemowe,
- ceny w transgranicznym przepływie energii.

Funkcjonowanie sieci dystrybucyjnych:

- nowe metodologie szacowania kosztów w warunkach „unbundlingu”,
- rozwój metod zarządzania popytem,
- ustalenie wskaźników umożliwiających monitorowanie jakości dostaw,
- rozwój narzędzi właściwych do oceny skutków decentralizacji w sektorze wytwarzania energii,
- metody i technologie promowania wydajności energetycznej.

Energetyka w Siódmym Programie Ramowym – szanse i perspektywy

Ostateczny projekt Decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie *Siódmego Programu Ramowego Wspólnoty Europejskiej – badania i rozwój technologiczny (2007 – 2013)*³⁰⁾ Komisja Europejska przyjęła w dniu 6 kwietnia 2005 r.³¹⁾

Pobieżna choćby lektura tego dokumentu wskazuje, iż kluczową rolę w procesie realizacji jego założeń odegra intensywna współpraca międzynarodowa, którą Komisja traktuje jako warunek powodzenia postępu naukowego i technologicznego na poziomie wspólnotowym. Co do

zasady uwzględnił on także większość z szczegółowo zaprezentowanych powyżej propozycji Rady Europejskich Regulatorów Energii. Ich generalne ujęcie w dokumencie Komisji wydaje się być zaletą, bowiem gwarantuje swobodę definiowania przedmiotowych zakresów poszczególnych przedsięwzięć.

W myśl powołanego projektu, *Siódmy Program Ramowy* składać się będzie z czterech programów szczegółowych, odpowiadających czterem głównym celom polityki Unii Europejskiej w dziedzinie badań. „*Energia*” stanowi jedno z dziewięciu zagadnień tematycznych zawartych w części „*Współpraca*”³²⁾.

W odpowiedzi na pilne wyzwania związane z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, zapobieżenia dalszym zmianom klimatycznym a także z myślą o wzmocnieniu konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych w wymiarze europejskim, definiując przedsięwzięcia w ramach przedmiotowego działu przewidziano przede wszystkim:

- transformację obecnego systemu energetycznego opartego na paliwach stałych (kopalnych) w system bardziej zrównoważony, bazujący na różnorodnych źródłach energii i jej nośnikach,
- wzrost efektywności energetycznej.

W dążeniu do jak najszybszego osiągnięcia powyższych rezultatów Komisja zaproponowała szereg działań, sklasyfikowanych w ramach poszczególnych obszarów tematycznych.

W odniesieniu do „*Wodoru i ogniw paliwowych*”, przewidywane są, zakrojone na szeroką skalę, badania w zakresie stacjonarnych i przenośnych możliwości zastosowań tych źródeł energii w przemyśle oraz w zakresie możliwości ich wykorzystania w transporcie. W obszarze „*Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*” założono wsparcie technologii zapewniających wzrost ogólnej efektywności energetycznej, zmniejszenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej z krajowych źródeł energii odnawialnej, a przede wszystkim rozwój technologii korelujących ze zróżnicowanymi warunkami regionalnymi.

Siódmy Program Ramowy będzie ponadto promował rozwój zintegrowanych technologii przetwarzania, ukieunkowanych na podniesienie poziomu zużycia paliw nie zawierających dwutlenku węgla, w tym w szczególności płynnych biopaliw oraz technologii warunkujących jednoczesną redukcję jednostkowych kosztów produkcji paliw stałych, płynnych i gazowych (w tym wodoru) otrzymywanych z odnawialnych źródeł energii.

Założenia *Siódmego Programu Ramowego* wiele uwagi poświęcają również technologiom wychwytywa-

32) W ramach programu „*Współpraca*” wsparcie zostanie udzielone szerokiemu zakresowi działań badawczych prowadzonych w ramach współpracy międzynarodowej, począwszy od projektów i sieci realizowanych w ramach współpracy a skończywszy na koordynacji programów badawczych, przy czym zakłada się, iż międzynarodowa współpraca pomiędzy UE a krajami trzecimi stanowić będzie integralną część tego rodzaju działań. Budżet, jaki planuje się przeznaczyć na część „*Współpraca*” opiewa na 44 432 mln euro.

30) Brussels, 6.4.2005 COM(2005) 119 final, 2005/0043 (COD), 2005/044(CNS).

31) Ostateczna decyzja w sprawie kształtu *Siódmego Programu Ramowego* jest spodziewana we wrześniu 2005 r.

nia i magazynowania dwutlenku węgla, które umożliwią wytwarzanie energii przy znikomej emisji zanieczyszczeń. W konsekwencji, prognozuje się stymulowanie badań ukierunkowanych przede wszystkim na zwiększenie poziomu wydajności elektrowni, zagwarantowanie ich niezawodności i niskich kosztów produkcji w oparciu o rozwój technologii czystej konwersji węgla.

Jak zasygnalizowano powyżej, przedmiotowy dokument mocno akcentuje także zagadnienia związane z bezpieczeństwem i niezawodnością europejskich systemów (sieci) gazowych i elektroenergetycznych, prezentując między innymi propozycje transformacji obecnie istniejących sieci elektroenergetycznych w interaktywne (odbiorcy/dostawcy) sieci usługowe.

Projektu *Siódmego Programu Ramowego* w dziedzinie „Energia” przygotowany został niewątpliwie w sposób wszechstronny, uwzględniający szereg okoliczności, w tym również kwestie dotyczące narzędzi, metod oraz modeli, którymi organy aktywnie uczestniczące w kształtowaniu polityki energetycznej, mogłyby posłużyć się w procesie oceny społeczno-ekonomicznych następstw stosowania określonych technologii w sektorze energetycznym. Wieloletnie, efektywne promowanie badań z zakresu tzw. „wiedzy na rzecz polityki energetycznej” z całą pewnością przyczyni się do tworzenia spójnych średnio- a także długookresowych prognoz rozwoju energetyki w Unii Europejskiej.

Analogiczne stanowisko zajęła Rada Europejskich Regulatorów Energii, pozytywnie oceniając tematykę przyjętych w jego ramach zagadnień problemowych, deklarując jednocześnie chęć dalszej współpracy w procesie ich uszczegółowienia.

Szerzej CEER odniosła się między innymi do zagadnień dotyczących *interaktywnych sieci energetycznych* oraz *wiedzy na rzecz polityki energetycznej*, klasyfikując je jako obszary w ramach których wsparcie R&D może przynieść szczególnie wymierne i pożądane efekty.

Konkluzje

Energetyka stoi dziś przed szeregiem wyzwań. Konieczność szybkich zmian wynika między innymi z alarmującego trendu globalnego wzrostu zapotrzebowania na energię, z konieczności ograniczenia emisji gazów cieplarnianych a także, a być może przede wszystkim, z konieczności złagodzenia skutków nieprzewidywalnych zmian cen ropy naftowej (szkodliwych w szczególności dla silniej od niej uzależnionego sektora transportowego) w tym z geopolitycznej niestabilności regionów będących głównymi dostawcami tego surowca.

Niekwestionowanym jest zatem, iż intensywne badania w sektorze energetycznym są niezbędne, celem zapewnienia najbardziej efektywnych pod względem kosztowym oraz przyjaznych dla środowiska technologii.

Europa uzyskała światowe przywództwo w wielu technologiach produkcji i dystrybucji energii, w tym wykorzystywanych zwłaszcza w bioenergetyce oraz energii wiatrowej. Wdrażanie coraz to nowych rozwiązań technologicznych, będących niejednokrotnie przedsięwzięciami

o zbyt dużym ryzyku i niepewnych korzyściach dla przedsiębiorstw prywatnych sprawia, iż przedsiębiorstwa te nie są w stanie zapewnić i w konsekwencji nie zapewniają wszystkich niezbędnych inwestycji finansowych w obszarze R&D. Taki stan faktyczny skutkuje nadaniem pomocy publicznej przymiotu kluczowego elementu wsparcia, mobilizującego zarazem właśnie, tak cenne środki prywatne. Tylko spójne działania obu tych sektorów mogą zatem zapewnić skuteczną konkurencję uczestników europejskiego rynku energii z analogicznymi podmiotami gospodarek państw, które konsekwentnie inwestujących w badania i technologie pro-energetyczne.

Siódmy Program Ramowy stanowić będzie impuls umożliwiający rozwój *Europejskiej Przestrzeni Badawczej* oraz wzmacniający współpracę na poziomie ponadnarodowym, inicjując prywatne przedsięwzięcia w dziedzinach mających główne znaczenie dla konkurencyjności w tym właśnie w, nareszcie wyodrębnionej, energetyce³³⁾.

Reasumując, podkreślić należy, iż nawet najlepsze chęci i założenia pozostaną tylko odległymi celami, jeśli my, ich główni adresaci, nie wykorzystamy płynących z nich możliwości. Kreowanie wspólnotowego – wewnętrznego rynku energii jest procesem złożonym i długotrwałym, którego dotychczasowe rezultaty wciąż nie spełniły ostatecznych założeń. Granice tego rynku wraz z przystępowaniem kolejnych państw, ulegają ciągle zmianom, w wyniku czego m.in. system połączeń wzajemnych, w tym także połączeń z Państwami Trzecimi wymaga systematycznej rozbudowy i modernizacji, które bez wsparcia ze strony przedsięwzięć R&D mają niewielkie szanse na powodzenie.

Idee *Siódmego Programu Ramowego* a także szeregu innych analizowanych tu dokumentów, ściśle związanych z realizacją Strategii Lizbońskiej, traktują energetykę, jako sektor o niezwykle ważkim znaczeniu dla rozwoju gospodarczego, a tym samym dla powodzenia samej Strategii. Faktem zatem stała się gwarancja istotnych nakładów finansowych na badania i rozwój technologii rynku energii. Otwartym i nurtującym pozostaje jednak wciąż pytanie, czy będziemy chcieli a zarazem potrafili prawidłowo z nich skorzystać, ale o tym przekonamy się dopiero w nadchodzącej przyszłości.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

33) Monitor Europejski Nr 11/2005 Urząd Komitetu Integracji Europejskiej Warszawa, s. 8, 9.

ZIELONA KSIĘGA W SPRAWIE EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ CZYLI OSIĄGAJĄC WIĘCEJ ZUŻYWAJĄC MNIEJ

Małgorzata Kozak

Problem oszczędności energii, racjonalnego jej zużycia jak również bezpieczeństwa dostaw to jedno z ważniejszych zagadnień dotyczących wspólnego rynku energii jakie dyskutowane są na forum unijnym. Komisja Europejska przygotowała pakiet aktów prawnych¹⁾ nad którymi toczą się obecnie bardzo zaawansowane prace zarówno w Radzie jak i w Parlamencie Europejskim²⁾. Przygotowanie i uchwalenie aktów prawnych przez Radę i Parlament Europejski oraz ich późniejsza implementacja przez państwa członkowskie nie zawsze zapewnia osiągnięcie celu, jaki stawia sobie dany akt prawny. Potrzebne jest również społeczne poparcie.

To m.in. zdecydowało, że Komisja Europejska w celu uspołecznienia procesu podejmowania strategicznych decyzji dotyczących przyszłości Wspólnoty Europejskiej, wymagających także zmian w prawie wspólnotowym, ogłasza Zielone i Białe Księgi³⁾.

Zielona Księga jest dokumentem, który przedstawia możliwości rozwiązania pewnych, aktualnych problemów Wspólnoty i ma na celu przeprowadzenie szerokiej konsultacji społecznych w różnych zainteresowanych środowiskach politycznych, gospodarczych i społecznych.

