

NR 1
2005

3 stycznia 2005

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Działalność gmin
a gospodarka energetyczna
- Wdrażanie konkurencyjnego
ryнку energii elektrycznej
- Promocja OZE
- Regulacja cen ciepła
w przekształcających się krajach

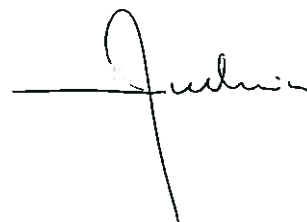
Drodzy Czytelnicy,

Za nami Święta Bożego Narodzenia – okres, z pewnością pełen spokoju, ciepła, miłych i wesołych chwil, spędzonych w gronie najbliższych. W pamięci pozostał także Sylwester – czas zabawy, szampana, fajerwerków, ale i podsumowań mijającego, jakże ważnego dla nas wszystkich roku.

Przed nami kolejny, piąty rok dwudziestego pierwszego wieku, zarazem pierwszy pełny rok naszego członkostwa w rozszerzonej Unii Europejskiej. Nie możemy jednak zapominać, że to dopiero początek naszej drogi do pełnej integracji – drogi z nowymi wyzwaniami, podejmowaniem trudnych i ważkich decyzji.

Życzę wszystkim Czytelnikom Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki, aby Nowy Rok stworzył im lepsze niż dotychczas perspektywy zawodowe, dał większe poczucie bezpieczeństwa, przyniósł dalszą poprawę jakości życia, a także spełnienie wszelkich marzeń i nadziei.

Leszek Juchniewicz



**Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki**



Szanowni Czytelnicy!

Oddajemy w Państwa ręce pierwszy w 2005 roku Biuletyn URE, w którym proponujemy lekturę sporej dawki tekstów istotnych dla regulacyjnej praktyki.

W dziale prawnym Ryszard Taradejna przybliży problem, jaki powstał w wyniku nowelizacji art. 32 ust. 1 pkt 4 Prawa energetycznego, a mianowicie, czy rozszerzenie wymogu uzyskania koncesji na obrót paliwami ciekłymi na wszystkich przedsiębiorców prowadzących taką działalność bez względu na jej rozmiary, dotyczy także gmin oraz spółek z udziałem gmin. Autor podnosi także, jakie organy państwa są władne do rozstrzygnięcia w postępowaniu administracyjnym ustrojowych zagadnień z zakresu zadań jednostek samorządu terytorialnego.

Budowa konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce rozpoczęła się ponad 10 lat temu. O tym, jak przebiega proces restrukturyzacji sektora energetycznego, z uwzględnieniem przede wszystkim organu regulacyjnego: jego umiejscowieniem w strukturze władzy, głównej misji, czyli równoważeniu zazwyczaj sprzecznych interesów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii, powiązaniem i konfliktami funkcji regulacyjnych i nadzoru właścicielskiego – dowiedzą się Państwo z materiału Tomasza Kowalaka.

W 2002 r. Światowa Rada Energetyczna powołała do życia międzynarodowy zespół ds. problemów regulacji ciepłownictwa i gospodarki skojarzonej w krajach Europy Środkowej i Wschodniej, który przez dwa lata przygotowywał raport nt. polityki energetycznej, roli organów regulacyjnych oraz sposobu regulowania cen ciepła. Jakich dokonano porównań, uogólnień, jakie podobne problemy dostrzeżono w krajach przekształcających się, a na jakie należy zwrócić w przyszłości baczniejszą uwagę – pisze o tym Witold Cherubin, który przewodniczył pracom tego zespołu.

Zachęcamy także Państwa do lektury tekstu Marzanny Kwiecień, która podsumowuje trzyletni okres prac nad urynkowieniem sektora gazowego, odnosząc się jednocześnie do programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA. Skoro mowa o kilkuletnich analizach, to pięcioletnią ocenę, ale tym razem mechanizmów wspierania odnawialnych źródeł energii, przedstawili Krzysztof Giermek i Witold Włodarczyk.