W przypadku sektora energetycznego Komisja Europejska ogłosiła już kilka takich dokumentów. Do naj-

ważniejszych opublikowanych ostatnio należą: „Zielona Księga w kierunku europejskiej strategii dotyczącej bezpieczeństwa dostaw energii”⁴⁾ z 29 listopada 2000 r. oraz dokument poświęcony problemom użytkowania energii „Zielona Księga w sprawie efektywności energetycznej czyli osiągając więcej zużywając mniej”⁵⁾ z 22 czerwca 2005 r. Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie głównych zagadnień poruszonych w najnowszej *Zielonej Księdze*.

Skutecznie realizowana polityka efektywnego zużycia energii, według autorów *Zielonej Księgi*, poza tym iż przyczyniłaby się do oszczędności energii byłaby dużym wkładem we wzrost konkurencyjności Unii Europejskiej oraz spowodowałaby wzrost zatrudnienia realizując również w ten sposób cele Strategii Lizbońskiej⁶⁾. Miałyby również wpływ na redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Unii poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na energię (wg danych zawartych w *Zielonej Księdze*, przy utrzymaniu się obecnych tendencji do 2030 r. Unia Europejska będzie pokrywała importem ok. 90% zapotrzebowania na ropę i 80% zapotrzebowania na gaz ziemny⁷⁾).

Zielona Księga próbuje określić przeszkody, które powstrzymują podejmowanie działań na rzecz efektywnego zużycia energii elektrycznej oraz wskazać możliwości pokonania tych przeszkód. Zawiera również listę zagadnień wymagających ogólnounijnej debaty, jej wyniki umożliwią Komisji Europejskiej przygotowanie w 2006 r. Planu Działania.

Potencjalnie, prawidłowo funkcjonujący rynek (tzw. „niewidzialna ręka rynku”) powinien wymuszać na przedsiębiorcach działania zmierzające do oszczędności i racjonalnego zużycia energii. Jednak, według au-

- 1) Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii i usług energetycznych *Draft Directive of the European Parliament and of the Council on Energy End-Use Efficiency and Energy Services (COM (2003) 739)*, Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczący działań w celu zabezpieczenia niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych *Draft Directive of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (COM (2003) 740)*, Projekt Decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady ustalającej wytyczne dla sieci transeuropejskich i zastępująca Decyzję nr 96/391/WE i nr 1229/2003/WE *Draft Decision of the European Parliament and of the Council laying down guidelines for trans – European energy networks and repealing Decisions no 96/391/EC and No 1229/2003/EC (COM (2003) 742)*.
- 2) Więcej na ten temat w artykułach: J. Biedrzycki, Z. Janiszewska, M. Kozak, P. Seklecki, *Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – projekty nowych uregulowań Komisji Europejskiej*, Biuletyn URE nr 2/2004 oraz J. Biedrzycki, M. Kozak, P. Seklecki, *Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – postęp prac nad nowymi aktami prawnymi*, Biuletyn URE nr 2/2005.
- 3) Biała Księga jest wyrazem deklarowanej polityki Komisji Europejskiej w pewnej dziedzinie.

- 4) *Green Paper Towards a European Strategy for the security of energy supply (COM(2000)769 final)*, Brussels 20.11.2000.
- 5) *Green Paper on Energy Efficiency or Doing More With Less (COM (2005) 265 final)*, Brussels 22.06.2005.
- 6) Więcej o Strategii Lizbońskiej w niniejszym numerze Biuletynu w artykule K. Szwed-Lipińskiej *Energetyka w Strategii Lizbońskiej – nie wszystko jeszcze stracone*.
- 7) Według danych pochodzących z *Zielonej Księgi* 25 państw członkowskich Unii Europejskiej zużywa ok. 1725 Mtoe energii rocznie. Koszt zużytej energii na jednego mieszkańca Unii wynosi 1000 Euro. Emisja gazów cieplarnianych przy okazji wytwarzania i zużycia energii stanowi ok. 78% całej emisji w Unii (w tym jedna trzecia tej emisji pochodzi z sektora transportu).

torów *Zielonej Księgi*, obserwując obecnie funkcjonujący, konieczne jest wsparcie takich działań, aby doprowadzić do znacznej redukcji zapotrzebowania na energię.

Do głównych barier ograniczających podejmowanie działań należą:

- brak informacji dotyczących kosztów i dostępności nowych technologii,
- brak lub niewystarczająca ilość projektów edukacyjnych dotyczących efektywności energetycznej,
- brak informacji na temat własnych kosztów konsumpcji energii,
- brak umiejętności oszacowania kosztów wprowadzenia najnowszych technologii i ich wpływu na oszczędności nie tylko w zakresie zużycia energii ale również kosztów jej zakupu,
- obawa banków i innych instytucji finansowych co do opłacalności finansowania inwestycji zmierzających do oszczędności energii,
- brak wsparcia ze strony administracji głównie państwowej w szczególności dla przedsięwzięć typu ESCO (Energy Service Company),
- niechęć państw członkowskich do przyjęcia celu polegającego na rocznej oszczędności w zużyciu energii na poziomie 1% w proponowanym projekcie dyrektywy efektywnościowej⁸⁾,
- niewłaściwie udzielana pomoc państwa w tym również stosowanie ulg podatkowych mających zachęcić do racjonalnego zużycia energii,
- niechęć przedsiębiorstw działających w sektorze energetycznym do udziału w przedsięwzięciach zmierzających do racjonalnego zużycia energii.

W celu wyeliminowania ww. barier konieczne jest podjęcie działań na wszystkich poziomach: międzynarodowym, unijnym, krajowym, regionalnym i lokalnym. Jest to tym bardziej widoczne, że poziom oszczędności energii osiągany dzięki wprowadzaniu rozwiązań służących jej efektywnemu zużyciu wzrasta w ostatnich latach na terenie UE ok. 0,5% rocznie, a w latach dziewięćdziesiątych XX wieku poziom tych oszczędności wzrastał rocznie o ok. 1,4%⁹⁾. Tymczasem według dostępnych obliczeń¹⁰⁾ Unia Europejska mogłaby zaoszczędzić ok. 20% obecnej konsumpcji energii poprzez jej efektywne wykorzystanie.

Dotychczasowe działania podejmowane na poziomie unijnym polegają na integrowaniu problemu efektywnego zużycia energii z innymi politykami realizowanymi przez Wspólnotę poprzez specjalne programy

- 8) Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych.
- 9) *Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less*, Commission of the European Union, Brussels, 22.06.2005 (COM (2005) 265 final) str. 16.
- 10) Explanatory memorandum to the proposed Directive on energy end-use efficiency and energy services (COM (2003) 739), European Council for an energy efficient economy, Proceedings 2005 Summer study: Energy savings, What works and who delivers?, <http://www.eceee.org>.

oraz dyrektywy. Poniżej zostały przedstawione najważniejsze.

Komisja Europejska kładzie nacisk na **rozwój badań i technologii** wspomagających efektywne zużywanie energii – 6 kwietnia 2005 r. Komisja Europejska przyjęła projekt „7 Ramowego Programu Badań i Rozwoju Technologicznego”¹¹⁾. W przypadku energii dokument koncentruje się na rozwoju technologii używanej do produkcji energii z odnawialnych źródeł, produkcji paliw, czystych technologii węglowych, interaktywnej sieci energetycznej. Komisja przedstawiła również propozycje kontynuacji programu „Inteligenta Energia – Europa”¹²⁾ na lata 2007-2013 i zwiększenie jego budżetu do 780 mln Euro. Kolejnym krokiem, wg autorów *Księgi*, powinno być ustanowienie Najwyższego Zespołu ds. Efektywności Energetycznej¹³⁾, który dokonywałby przeglądów Programów Działań dot. Efektywności Energetycznej¹⁴⁾ (plany te byłyby częścią Narodowych Programów Działań do przedstawiania których zobowiązane są państwa członkowskie w ramach Strategii Lizbońskiej) i którego zadaniem byłoby promowanie najlepszych rozwiązań stosowanych w państwach członkowskich.

Oddziaływanie na poziomie unijnym odbywa się również poprzez **dyrektywy**. Państwa członkowskie implementując Dyrektywę Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji ram wspólnotowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych oraz energii elektrycznej¹⁵⁾ mogły zastosować odpowiednie mechanizmy podatkowe wspierające wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, źródła odnawialne, kolejowy i wodny transport itd.

Zwiększeniu efektywnego zużycia energii służyć ma uchwalona Dyrektywa 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków¹⁶⁾. Rygorystyczne przestrzeganie implementowanych przepisów ma doprowadzić do oszczędności 40 Mtoe do 2020 r.

Obecnie toczą się również prace nad projektem dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady

- 11) 7th Framework Programme for Research and Development, <http://www.europa.eu.int/comm/research/sitemap/sitemap.cfm?lang=en#120>, więcej na ten temat w niniejszym Biuletynie w artykule K. Szwed-Lipińskiej *Energetyka w Strategii Lizbońskiej – nie wszystko jeszcze stracone*.
- 12) Decision No 1230/2003/EC of the European Parliament and the Council of 26 June 2003 adopting a multiannual programme for action in the field of Energy „Intelligent Energy Europe (2003-2006)”, Official Journal L 176, 15/07/2003.
- 13) The High Level Group on Energy Efficiency.
- 14) The Energy Efficiency Action Plan.
- 15) Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, Official Journal L 28, 31/10/2003 P. 0051 – 0070.
- 16) Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings, Official Journal L 001, 04/01/2003 P. 0065 – 0071.

w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych¹⁷⁾. W przypadku uchwalenia i implementacji dyrektywy do krajowych porządków prawnych państwa członkowskie byłyby zmuszone doprowadzić do realizacji skwantyfikowanego celu zmniejszenia zużycia energii.

Pomoc państwa to kolejny obszar, na którym działania powinny być koordynowane na poziomie unijnym. Pomoc państwa w zakresie wsparcia działań zmierzających do efektywnego zużycia energii jest zatwierdzana przez Komisję zgodnie z Wytycznymi Wspólnoty w sprawie pomocy państwa przyznawanej na podejmowanie działań w celu ochrony środowiska¹⁸⁾. Aktualne Wytyczne obowiązują do końca 2007 r. Pożądana jest ich zmiana, propozycje nowych powinny zostać opracowane do końca 2005 r. i konieczne jest, aby zwiększono w nich nacisk na wsparcie dla instrumentów zwiększających eko-innowacyjność i produktywność zyskiwaną dzięki wprowadzonym rozwiązaniom dot. efektywności energetycznej.

Ze względu na fakt, że wprowadzenie nowych technologii efektywnych energetycznie jest kosztowne i zakup urządzeń, w których zostały zastosowane jest droższy, dużą rolę ma tu do odegrania **sektor publiczny**, którego roczne zakupy stanowią 16% unijnego PKB¹⁹⁾. Zakupy nowoczesnych technologicznie urządzeń wpływałyby na ich rozpropagowanie a tym samym obniżenie ceny produkcji. Wspólne działanie wszystkich państwa miałyby ogromny wpływ na zwiększenie popularności takich technologii²⁰⁾.

Państwa członkowskie stosują różne metody finansowego wsparcia efektywnego zużycia energii. Wydaje się, iż dobrym pomysłem byłaby ich harmonizacja na poziomie unijnym. Do działań tych mógłby być również zaangażowany Europejski Bank Inwestycyjny²¹⁾. Wsparcia udzielać można by przez Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego²²⁾, jak również Fundusz Spójności²³⁾.

Działania podejmowane na poziomie krajowym będą miały większy wpływ na zwiększenie efektywnego zużycia

energii niż działania podejmowane na poziomie unijnym. Władze krajowe powinny zachęcać do efektywnego wykorzystania energii poprzez wszelkie możliwe środki i regulacje. Dodatkowo powinny skuteczniej kontrolować podmioty zaangażowane w dostawę energii wprowadzając systemy certyfikacji, optymalizując transport drogowy. Istotne jest również, aby dzielić się zdobytymi doświadczeniami.

W tym zakresie, wg autorów *Zielonej Księgi*, dużą rolę mogłaby odegrać **Grupa Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu** działająca od 2004 r.²⁴⁾, przygotowując wytyczne dobrych praktyk w regulacji taryf przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych uwzględniające efektywne wykorzystanie energii. Regulatorzy jak również inne podmioty działające na rynku energii mogłoby wspólnie rozważyć możliwość przygotowania założeń systemu certyfikacji związanego z efektywnym zużyciem energii elektrycznej (pomysł ten nie został doprecyzowany w *Zielonej Księdze*).

Władze krajowe mają również duży wpływ na **spółob informowania społeczeństwa** o korzyściach, jakie płyną z racjonalnego wykorzystania energii. Zwiększenie dostępu do informacji może być osiągnięte przy okazji implementacji przepisów dyrektywy w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych.

Ze względu na wzrost konsumpcji energii elektrycznej, która tylko na terenie „starej Unii” wzrasta ok. 1,5% rocznie konieczna będzie budowa ok. 520 GW nowych mocy wytwórczych do końca 2030 r.²⁵⁾

Przy okazji budowy nowych źródeł władze krajowe powinny dążyć do wprowadzenia **nowych efektywnych technologii**, które również wpłynęłyby na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Działania takie powinny zostać ujęte w Narodowych Programach Działania. Poza tym w ww. Programach państwa członkowskie powinny zawrzeć również plany wspierania kogeneracji, oraz racjonalnego zużycia energii cieplnej.

Istotne jest również, wg autorów *Zielonej Księgi*, aby został w każdym państwie członkowskim wprowadzony system „**białych certyfikatów**” przyznawanych rozwiązaniom ograniczającym zużycie energii. Obecnie wprowadzenie takich systemów rozpoczęto w Wielkiej Brytanii i we Włoszech. Władze holenderskie również rozważają wprowadzenie takiego systemu.

Obserwowany jest pewien trend polegający na ograniczeniu konsumpcji energii przez przedsiębiorstwa. Według autorów *Zielonej Księgi* należy oczekiwać zwiększenia ilości takich działań. Obecnie do najbardziej

17) 20 czerwca 2005 r. Parlament Europejski zakończył pierwsze czytanie projektu dyrektywy.

18) The Community guidelines on state aid for environmental protection, Official Journal C 37/3, 3/2/2001.

19) http://europa.eu.int/comm/internal_market/publicprocurement/studies_en.htm.

20) Jako przykład można podać, iż sektor publiczny w państwach „starej Unii” rocznie kupuje łącznie ok. 100 000 samochodów osobowych, 100 000 vanów, 30 000 ciężarówek, 15 000 autobusów. Jeśli tylko same władze lokalne przeznaczyłyby 25% środków poświęconych na zakup środków transportu na pojazdy efektywne energetycznie umożliwiłoby to zakup ok. 60 000 pojazdów rocznie. Dane pochodzą z *Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less*, Commission of the European Union, Brussels, 22.06.2005 (COM (2005) 265 final) str. 20.

21) The European Investment Bank.

22) The European Regional Development Fund, więcej na stronie <http://europa.eu.int/scadplus/leg/en/lvb/l60015.htm>.

23) The Cohesion Fund, więcej na stronie http://europa.eu.int/comm/regional_policy/funds/proof/ef-en.htm.

24) Grupa została powołana Decyzją Komisji z 11 listopada 2003 r. 2003/79/EC: Commission Decision of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas, Official Journal L 294, 14/11/2003.

25) *Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less*, Commission of the European Union, Brussels, 22.06.2005 (COM (2005) 265 final) str. 26.

skutecznych należą działania podejmowane przez podmioty z Wielkiej Brytanii²⁶⁾ oraz Holandii²⁷⁾.

Państwa członkowskie powinny również dążyć do ograniczenia konsumpcji energii w **obszarze transportu** wykorzystując takie programy unijne jak GALILEO²⁸⁾ czy MARCO POLO²⁹⁾.

Bardzo istotne są działania podejmowane na **poziomie regionalnym i lokalnym**. Inicjatywy wypływające od stowarzyszeń, władz czy samych mieszkańców danego regionu są bardzo cenne. Dotychczas przeprowadzone, przez władze lokalne, skuteczne przedsięwzięcia w zakresie efektywnego zużycia energii, doprowadziły do oszczędności finansowych, miały również walor edukacyjny. Jednak szersze podejmowanie takich działań jest ograniczone ze względu na problemy związane z finansowaniem i tutaj powinny koncentrować się działania państw członkowskich. Społeczności lokalne mogą uzyskać wsparcie z m.in. z funduszu CIVITAS.³⁰⁾

Zielona Księga proponuje również rozciągnięcie działań zmierzających do efektywnego zużycia energii **poza granice Unii**. Problem efektywności energetycznej powinien być rozpatrywany na forum międzynarodowym np. poprzez programy Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Unia Europejska współpracuje na tym polu zarówno z państwami rozwiniętymi takimi jak Stany Zjednoczone Ameryki, państwami w okresie transformacji (Rosja), jak również bardzo szybko rozwijającymi się (Indie, Chiny).

Kwestia efektywnego zużycia energii jest istotna dla wszystkich państw. Zasoby chociażby ropy naftowej nie są niewyczerpalne. Konkurencja między państwami w dostępie do zasobów (jako importerzy) skutkuje wzrostem ceny. Wpływa to na tempo rozwoju gospodarczego i dobrobyt społeczeństwa. Ograniczenie konsumpcji

energii poprzez racjonalne zużycie leży w interesie wszystkich państw.

Zielona Księga jest dokumentem przedstawiającym istniejące możliwości i obszary działań jakie należałyby podjąć, aby rzeczywiście doprowadzić do racjonalnego zużycia energii. Szeroko pojęta efektywność energetyczna ma wpływ na bezpieczeństwo dostaw (ograniczenie uzależnienia od innych państw), osiągnięcie celów Strategii Lizbońskiej oraz ograniczenie zmian klimatu.

Autorzy podkreślają, że praktycznie każdy korzystający z energii jest w stanie podjąć działania zmierzające do oszczędności i racjonalnego zużycia.

W grudniu 2005 r. Komisja zamierza przedstawić w formie raportu pierwszą analizę uwag zgłoszonych w trakcie publicznej debaty. Komisja zamierza przedstawić również plan działań, których realizacja rozpoczęłaby się od 2006 r.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

26) The Energy Efficiency Commitment (2002-2005).

27) Benchmarking Agreement on Energy Efficiency with Industry (porozumienie pomiędzy rządem holenderskim a przedsiębiorstwami podpisany został w 1999 r. przez ok. 90% odbiorców przemysłowych, na mocy którego przedsiębiorcy zobowiązali się do ograniczenia konsumpcji energii, a rząd zobowiązał się do nienakładania dodatkowych zobowiązań dot. wprowadzania rozwiązań zmierzających do poprawy efektywności energetycznej).

28) Rozporządzenie Rady (WE) nr 1321/2004 z dnia 12 lipca 2004 r. w sprawie ustanowienia struktur zarządzania euro-

pejskimi programami radionawigacyjnymi, Official Journal L 246, 02/07/2004.

29) Regulation (EC) No 1382/2003 of the European Parliament and of the Council of 23 July 2003 on the granting of Community financial assistance to improve the environmental performance of the freight transport system (Marco Polo Programme), Official Journal L 196, 02/08/2003.

30) Więcej na temat programu i możliwości wsparcia inicjatyw na stronie http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/cut_en/cut_civitas_en.html oraz na stronie <http://civitas-initiative.org>.

NIEMCY MAJĄ NOWE PRAWO ENERGETYCZNE

Jacek Biedrzycki

Wstęp

Znowelizowane niemieckie Prawo energetyczne (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) weszło w życie 13 lipca 2005 r.¹⁾ Rząd Federalny przyjął także projekty czterech rozporządzeń stanowiących uzupełnienie do Prawa energetycznego:

- Rozporządzenie w sprawie opłat za użytkowanie sieci elektroenergetycznych (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV),
- Rozporządzenie w sprawie opłat za użytkowanie sieci gazowniczych (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV),
- Rozporządzenie w sprawie dostępu do sieci elektroenergetycznych (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV),
- Rozporządzenie w sprawie dostępu do sieci gazowniczych (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV).

Jedną z konsekwencji nowych uwarunkowań prawnych jest obowiązek utworzenia organu odpowiedzialnego za regulację rynków elektroenergetycznego i gazowego. To zaś spowodowało, że działający dotychczas Urząd Regulacji Telekomunikacji i Poczty (Reg TP) zmienił nazwę na Federalną Agencję ds. Sieci Elektroenergetycznych, Gazowniczych, Telekomunikacyjnych, Poczтовых i Kolejowych (BNetzA)²⁾. Wraz z przekształceniem instytucja ta otrzymała nowe zadania a władze krajowe zyskały pewne uprawnienia w obszarze regulacji. Upřednio uprawnienia z zakresu regulacji energetyki były rozproszone pomiędzy różnymi instytucjami landowymi i federalnymi. Większość funkcji regulacyjnych wobec sektora energetyki skupiona była w rękach władz landowych oraz instytucji antymonopolowych tak landowych jak i federalnych³⁾.

W dniu 13 lipca 2005 roku zakończył się zatem oficjalnie okres, w którym Niemcy jako jedyny kraj UE dążyły do otwarcia rynków gazu i energii elektrycznej w oparciu o mechanizmy quasirynkowe nie używając do osiągnięcia tego celu wyspecjalizowanej instytucji regulacyjnej⁴⁾.

- 1) Nowelizacja ta przenosi postanowienia dyrektyw w sprawie wewnętrznego rynku gazu i energii elektrycznej do niemieckiego porządku prawnego.
- 2) Umbenennung der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (Reg TP) in Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur), Amtsblatt 14, Bonn, 27 Juli 2005.
- 3) Więcej informacji na ten temat znajduje się w: „Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu”, Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2003.
- 4) Patrz: Peter D. Cameron „Legal Aspects of EU energy regulation. Implementing the new Directives on electricity and gas across Europe”, Oxford University Press, Oxford 2005.

Regulator

Federalna Agencja ds. Sieci spełnia funkcje regulacyjne wobec przemysłów sieciowych, ma status samodzielnego wyższego urzędu federalnego, którego działalność podlega merytorycznemu nadzorowi Federalnego Ministerstwa ds. Gospodarki i Pracy⁵⁾.

Celem kierunkowym Federalnej Agencji ds. Sieci jest doprowadzenie, poprzez liberalizację i deregulację, do dalszego rozwoju rynków: energii elektrycznej, gazu, telekomunikacji i usług pocztowych oraz od 1 stycznia 2006 r. rynku infrastruktury kolejowej. Dla osiągnięcia założonych celów regulacji, Agencja wyposażona została w procedury i instrumenty, w tym prawo do żądania informacji i przeprowadzania dochodzeń, jak również prawo do nakładania kar.

Do głównych zadań Federalnej Agencji ds. Sieci należy doprowadzenie do sytuacji, w której regulowane przez nią rynki będą sprawnie i efektywnie funkcjonowały. Niedyskryminujący dostęp do sieci oraz efektywne opłaty sieciowe mają być podstawowymi narzędziami, które ułatwią rozwój konkurencji.

W odniesieniu do rynków energii Regulator odpowiedzialny jest za zapewnienie:

- bezpiecznego, optymalnego kosztowo, przyjaznego dla odbiorcy, efektywnego i przyjaznego dla środowiska zaopatrywania odbiorców w energię elektryczną i gaz;
- funkcjonującej sprawnie i bez zniekształceń konkurencji w obszarze dostarczania gazu i energii elektrycznej oraz efektywnego funkcjonowania sieci dystrybucyjnych w długim horyzoncie czasu;
- wdrożenie i wspieranie prawa wspólnotowego w obszarze sieciowych dostaw energii.

Federalna Agencja ds. Sieci wydaje decyzje poprzez Izby Orzecnicze. Przedsiębiorstwa bezpośrednio zainteresowane sprawami rozpatrywanymi przez izby uprawnione są do udziału w postępowaniu. Prawo do wystąpienia w toku prowadzonego postępowania przysługuje zaś przedsiębiorstwom dotkniętym skutkami decyzji wydawanych przez Izby Orzecnicze. Decyzje wydawane przez Agencję oparte są zarówno na prawie przedmiotowym jak i cywilnym i mogą być kwestionowane przed sądami. W sytuacji sporu prawnego ani Agencja ani Federalne Ministerstwo ds. Gospodarki i Pracy nie mogą anulować decyzji Izby Orzecniczej⁶⁾. Decyzje wydane przez Izbę

- 5) Działający poprzednio Urząd Regulacji Telekomunikacji i Poczty był zaś następcą Federalnego Ministerstwa ds. Poczty i Telekomunikacji oraz Federalnego Biura ds. Poczty i Telekomunikacji.
- 6) W tym przypadku w przeciwieństwie do postanowień ustawy Prawo przeciw ograniczaniu konkurencji, tzw. decyzja ministerialna nie została przewidziana.

Orzecznictwem w obszarze energetyki mogą być kwestionowane przed sądami cywilnymi. Procedura apelacyjna nie została przewidziana. Postępowania dotyczące głównych obszarów decyzji nie wstrzymują ich wykonania.

W ramach Federalnej Agencji ds. Sieci funkcjonuje pięć Izb Orzecznich rozstrzygających sprawy z zakresu:

- koncesjonowania,
- nakładania obowiązku świadczenia usług publicznych,
- regulacji wskaźnikowej,
- szczególnej kontroli praktyk monopolowych,
- dostępu do sieci w tym połączeń transgranicznych,
- usług szczególnych.

Sekcja 5(1) ustawy ustanawiającej Federalną Agencję ds. Sieci powołuje do istnienia, usytuowaną w niej, Radę Konsultacyjną. Składa się ona z 16 przedstawicieli Izby Niższej Parlamentu oraz 16 przedstawicieli Izby Wyższej. Przedstawiciele Izby Wyższej muszą być bądź to członkami bądź politycznymi przedstawicielami rządu federalnego. Członkowie Rady Konsultacyjnej oraz ich zastępcy są powoływani przez rząd federalny na wniosek Izby Niższej i Wyższej Parlamentu. Rada powinna zbierać się nie rzadziej niż raz na kwartał a do jej głównych obowiązków w obszarze energetyki należy:

- proponowanie rządowi federalnemu, na mocy sekcji 3(3) Ustawy o Federalnej Agencji ds. Sieci, kandydatów na stanowisko Prezesa i dwóch Wiceprezów Agencji,
- doradzanie Agencji, na podstawie sekcji 60 Prawa energetycznego, przy tworzeniu raportów, o których mowa w sekcji 63(3-5) Prawa energetycznego. Rada ma prawo żądać od Agencji wszelkich informacji i komentarzy a Agencja ma obowiązek ich dostarczenia.

Kluczowe zagadnienia nowego Prawa energetycznego

Główne postanowienia nowego Prawa energetycznego i Rozporządzeń regulują następujące zagadnienia:

1. Kontrola cen

Oplaty za użytkowanie sieci gazowniczych i elektroenergetycznych podlegają przed ich wdrożeniem zatwierdzeniu (§ 23a EnWG). Operatorzy sieciowi muszą informować Agencję z sześciomiesięcznym wyprzedzeniem o nowych cenach oraz muszą dostarczyć dokumentację dotyczącą kosztów w celu umożliwienia Agencji podjęcia decyzji. W przypadku, w którym Agencja nie wyda decyzji w przewidzianym terminie, to ceny, o zatwierdzenie których wystąpił operator uznaje się za przyjęte. Niemniej jednak Agencja posiada prawo do uchylecia decyzji w postępowaniu ex-post.

Operatorzy systemów elektroenergetycznych muszą przedłożyć po raz pierwszy wnioski o zatwierdzenie taryf sieciowych w terminie trzech miesięcy od wejścia w życie Rozporządzenia w sprawie opłat za użytkowanie sieci elektroenergetycznych (Strom NEV). Operatorzy

systemów gazowniczych mają na przedłożenie wniosków sześć miesięcy od chwili wejścia w życie Rozporządzenia w sprawie opłat za użytkowanie sieci gazowniczych (Gas NEV), (§ 118(1b) EnWG).

2. Standaryzowanie kosztów

Oplaty sieciowe mają, co do zasady, być ustalane na podstawie kosztów poniesionych przez operatorów sieci o porównywalnych cechach prowadzących działalność ze szczególną dbałością z uwzględnieniem zachęt do efektywnego świadczenia usług i uczciwego zwrotu z zainwestowanego kapitału przy ustalonym poziomie ryzyka (§ 21(2) EnWG).

Agencja ma prawo do przeprowadzania okresowych analiz porównawczych opłat sieciowych, dochodów i kosztów w celu minimalizacji kosztów. W przypadku, w którym opłaty sieciowe, dochody bądź koszty przewyższają średnią dla przedsiębiorstw poddanych analizie porównawczej, zrozumiałym jest, że wymóg nastawienia na minimalizowanie kosztów nie został osiągnięty (§ 21(3-4) EnWG).

3. Zwrot z kapitału

Co dwa lata Agencja musi określać dopuszczalną wielkość zwrotu z kapitału. Pierwszy cykl ustaleń pokryje się z zapoczątkowaniem wdrożenia tzw. regulacji bodźcowej (najwcześniej w lipcu 2006 r.).

Do tego czasu koszt kapitału jest określony przez prawo na poziomie 7,91% przed opodatkowaniem dla nowych instalacji elektroenergetycznych i na poziomie 6,5% przed opodatkowaniem dla instalacji istniejących. Dla instalacji gazowych liczby wynoszą odpowiednio 9,21% i 7,8% (§ 7 w obydwu Rozporządzeniach o opłatach sieciowych).

4. Wyjątki w regulacji kosztowej

Paragraf 24 EnWG stanowi, że Rozporządzenie ma wyszczególnić przypadki, w których istniejąca bądź potencjalnie możliwa konkurencja w dziedzinach sieciowych pozwoli na odstąpienie od obowiązku regulacji kosztowej.

Operatorzy ponadregionalnych gazowych sieci przesyłowych będą mogli kalkulować opłaty sieciowe odstępując od wymogów metody kosztowej o ile ich sieci w przeważającym stopniu wystawione są na działanie potencjalnej konkurencji bądź realizują zasady efektywnego funkcjonowania (§ 3(2) GasNEV).

Warunkiem wstępnym do zidentyfikowania kryteriów efektywnego funkcjonowania bądź możliwości wystąpienia konkurencji w obszarze sieciowym jest to, że:

- 1) większość punktów wyjściowych sieci gazowniczej zlokalizowana jest na obszarze, do którego można dotrzeć za pośrednictwem gazociągów ponadregionalnych należących do strony trzeciej lub, które mogłyby być dostępne przy zachowaniu rozsądnych warunków ekonomicznych, lub
- 2) większość transportowanego gazu sprzedawana jest na takim obszarze.

W takich przypadkach Agencja określa ceny typu entry-exit na podstawie krajowej lub europejskiej analizy porównawczej. Aż do ukończenia pierwszej analizy porównawczej operatorzy mogą stosować ceny, jakie mieli zatwierdzone przed wejściem w życie Rozporządzenia (§ 19 GasNEV). W przypadku, w którym Agencja stwierdzi, że ceny stosowane przez operatorów systemów przekraczają średnią cenę operatorów o porównywalnych cechach, operatorzy sieciowi muszą dostosować swoje ceny.

Operatorzy, którzy uważają, że ich ponadregionalne gazownicze sieci przesyłowe funkcjonują w warunkach efektywnej konkurencji zobowiązani są do niezwłocznego powiadomienia Agencji o czerpaniu korzyści z odstąpienia od stosowania metody kosztowej. Ponadto zobowiązani są, co dwa lata, do udowadniania, że warunki, o których mowa powyżej, są spełnione. Agencja może zobligować operatorów do zaniechania tej praktyki wtedy, gdy uzna, że warunki, o których mowa powyżej nie mają zastosowania w danym przypadku.

5. Regulacja bodźcowa

Przewidziano, że najpóźniej po dwóch latach od wejścia w życie Prawa energetycznego (EnWG) nastąpi zastosowanie Regulacji bodźcowej. Oznacza to, że opłaty sieciowe nie będą już dłużej zatwierdzane indywidualnie na podstawie sprawozdawczości kosztowej (§ 21a EnWG).

Oplaty sieciowe lub dochody oddzielone zostaną, w okresie regulacyjnym, od kosztów w celu wprowadzenia zachęt do ich redukcji. W efekcie przedsiębiorstwa o większej efektywności osiągać będą większy zwrot z kapitału od mniej efektywnych firm. Okres regulacji wynieść może od dwóch do pięciu lat. W ciągu roku od wejścia w życie Prawa energetycznego (EnWG) Agencja przygotować ma, po konsultacjach z sektorem, raport w sprawie wdrażania regulacji bodźcowej (§ 112a EnWG).

Rząd Federalny będzie mógł następnie przyjąć, w porozumieniu z Izbą Wyższą Parlamentu, Rozporządzenie o regulacji bodźcowej. Będzie ono określało m.in. termin wprowadzenia regulacji bodźcowej oraz zdefiniuje uprawnienia Agencji w tym zakresie (§ 21a(6) EnWG).

6. Nadzorowanie i kontrola praktyk monopolistycznych

Przedsiębiorstwa oraz ich stowarzyszenia mogą składać do Agencji skargi w przypadkach poważnego naruszenia ich interesów przez operatorów sieciowych np. nieprzestrzegania zasad niedyskryminacji. Agencja musi wydać w takich sprawach decyzję w ciągu dwóch miesięcy, termin może być przedłużony o kolejne dwa miesiące (§ 31 EnWG). Ponadto Agencja może wszczynać postępowania z urzędu (§ 65 EnWG).

7. Współpraca z organami władzy lokalnej

Federalna Agencja ds. Sieci ma uprawnienia regulacyjne wobec operatorów elektroenergetycznych i gazowniczych systemów przesyłowych, jak również tych spośród

operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy obsługują więcej niż 100 tysięcy odbiorców przyłączonych do ich sieci bezpośrednio lub pośrednio bądź, którzy działają poza granicami Landu. Poszczególne urzędy landowe mogą przekazać swoje uprawnienia na rzecz Federalnej Agencji ds. Sieci. W wielu przypadkach (wymienionych w §§ 54 i 55 EnWG) urzędy federalne i landowe muszą konsultować się między sobą. Sama Federalna Agencja ds. Sieci posiada uprawnienia w zakresie, jaki został przypisany narodowym regulatorom w myśl Rozporządzenia (KE) 1228/2003 w sprawie transgranicznej wymiany energii elektrycznej⁷⁾ (§ 56 EnWG).

8. Współpraca z Federalnym Urzędem Antymonopolowym

W gestii Agencji znajduje się regulacja sieciowych podsektorów elektroenergetyki i gazownictwa. Zarówno wytwarzanie energii elektrycznej, handel nią jak i dostawy uważane są za działalności prowadzone w warunkach konkurencji. Podlegają one zatem przepisom prawa o nieuczciwej konkurencji i nadzorowane są przez krajowe i landowe urzędy antymonopolowe. W pewnych przypadkach konieczne jest wystąpienie o opinię do Federalnego Urzędu Antymonopolowego, np. gdy chodzi o ocenę istniejącej bądź potencjalnej możliwości wystąpienia konkurencji w obszarze sieciowym.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

Literatura:

- 1) CEER WEEKLY, Issue 28, 15 July 2005, Brussels.
- 2) CEER WEEKLY, Issue 29, 22 July 2005, Brussels.
- 3) Informacje zawarte na stronie internetowej Federal Network Agency www.bundesnetzagentur.de.
- 4) Peter D. Cameron, „Legal Aspects of EU Energy Regulation”, 2005, Oxford.

7) „Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity”, dostępne jest na stronach internetowych Komisji Europejskiej http://europa.eu.int/eur-lex/pri/en/oj/dat/2003/l_176/l_17620030715en00010010.pdf.

METHODOLOGY FOR CUSTOMERS ENCOURAGEMENT TO PARTICIPATE IN DEMAND RESPONSE IN ELECTRICITY MARKETS

Nuria Encinas

Abstract

Active participation of the demand has become a requirement for a proper development of deregulated energy markets. Demand Response enhance the customer choice opportunity complementing the traditional concept of Demand Side Management by including the voluntary nature to customer participation and therefore it improves its participation. But, up to now one of the deficiencies observed in the implementation is the lack of consumer involvement in the programs because of the change in the customers' traditional behaviour required.

This paper presents a methodology developed to design and implement customers encouragement and training for Demand Response practices. The cornerstone of the encouragement and training is an in deep knowledge of consumers' activities, uses of energy and flexibility. Hence, the paper explains in detail how the customers could be stimulated through the justification of their possibilities for demand response activities and the understanding of the actions needed to participate.

1. Introduction

Restructuring of power markets has expanded the role of competition in all electricity markets. In this sense, active and flexible participation of the demand is necessary to obtain a desirable performance of deregulated markets.

Traditionally this desirable demand flexibility has been tried to encourage through Demand Side Management programs. These programs objective is to promote energy efficiency and reduce peak consumption in demand facilities. Therefore, they are focused either on permanent modification of the load curve shape through price signals and efficiency programs or on Direct Load Control for non-permanent modifications of load.

Permanent modifications achieve daily peak shavings and valley fillings while direct load control achieve system peak shaving for emergency conditions. Both approaches are carried out without direct involvement of the end user in the operation. The programs encouraging permanent changes involve the installation of new equipment and the implementation of new activity schedules, but once, in use they are transparent to the end-user. On the other hand direct load control is completely operated by the supply company or the system operator therefore the end-user has no control

on it. Some customers were not satisfied with this loss of control despite the incentives.

The need to complement these actions with products suitable for new market based structures lead to inclusion of the voluntary action of customers in the operation. The capacity to decide their participation in any action involved in these products is a key issue for demand response success.

The way in which the demand is supposed to participate in this new paradigm for energy trading is not through traditional DSM programs but through demand response (DR) products [1]. These products are based on:

- Voluntary participation,
- Response to prices or economical incentives.

The range of possible DR products covers from direct participation in markets to structured specific programs offered by utilities to small customers. The voluntary and dynamic nature of these opportunities implies a change in customers' traditional behaviour and therefore encouragement campaigns jointly with customer training are needed to achieve an optimal participation.

In this sense this paper proposes the stimulation of customer participation achieved by identifying the proper trading structure, easing the process of organizing the demand according to use flexibility and identifying the most appropriate trading structure for each customer.

The training includes tutorials on the different structures of markets and the different existent DR products in order to make the consumer feel confident in the topic. Consequently, research and identification processes for trading structures to optimise the benefits of the system from the customers' participation are also addressed.

The methodology presented in this paper is developed in three different phases. The first one is devoted to the different possibilities of trading structures for demand response and the design of products to be used by customers. The second phase analyses and organizes the load of representative customers in order to estimate their demand response potential and select the suitable products for each type of customer. The last phase is dedicated to encourage participation of customers in the demand response structures identified in the first phase and according to the results of the second phase. Examples of the steps can be found in the explanation of next sections.

2. Methodology objectives and requirements

The main objective of the methodology presented in this paper is to provide a structured process to promote demand participation in electricity markets. In order to achieve a satisfactory participation it is necessary to encourage customers and guide them in how to do it. For this reason, it is essential to identify the possibilities for the demand in the market and analyse customer types to select the most suitable products for each of them.

In this sense, the methodology presented devotes the first step to analyse market structures and operation, as well as the evolution of prices, to be able to identify opportunities and define possible products to be used by the demand to participate.

The methodology continues with a second phase that analyses, classifies and organizes the load of representative customers. The objective of this phase is twofold:

- To estimate the potential of the representative customers for the different demand response products defined.
- To improve the knowledge on the customer load behaviour and be able to standardize the organization procedure. The results will be used for train customers on how to identify and quantify their possibilities in the Demand Response trading.

Finally the methodology considers a last phase of training where the results of previous phases are used as standards for future participants.

3. Step I: analysis of market possibilities

This phase is devoted to identify appropriate trading structures for the demand to participate in the markets. In this sense, in a first step a search of market possible structures of participation and an evaluation of them is carried out followed by the identification of the list of products related to these possibilities. Both parts are explained in the following sections. Regulation of the country where the methodology is applied will be an essential point for this step.

3.1. Identification of trading structures

This step includes research and identification of trading structures to optimise the benefits for the system due to customer participation. The potential weakness of the strategies has to be identified and evaluated in terms of the additional potential beneficiaries from the customer participation (free riders), etc. Therefore this step comprises:

- Analysis of electricity market structure: identification of the different markets where the demand may participate (day-ahead, hour-ahead, balancing market, ancillary services, etc.) and the requirement to participate in each of them (time in advance bids/offers have to be submitted, minimum blocks of energy, etc.).
- Price analysis: Analysis of values and frequency of prices in energy trading, capacity payments, emergency conditions, etc. When a market is volatile and high-price spikes are usual, the business opportunities

for the demand increase. High frequency of operation constrains and emergency conditions also increases demand possibilities.

- Costs Analysis: This analysis includes avoided supply costs (avoided generation costs according to generation technologies at the margin, avoided), transmission and distribution (T&D) costs, etc.) as well as considerations of other costs under future scenarios (environmental costs, increase in system reliability, etc.).

As an example of trading structure, in the case of the Spanish electricity market one possibility for the demand would be to trade first in the day-ahead market and then offer load reductions in the balancing market.

3.2. Design of trading mechanisms

In the previous step possible trading structures for DR were identified. In the present step these strategies have to be translated into a list of defined products. Thus, the complete trading mechanisms are designed and their technical requirements specified. A comprehensive review of current similar worldwide experiences will be a basic study to identify possible products. This step comprises:

- Review of worldwide experience: Mechanisms that have been implemented in other countries, even with different market structures, may provide a basis to be considered for the new products. Therefore experiences in active demand participation around the world should to be analysed.
- Design of program structure: The objective is to define the general operational procedure (from the point of view of the customer and from the point of view of the operator):
 - What trading mechanism is going to be used? In what markets are the products going to be used? Is it going to allow the customers to directly submit energy bids? Is it going to open auction windows in specific moments (when needed) for the consumers to present their bids and offers or are these windows going to be permanently open? etc.
 - Technical design of the products to be offered: The objective is to completely define the technical requirements of the load participating in the program:
 - What is the time horizon required? What are the ramp limitations?, etc.

Note that not all possibilities identified in the previous step will be translated into a single product. One designed product could be useful for different possibilities while a single possibility may lead to different products. For example, for the possibility to participate in the energy hour-ahead market two different product can be offered according to the type of customer: large customers and electric energy retailers may seek to participate by direct generation of „demand bids and offers”, whereas small and residential customers could participate through structured programs promoted by aggregators that

indicates the customers when is profitable for them to reduce their load.

An example of product to be offered to medium and large consumers could be one where the administrator of the program offers a price for demand reductions 24 hours in advance. The customer has the opportunity to indicate the amount of load he is willing to reduce for that price. No penalties are applied if the customer chooses not to reduce and indicates so. On the contrary, if he commits to reduce and he does not perform the reduction, penalties are applied.

4. Step II: analysis of customers

A set of consumers will be selected and analysed in this phase in order to evaluate their suitability for the demand products defined in the previous step.

4.1. Classification of customers

The selected consumers to be studied should be representative of different sectors of the market and therefore, a classification of customers is necessary to identify groups of customers. Different techniques can be used for identifying the types of customers:

- Traditional classifications based on activities (restaurants, hotels, manufacturer of electric equipment, residential, etc.) [2].
- Classifications based on load curves characteristics. Examples of this segmentations create sectors using Self Organizing Maps [3].
- Any other classifications considered appropriated (some utilities or national organization use their own segmentation, and new segmentations are being developed in international projects) [4].

4.2. Evaluation of customer possibilities

4.2.1. Load analysis

In this step an analysis of load elements of each representative customer identified is carried out. In order to classify its loads according to their supply requirements, it is basic to analyse all different processes that conform the load. These individual processes need to be ranked according to the following criteria: priority (whether the supply can be curtailed or not), storage capability (whether the interruption of the process implies the suppression of the service provided by the appliance or not), rescheduling time (the time in advance that the specific process needs to be rescheduled), etc. The analysis procedure is performed as follows:

- Analysis of customer processes

The ability of the user to switch off or reduce partially the load demand while maintaining end use characteristics (comfort or processes) of such a load over certain levels is the key point for the suitability of this load to be used in DR products. For this reason it is necessary to identify processes needs and flexibility according to several factors that are relevant to classify the load capability for this purpose [5]:

- Final service supplied by the electric load (thermal, illumination, mechanical, electronic...).
- Storage capacity.
- Rate of load switching: continuous electricity consumption (i.e. lighting loads or computers) or in a discontinuous consumption (i.e. refrigerators or Air Conditioning devices where the operating state is thermostat controlled).
- Load dispatch Capability: availability of communication/control mechanisms.
- Impact of possible control actions.

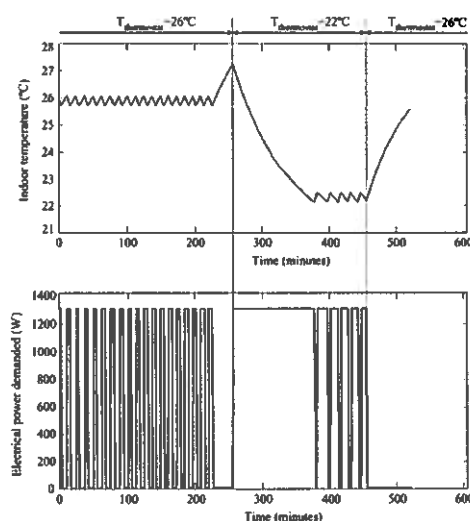
Once the processes have been identified and analysed it is necessary to evaluate their potential for demand reduction and the impact these reduction will cause on the service supplied by them. Hence the processes should be modelled and the control actions needed for obtaining the reduction should be simulated. The most suitable way to account for all the different modelling requirements is through Physically Based Load Models [6], that offer the possibility to model the joint behaviour of the electrical devices forming the load as well as all the associated physical devices. Models for HVAC, Water Heaters and ETS devices are described in the bibliography [7], [8].

- Loads Classification

Considering the process analysis and the evaluation of control action impacts the loads are ranked according to their flexibility (high, medium or low suitability for demand reduction) and control time horizon (real-time, short-term or medium-term).

Figure 1 shows an example of impact of an AC control action on indoors temperature. From this simulation the maximum amount of load reduction achievable with a change of 4°C in the set temperature can be calculated and, therefore, AC loads be classified.

Figure 1. Load and indoors temperature dynamics during an AC control action



In a possible classification of loads is proposed for a residential customer with an individual large house in a hot area.

Table 1. Possible load classification for a residential customer in a hot climatic area

Load	Time horizon	Flexibility
Lighting	Short term	medium
	Real time	low
AC	Short term	high
	Real time	medium
Water heaters	Medium term	low
Swimming pools	Medium term	high
Other appliances	Medium term	low

4.2.2. Generation and storage analysis

Generation and storage possibilities should be analysed in the same way loads were. In this sense, generation flexibility, time horizon and operational options are identified in this step jointly with the impact of them in the load curves. The combined use of load models and generation/storage model provides an excellent tool for this analysis. The most suitable models for this purpose are again physically based.

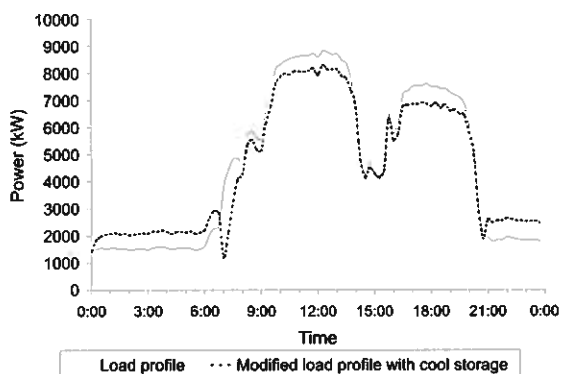
The option to operate the generation during peak periods, the possibility to supply energy to the grid, the relation between thermal energy and electricity supplies, the time needed between uses (for storage devices), etc. are issues to be identified.

If more than one generation and storage options are available the possibilities should also be classified according to the same criteria the loads were.

One typical distributed generation technology suitable to participate in load mix characterisation is the stand-by generators present in many customer facilities. These generators may be considered either alone or grouped to similar response loads.

Figure 2 depicts the simulated impact of the operation of cooling storage unit on summer load curve of a Spanish segment representative customer. The physically based simulations provided an estimation of a potential 6% of peak reduction in the curve. Therefore, a resource of high suitability for DR and medium-term horizon should be added to the list of loads obtained in the previous load analysis.

Figure 2. Impact of the operation of a cooling storage unit on the summer load curve of a representative customer of a specific segment



4.2.3. Organization of customer resources

The objective of this step is the organization of the customer resources so that they are suitable to use the products that have been identified in step I. Load, generation and storage possibilities grouping is necessary for this organization. Load and generation blocks are created using criteria chosen among the characterization factors. The main criteria are:

- Processes similarity,
- Time horizon (medium term, short term, very short term),
- Flexibility.

The load and generation blocks created for the generic customer will result in Demand Packages (DP) that can be used to trade with the demand response products defined in step I. The main types of packages are explained next. Within each type, process similarity and flexibility define different packages.

- Long Term DPs, where the amount of load demanded can be identified one year ahead. The processes included in this DP are those where some kind of long-term decisions can be made (investment, customer activity reorganization, etc.). Actions oriented to Strategic Growth or Strategic Conservation can be considered here, actions that always involve some kind of investment. The packages included in this type are usually suitable for products related to bilateral contracts and forward markets.
- Medium Term DPs: The time horizon of these packages close to day-ahead (load that can be managed or scheduled within 24 hours). This group could include processes programmed in this span of time and could imply the customer to reschedule some tasks or activities, as well as the need to implement some control actions (taken by the customer and oriented to meet the predicted demand). The packages included in this type are usually suitable for products related to day-ahead markets or any other product with 24 hours in advance notification.
- Short Term DPs. The demand handled in these packages can be foreseen and controlled in an hour without implying mayor changes in the productive process or comfort. Loads that have some kind of storage facilities are candidates to form this group. The packages included in this type are usually suitable for products related to intra-daily and hour-ahead markets or any other products with notification one or several hours in advance.
- Dispatchable DPs. This group includes those packages with loads that can be controlled in real time mode either in continuous or discrete pattern. Packages included in this type are usually suitable for products related to balancing markets and other ancillary services where control and two-way communication is required for every load set.

After the Demand Packages have been created an economic analysis of the loads is used for determination of the possible price of the demand packages.

For estimating this price, two main factors have to be considered into account.

- Impact of the demand package in the consumer activity
- Economic analysis of the flexibility of the processes
- Investment return costs (if investment is required)
- Operation and maintenance costs (for generation and storage)

Table 2 shows an example of a educational customer short-term resources organization for a specific summer hour. The table indicates loads involved, control action needed, load reduction available and possible price to be offered.

Table 2. Educational customer short term resources organization

Load	Action	Reduction (MW)	Price (€/MW)
AC	2°C increase	0.5	150
AC	4°C increase	0.2	250
Lighting	Dimming	0.05	400
AC	Turn off	1.4	700

4.2.4. Selection of suitable products

Each of the products identified in step I have a list of technical and operational requirements related. Comparing the requests with the customer characteristics and its Demand Packages the possible products will be selected. Some of the requirements are general of the customer (i.e. metering and communication needs) while other are related to the specific package, (i.e. minimum size of the reduction, disconnection ramp, etc.).

Once the list of products has been reduced to the technically and operationally possible, the economic feasibility is checked. The prices of the Demand packages and their evolution during the year has to be compared with the price analysis performed in step I in order to identify if the customer packages will be ever able to be cleared in the markets or accepted by operators.

The result of this step will be the list of representative customers with high possibilities to benefit from demand response and a list of suitable products for each of them.

5. Step III: Customer encouragement

The objective of this phase is to perform a training mechanism so that no additional barriers but those resulting of economical reasons will prevent customers to fully participate in demand response. In the previous step suitable products have been identified for each representative customer, therefore the training can be designed specifically for each of them. The first part of the encouragement process consists in a dissemination campaign including informative seminars. In forward steps, the information becomes more personalized and its objective is to help the customers choosing among the list of suitable products and provide them guidelines of how to proceed. Finally, some tutored tests are carried

out in order to makes customer feel more confident with the products and with the trading process.

5.1. Dissemination Campaign

In Step II representative customers were selected and used for the analysis. The dissemination campaign should be directed to the whole extent of market sectors represented by those customer listed in Step II results.

The campaign should consist in advertising, informative seminars, courses, etc.

The objective is to make each type of customers aware of their possibilities to participate in the markets and the products that better suit them.

5.2. Personalized training

The representative customer load knowledge, obtained in Step II, should be used to train all the customers in order to in the use of the standard demand packages created for generating their own packages and optimise their performance.

During this personalized guidance, help will be provided to the customers for choosing among the list of products.

Training on the trading platforms (market platforms in the case of direct participation into the market, specific platforms in the case of participations through aggregators) is also addressed in this session.

5.3. Tests campaign

A set of virtual and real tests of the trading mechanisms should be carried out. Virtual tests (without actual reduction of load/generation and without real participation in the markets) are used to make the customer familiar with the trading mechanism while real tests (with actual reductions and participation) are used to detect and solve the main problems when acting on the loads. During all these tests the customer should have continuous assistance and their performance should be monitored to detect possible anomalies.

6. Conclusions

The objective of Electricity Demand Response is to increase customer choice opportunities in contrast to direct load control practices and associated revenues based on fixed incentives. In this way, the voluntary nature of customer participation complements the traditional concept of Demand Side Management by including. This voluntary feature implies a change in customers' traditional behaviour and therefore encouragement campaigns jointly with customer training are needed to achieve an optimal participation.

This paper presents a methodology whose objective is to enhance customers' participation in Demand Response practices. The methodology is based on identifying the suitable DR products for each type of customers according to a combined analysis of load, generation and storage possibilities of the customer. The analysis is also used as guidance to encourage and train customers for participating.

7. References

1. E. Hirst, B. Kirby, „Retail-load participation in competitive wholesale electricity markets”. Prepared for Edison Electric Institute, Jan. 2001.
2. Eurostat, „Statistical classification of economic activities in the European Community”. Available at http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/cases/index/nace_all.html.
3. S. Valero et al. „Electrical customers classification through the use of self-organizing maps”. Proceedings of the Eighth IASTED International Conference ARTIFICIAL INTELLIGENCE AND SOFT COMPUTING, Sept. 2004, pp. 282-288.
4. V. Porcar et al. „Demand Description And Modelling”. First International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources, Brussels, Dec. 2004.
5. C. Alvarez, A. Gabaldón, A. Molina, „Assessment and Simulation of the Responsive Demand Potential in End-User Facilities: Application to a University Customer”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, no. 2, May 04, pp. 1223-1231.
6. IEEE Task Force on Load Representation, „Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Representation”. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 10, no. 1, Feb. 1995.
7. Gomes, A. Gomes Martins, R. Figueiredo, „Simulation-Based Assessment of Electrical Load Management Programs”. Int. Journal of Energy Research, Vol. 23, pp. 169-181, 1999.
8. Alvarez, R. Malhamé, A. Gabaldón, „A Class of Models for Load Management Application and Evaluation Revisited”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, no. 1 3, Nov. 92.
9. J. A. Fuentes, A. Gabaldón, A. Molina, E. Gómez, „Development and assessment of a load decomposition method applied at the distribution level”. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, no. 1 2, Mar. 03, pp. 245-251.

Nuria Encinas

received an electrical engineering degree from the Universidad Politécnica de Valencia, Spain where she is currently a researcher at its Institute for Energy Engineering and a PhD student. She was visiting researcher at McGill University, Canada and visiting assistant scientist at the University of Florida, USA. Her research interests include power markets and load characterization.



Przemówienie Prezesa URE dr. L. Juchniewicza po ceremonii wręczenia nagród

OPTIMAL BIDDING STRATEGIES ON ENERGY MARKET UNDER IMPERFECT INFORMATION

Magdalena Borgosz-Koczwara

Abstract

The emerging electricity market behaves more like an oligopoly than a perfectly competitive market due to special features such as few producers, barrier to entry, transmission constraints. This makes it practicable for only a few independent power suppliers to service a given geographic region. On this market each power supplier can extend his own profit through the application the optimal bidding strategy.

In this paper we apply a new approach to build bidding strategies for power suppliers on electricity market. Generally, this approach is presented in [7]. It is assumed that each supplier's bid is a linear function. Moreover each supplier tends to maximise his profit, which is dependent on the generation output, coefficients of bid function and cost function.

Also each supplier's profit is dependent on strategies of the other player and suppliers' decisions are the subjects to expectations of the rivals' bids. Therefore playing at electricity market is connected with the imperfect information about decisions of the rivals [3].

We extend the approach used in [7] and for some examples of load forecasting we obtain the optimal suppliers' bids. The main results are illustrated by the numerical examples. To the analysis we use the real data from electricity power market.

1. Introduction

In this paper we assume the electricity market is more akin to oligopoly than a perfectly competitive market. Theoretically, in perfectly competitive market, suppliers should bid at their marginal production costs to maximise the benefit. However the electricity market behaves more like oligopoly where the power suppliers may very often pursue benefits by bidding a price higher than marginal production cost. The oligopoly market has special feature which should be mentioned, it is imperfect dissemination of information [4]. The suppliers use this feature to decrease their bid price above the marginal cost.

Each supplier's objective is to maximise benefit, therefore, given his own costs, constraints, his anticipation of rivals and market behaviour, a supplier faces the problem about the best construction of the bid price. This is called the optimal bidding strategy problem [3].

Actually most games are the games of imperfect information. In these games each player has to choose his strategy without knowing what the other player will do. The suppliers submit their bids without knowing the rivals' bids.

In many papers ([1], [6]) a lot of different market structures are proposed. Among these structures the most popular is power pool. The power pool acts effectively managing energy suppliers' bids and large customers' offers moreover it establishes a market clearing price (MCP). MCP is the bid price of the most expensive supplier, whose bid should completely meet the demand.

2. The new game framework

In a recent paper we analyse strategic game at power pool where each supplier submits constant price for each block of generation and each customer submits constant price for all volume of demanded energy. In this paper we apply new alternative framework, within each supplier submits linear bid function with generation constraints to meet demand function called load-forecast function [7]. Each supplier tends to maximise the profit, which is dependent on the generation output, coefficients of bid function and cost function.

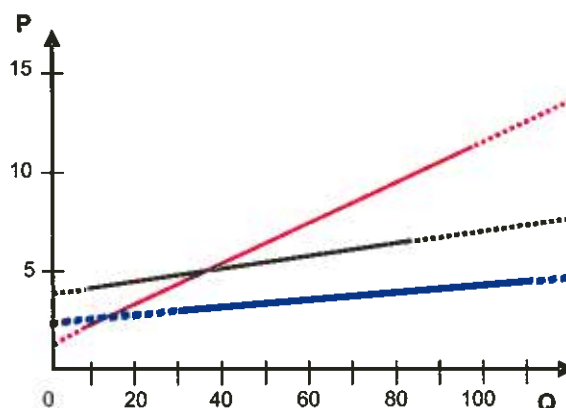
We consider the oligopoly market, where n independent power suppliers offer their bids. We assume the suppliers can choose a price away from their marginal production costs and they submit linear bid function. The i -th supplier's bid is a function of q_i and has the following form:

$$B_i(q_i) = \alpha_i + \beta_i q_i,$$

where q_i is the i -th supplier's generation output and α_i , β_i his bid coefficients, which have to be larger or equal to zero. Each supplier also specifies a set of generation output limits, q_{min} and q_{max} .

In Figure 1 we present the hypothetical bids submitted by three suppliers. A case when generation output is out of limits is shown by dashed line.

Figure 1. The hypothetical supplier's bids



3. Optimal binding strategy

Moreover it is assumed that the market clearing price R is determined and the function $Q(R)$ (the load forecast by market operator) is known for all suppliers. It takes the following linear form,

$$Q(R) = Q_0 - KR, \quad (1)$$

where Q_0 is a constant value, meaning volume of electricity demanded and K is a coefficient denoting the load-price elasticity of electricity. The K coefficient is inversely proportional to the slope of load forecast curve $Q(R)$, which is our demand function [2].

Upon receiving bid from the suppliers market operator determines a set of generation outputs that meets the system constraints using transparent dispatch procedure. Market operator determines a set of generation outputs by solving problem (2)-(4) in the case when only the load flow balance and generation output limits constraints are considered [5]. We take the following assumptions:

$$\alpha_i + \beta_i q_i = R \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i = Q(R) \quad (3)$$

$$q_{i\min} \leq q_i \leq q_{i\max}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

If the solution of the above problem violates generation output limits (4) it must be modified to allow the generation constraints. When q_i is lower than $q_{i\min}$, q_i should be set to zero. On the other hand when q_i is higher than $q_{i\max}$, q_i should be set to $q_{i\max}$. The problem should be treated as described above for correct modelling.

The suppliers tend to maximise their profits, that means to maximise the functions:

$$w_i = Rq_i - C_i(q_i), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

where $C_i(q)$ is a cost function of i -th supplier.

The issue of finding the optimal bid coefficients of i -th supplier dependent on the price R and the generation output resolves to the following equations with constraints:

$$\begin{aligned} \frac{dw_i}{d\alpha_i} &= 0, \\ \frac{dw_i}{d\beta_i} &= 0, \\ R &= \alpha_i + \beta_i q_i, \\ \sum_{i=1}^n q_i &= Q_0 - KR, \\ q_{i\min} &\leq q_i \leq q_{i\max}. \end{aligned} \quad (6)$$

From (2) and (5) we obtain the following:

$$w_i = R \frac{R - \alpha_i}{\beta_i} - C_i \left(\frac{R - \alpha_i}{\beta_i} \right), \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Therefore the first two equations in (6) take the form

$$\begin{aligned} \frac{dw_i}{d\alpha_i} &= \frac{-R}{\beta_i} + \frac{1}{\beta_i} C_i' \left(\frac{R - \alpha_i}{\beta_i} \right) = 0, \\ \frac{dw_i}{d\beta_i} &= \frac{-R(R - \alpha_i)}{\beta_i^2} + \\ &+ \frac{R - \alpha_i}{\beta_i} C_i' \left(\frac{R - \alpha_i}{\beta_i} \right) = 0 \end{aligned}$$

After transformation we obtain that the last conditions are equal to:

$$C_i' \left(\frac{R - \alpha_i}{\beta_i} \right) = R$$

If we assume that the functions $C_i'(x)$ are strictly monotonically and we mark $f_i(x) = (C_i'(x))^{-1}$ ($i=1, 2, \dots, n$) then we obtain for each $i=1, 2, \dots, n$ the following:

$$\alpha_i = R - \beta_i f_i(R) \quad (7)$$

From (2), (3) and (7) we can deduce that:

$$\begin{aligned} q_i &= f_i(R) \\ R &= C_i'(q_i) \end{aligned} \quad (8)$$

$$R = C_i' \left(Q_0 - KR - \sum_{j \neq i} q_j \right).$$

4. Numerical examples

Example 1. We consider six competing generators (suppliers), whose production cost coefficients (quadratic cost function $C_i(q_i) = b_i q_i + c_i q_i^2$) and generation limits are given in Table 1. To the analysis we use the coefficients considered in [7].

Table 1. The cost coefficients and generation limits

Gen. no.	b_i	c_i	Generation limits	
			q_{\min}	q_{\max}
1	2.0	0.00375	20	160
2	1.75	0.0175	15	150
3	1.0	0.0625	10	120
4	3.25	0.00834	10	100
5	3.0	0.025	10	130
6	3.0	0.025	10	130

If we assume all suppliers' bids are at marginal costs (where $\alpha_i = b_i$ and $\beta_i = c_i$) we could call this perfectly competitive situation [4]. Additionally we have to suppose the coefficient $K = 0$, it means that we face with completely

elastic demand. In that case we achieve positive benefit only for supplier 1 on q_{max} .

Because we analyse the oligopoly market therefore we assume that K coefficient must be greater than zero. Increasing the K coefficient cause the approach to inelastic demand curve.

To obtain load-forecast function (demand function) we analyse the real data from Nord Pool Power Exchange. We consider volume Power trading data and Spot Price data. The obtained K coefficient equals 13,5. Moreover Q_0 coefficient equals 500 and it is connected with supplier's generation limits.

In this case the last formula in (8) takes the form

$$R = b_i + 2c_i \left(Q_0 - KR - \sum_{j \neq i} q_j \right).$$

Therefore we obtain

$$R = \frac{2c_i \left(Q_0 - \sum_{j \neq i} q_j \right) + b_i}{2c_i K + 1}. \quad (9)$$

We can also condition the MCP on the bid coefficients β_i for each $i=1,2,\dots,6$:

$$R = \frac{\beta_i \left(Q_0 - \sum_{j \neq i} q_j \right) + b_i}{\beta_i K + 1} \quad (10)$$

We respect the constrain on β_i :

$$c_i < \beta_i < \sigma_i$$

where $\sigma_i = 10 \cdot c_i$ (11)

We have to emphasize that the bid coefficients for i -th supplier (α_i and β_i) should be greater than appropriate cost coefficients (b_i and c_i) to achieve positive benefit. We suppose the i -th supplier decides to fix $\alpha_i = b_i$ to achieve maximum profit. Therefore the optimal value of β_i is searched between c_i and σ_i in all the simulations.

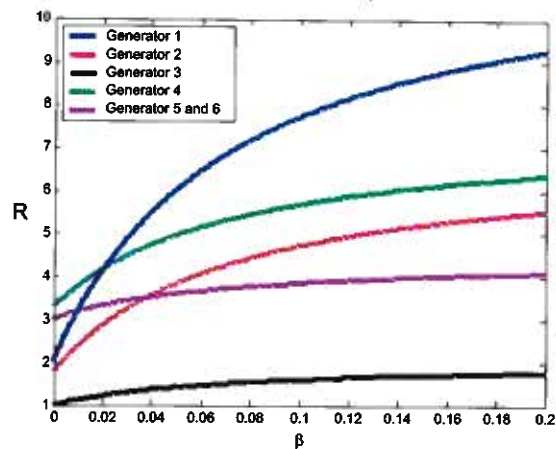
The upper limit is set at so high level to give the suppliers possibility of big changes in bids' prices. In Table 2 we give the lower and upper limits of β_i , which are the results of (11).

Table 2. The limits of β_i

Gen. no.	min β_i	max β_i
1	0.00375	0.0375
2	0.0175	0.175
3	0.0625	0.625
4	0.00834	0.0834
5	0.025	0.25
6	0.025	0.25

In Figure 2 we have the market clearing price as a function of β_i for each $i=1,2,\dots,6$. We can see that the market clearing price is the increase functions of β parameters.

Figure 2. The MCP dependent on β_i



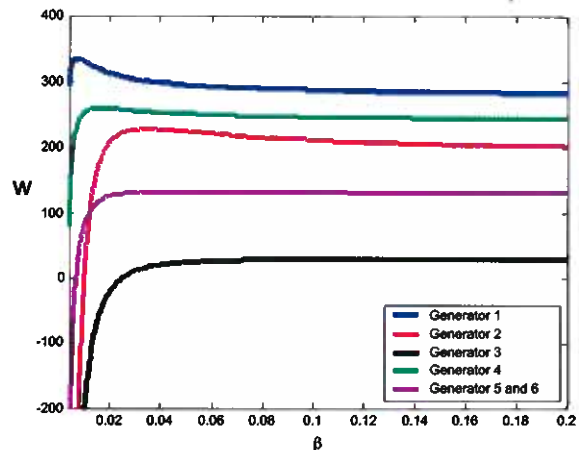
The i -th supplier's profit as a function of β_i is given by the equation:

$$w_i = R \frac{R - b_i}{\beta_i} - b_i \frac{R - b_i}{\beta_i} - c_i \left(\frac{R - b_i}{\beta_i} \right)^2,$$

where R is given in (10).

In Figure 3 we present the suppliers' profits dependent on the β parameters.

Figure 3. The suppliers' profits dependent on β_i



In Table 3 we insert the i -th supplier's profit dependent on the β_i for all $i=1,2,\dots,6$. Each supplier obtains the maximum profit if he chooses the bid coefficient β_i equals $2c_i$.

Table 3. The suppliers' profits

Gen.no.	max w_i	β_i which gives the maximum profit	β_i which gives positive profit
1	334.927	0.0075	(0.0022; 0.0375)
2	228.436	0.0350	(0.0103; 0.175)
3	29.015	0.125	(0.025; 0.625)
4	259.593	0.0167	(0.0035; 0.0834)
5	132.713	0.0500	(0.0071; 0.25)
6	132.713	0.0500	(0.0071; 0.25)

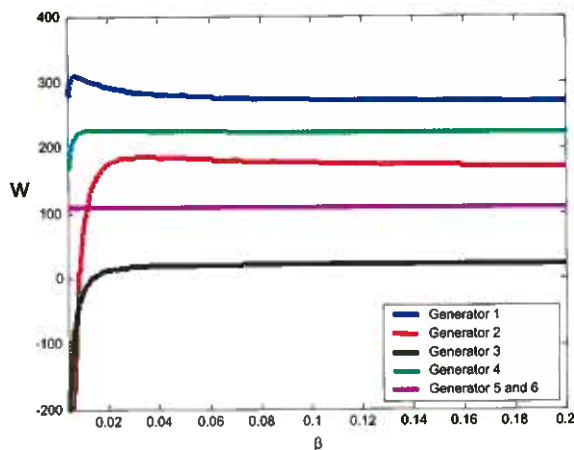
We analyse the optimal bidding strategy as a game among suppliers at energy market. We suppose very

wide range of β parameter and profit function given by (5) taking into consideration that MCP is increasing function of β we obtained equilibrium point at $2c_i$.

Example 2. In this case we consider the situation when the K coefficient, is higher than in previous example, it equals 20 (according to [7]). The cost coefficients and the generation outputs are given in Table 1. To obtain the market clearing price R we use the formulas obtained in the previous example. The limits of β_i coefficients, obtained in this case, are like in the previous example and are given in Table 2.

In Figure 4 we have the profit of each supplier as a function of β_i in the case when $K=20$.

Figure 4. The suppliers' profits dependent on β_i



The prices obtained in this case are lower than obtained in the previous example, therefore the profit of each supplier is lower too.

In Table 4 we insert the i -th supplier's profit dependent on the limits of β_i .

Table 4. The limits of suppliers' profits

Gen. no.	max w_i	β_i which gives the maximum profit	β_i which gives positive profit
1	309.090	0.0075	(0.0021; 0.0375)
2	184.489	0.0350	(0.0088; 0.175)
3	21.213	0.125	(0.0138; 0.625)
4	227.943	0.0167	(0.0024; 0.0834)
5	108.128	0.0500	(0.0003; 0.25)
6	108.128	0.0500	(0.0003; 0.25)

If we compare the results obtained in Example 1 and 2 we notice the expected profit received in Example 1 was higher than in Example 2, when $K=20$. It is connected with the value of market clearing price, which is a decreasing function of K coefficient.

In the two examples the suppliers achieve the maximal profit, when β parameter for each supplier is equal $2c_i$ (equilibrium point).

Example 3. In this case we consider the situation when K coefficient, is lower than in the previous examples, it equals 1. The cost coefficients and the generation

outputs are given in Table 1. To obtain the market clearing price R we use the formulas obtained in Example 1. In Table 2 we have the limits of β_i coefficients.

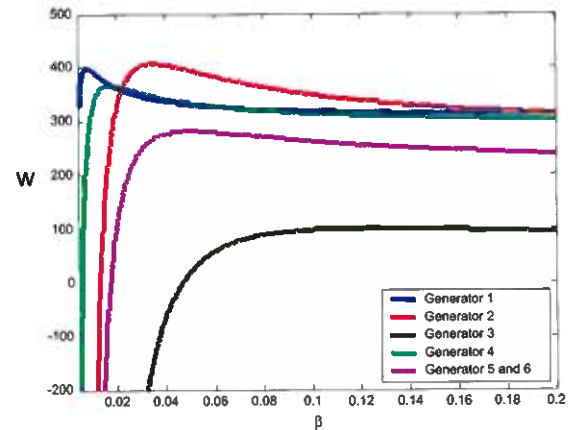
In Table 5 we insert the i -th supplier's profit dependent on the limits of β_i .

Table 5. The limits of suppliers' profits

Gen. no.	max w_i	β_i which gives the maximum profit	β_i which gives positive profit
1	398.764	0.0075	(0.0025; 0.0375)
2	406.281	0.0350	(0.0129; 0.175)
3	100.896	0.125	(0.0486; 0.625)
4	367.965	0.0167	(0.0053; 0.0834)
5	281.242	0.0500	(0.0171; 0.25)
6	281.242	0.0500	(0.0171; 0.25)

In Figure 5 we present the MCP as a function of β_i in the case when $K = 1$.

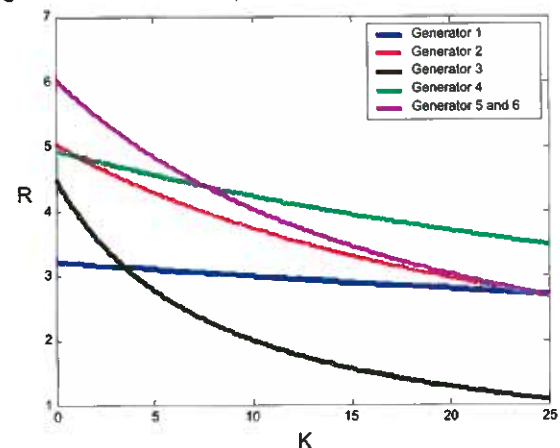
Figure 5. The suppliers' profits dependent on β_i



In this case ($K=1$) the expected profit of i -th supplier exceeds his profit obtained in the previous examples and the maximum profit the suppliers achieve for β_i ($i=1,2,\dots,6$) which is equal $2c_i$.

Moreover the obtained prices are higher than in the previous cases. It is a result of decreasing of the market clearing price depending on K coefficients. That dependence is shown in Figure 6.

Figure 6. The relationship between MCP and K coefficient



5. Conclusions

In this paper we provided new framework within each supplier submits linear bid function with generation constraints to meet load-forecast function. Each supplier tends to maximise the profit, which depends on the generation output, coefficients of bid and cost functions.

We used the optimal bidding strategy to describe the game among the suppliers on the energy market. We found game equilibrium and showed that any attempt of leaving the equilibrium causes decreasing of the profits.

As a comparison we analysed different slope of load-forecast function and its influence on the market clearing price. We assumed that K coefficient has to be higher than zero, because we didn't face with completely elastic demand but we rather approach to inelastic demand.

In the examples we calculated maximum profits for all suppliers and corresponding bid coefficients β , depending on different slope of demand function. Additionally we calculated the limits of β , (for all $i=1,2,\dots,n$) which gives the positive profit.

Moreover we showed the dependence between the market clearing price and the load-forecast as a function of K coefficient.

6. References

1. Bloch F., „*Endogenous structures of associations in oligopoly*”. The Rand Journal of Economics, no. 26, 1995, pp. 537-556.
2. Borgosz-Koczwara M., Wylomańska A., „*The equilibrium models in oligopoly electricity market*”. International Conference „The European Electricity Market EEM-04”, Łódź, 2004, pp. 67-75.
3. Ferrero R. W., Rivera J. F., Shahidehpour S. M., „*Application of games with incomplete information for pricing electricity in deregulated power pools*”. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, no. 1, Feb. 1998, pp. 184-189.
4. Hirschey M., Pappas J. L., Whigham D., „*Managerial Economics. European Edition*”. The Dryden Press, London 1995.
5. Luo Z. Q., Pang J. S., Ralph D., „*Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*”. Cambridge University Press, 1996.
6. Ray D., Vohra R., „*Equilibrium binding agreements*”. Journal of Economic Theory, no. 73, 1997, pp. 30-78.
7. Wen F., David A. K., „*Optimal Bidding Strategies and Modeling of Imperfect Information Among Competitive Generators*”. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, no. 1, Feb. 2001, pp. 15-21.

Magdalena Borgosz-Koczwara

was born in 1972 in Swidnica, Poland. She received M.Sc. degree from the Wroclaw University of Technology. Presently she is taking PhD dissertation. Her area of interest concern application of game theory to energy market.



Wręczenie III nagrody w konkursie Magdaleny Borgosz-Koczwara (IASE) przez Prezesa URE, dr. Leszka Juchniewicza. Obok po prawej prof. W. Mielczarski, w tle od lewej: prof. A. Weron, A. Wyrwa (AGH), M. Przybylik (PAN), K. Pawlak (Politechnika Warszawska)

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI¹⁾

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza i Roberta Guzika)

Animal substances	- substancje pochodzenia zwierzęcego
Animal droppings gas	- gaz z odchodów zwierzęcych
Assesment panel	- panel, grupa oceniająca
Bark	- kora
Biomass	- biomasa
Black liquor	- ług czarny (ług powarzelny), produkt uboczny przemysłu papierniczego
Briquette	- brykiety (ok. 50 mm średnicy)
Briquetting	- brykietowanie
By-product	- produkt uboczny
Chips	- zrębki
Commercial waste	- odpady z działalności gospodarczej
Co-firing	- współspalanie, tj. proces, w którym w jednej jednostce wytwórczej jest spalana biomasa lub biogaz z innymi paliwami
Domain protocol	- protokół domeny (zwykle terytorium danego kraju)
Droppings	- odchody
Earmarked certificate	- certyfikat przyznania pomocy publicznej na daną ilość energii lub urządzenie
Energy investment deduction	- obniżka podatku na określone inwestycje energetyczne
Environmental awariness	- społeczna wrażliwość na ochronę środowiska
Feed-in tariff	- system cen gwarantowanych
Gas pitch	- smoła gazownicza
Geothermal energy	- energia geotermalna
Green certificates	- zielone certyfikaty
Guarantee of origin	- świadectwo (gwarancja) pochodzenia
Hydro plant	- elektrownia wodna
Hydropower	- energia elektryczna wyprodukowana z siły spadku wód
Issuing body	- jednostka wydająca
Issuing of certificates	- wydawanie certyfikatów
Landfill gas	- gaz wysypiskowy (gaz składowiskowy, biogaz)
National indicative target	- krajowy cel Indykacyjny
Off-shore wind plant	- farma wiatrowa na morzu
On-shore wind farm	- farma wiatrowa na lądzie
Originating member	- wydający certyfikat
Oxygen-free fermentation	- fermentacja beztlenowa
Peat	- torf
Peat tar	- smoła torfowa
Pellets	- paliwo w postaci zgranulowanej (6-8 mm średnicy)
Pelletising	- granulowanie
Photovoltaic fuel cell (PV)	- ogniwo fotowoltaiczne
Pitch	- smoła
Public support earmark	- oznaczenie pomocy publicznej
Redemption	- umorzenie (np. certyfikatu)
Registrant	- podmiot, na który jest zarejestrowana jednostka produkująca energię
Renewable energy declaration (RED)	- potwierdzenie, że dana instalacja produkuje energię ze źródeł odnawialnych
Renewable energy sources (RES)	- odnawialne źródła energii (OZE) – rozumiane jako zasoby energii odnawialnej, a nie instalacje wytwarzające energię odnawialną
Renewable non-fossil energy sources	- odnawialne, niekopalne źródła energii
Sewage treatment plant gas	- gaz ściekowy
Sawdust	- trociny
Shredding	- rozdrabnianie
Solar energy	- energia słoneczna
Solid waste	- odpadki w postaci stałej
Straw	- słoma
Tar	- smoła
Tax relief	- ulga podatkowa
Vegetal substances	- substancje roślinne
Water pump storage plant	- elektrownia szczytowo-pompowa
Wave and tidal energy	- energia pływów i fal
Wind energy	- energia wiatru
Wood briquettes	- brykiety drewna
Wood pellets	- drewno zgranulowane
Wood tar	- smoła drzewna

1) Wydanie poświęcone terminologii z zakresu energetyki odnawialnej.

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. Mickiewicza 41
70–383 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. Wierzbęcice 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