Ponadto polecamy Państwa uwadze artykuły zawarte w dziale „Integracja Europejska”: o zagadnieniach jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu w krajach Unii Europejskiej poruszonych podczas Florenckiej Szkoły Regulacji (październik 2004 r.), a w szczególności uczestnictwie odbiorcy detalicznego na rynku energii; o prognozie zapotrzebowania na energię w UE aż do 2030 roku dokonanej na podstawie World Energy Outlook 2004; o polityce UE w odniesieniu do rynku paliwowego.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Granice ingerencji organów państwa w działalność gmin na przykładzie gospodarki energetycznej	2
Odmowa zatwierdzenia taryfy dla ciepła	5
Wspieranie odnawialnych źródeł energii elektrycznej	7
Sądowa kontrola decyzji Prezesa URE. Dylematy prawno-ustrojowe – ciąg dalszy	8
Tworzenie rynku energii elektrycznej i restrukturyzacja sektora energetycznego – spojrzenie Regulatora	11
Problemy ustalania cen i rozliczeń za ciepło w krajach Europy Środkowej i Wschodniej	17
Strategia urynkowienia gazownictwa – trzy lata później	27
Rozwój odnawialnych źródeł energii w latach 1999-2004 – ocena mechanizmów wspierania	32
Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski	35
Długoterminowa prognoza zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej	42
Polityka UE wobec rynku paliw płynnych – wybrane zagadnienia	45
Energia nuklearna – czas na nową strategię?	48
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, łamanie, organizacja druku i kolportaż: PPGK SA, 01-943 Warszawa, ul. Pstrowskiego 10, tel. 864-27-12

Oddano do druku 23 grudnia 2004 r. Nakład: 2000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12 (w tym 0% VAT)

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

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

www.ure.gov.pl

GRANICE INGERENCJI ORGANÓW PAŃSTWA W DZIAŁALNOŚĆ GMIN NA PRZYKŁADZIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ

Ryszard Taradejna

1. Mimo upływu ponad czternastu lat od restytucji w Polsce samorządu terytorialnego¹⁾ problem przedstawiony w tytule jest nadal aktualny i często pojawia się w zupełnie nieoczekiwanych, jakby mogłoby się wydawać, przypadkach.

Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej²⁾ gwarantuje samorządowi daleko idącą niezależność od innych władz, a nawet jego pierwszeństwo w realizacji zadań publicznych, o czym przesądza art. 163, stanowiąc, że „samorząd terytorialny wykonuje zadania publiczne nie zastrzeżone przez Konstytucję lub ustawy dla organów innych władz publicznych”. Pozycję tę wzmacnia postanowienie, że „samodzielność jednostek samorządu terytorialnego podlega ochronie sądowej”³⁾ (art. 165 ust. 2) i że „spory kompetencyjne między organami samorządu terytorialnego i administracji rządowej rozstrzygają sądy administracyjne” (art. 166 ust. 3).

Jednocześnie jednak pojawiają się – w ustawodawstwie zwykłym – regulacje prawne, które mogą być interpretowane jako przyznające innym niż sąd organom uprawnienia do władczego wypowiedzania się o zakresie zadań jednostek samorządu terytorialnego, przy czym często wypowiedź taka miałaby odnosić się do legalności działalności prowadzonej przez te jednostki od wielu lat, co może być wręcz traktowane jako „zamacz na ich samodzielność”. Nie od rzeczy więc wydaje się przypomnienie, że przy interpretacji przepisów zawartych w ustawach „zwykłych” i w wykonawczych

do nich rozporządzeniach, należy mieć na uwadze postanowienia Konstytucji, w tym przepis głoszący, że „przepisy Konstytucji stosuje się bezpośrednio, chyba że Konstytucja stanowi inaczej” (art. 8 ust. 2). W pierwszej jednak kolejności postulat ten należałoby skierować do twórców projektów tych aktów.

2. Problem taki, w odniesieniu do zakresu działalności gospodarczej, jaką mogą prowadzić gminy, wystąpił na przykładzie obrotu paliwami ciekłymi, po zmianie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁴⁾. Otóż zmiana art. 32 ust. 1 pkt 4 tej ustawy, w wyniku której **wymóg uzyskania koncesji**, udzielanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, objął wszystkich przedsiębiorców prowadzących obrót paliwami ciekłymi⁵⁾, bez względu na rozmiary tej działalności⁶⁾ (z wyjątkiem obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 EURO) – spowodowała m.in., że z wnioskami o udzielenie koncesji wystąpiły także gminy oraz spółki z udziałem gmin, bowiem niektóre z nich działalność taką prowadziły już od lat – w ramach wolności działalności gospodarczej. Wprawdzie to nie działalność gmin w tym zakresie legła u podstaw dokonanych zmian (o czym świadczy choćby tytuł ustawy zmieniającej), jednak zmiany te dotyczyły ich także (być może w sposób niezamierzony), wywołując zbędne zamieszanie – zarówno wśród zainteresowanych pracowników samorządowych jak i wśród pracowników organu koncesyjnego.

W toku postępowań administracyjnych w sprawie udzielenia koncesji podniesiono wątpliwość, o charak-

1) Patrz w szczególności ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie terytorialnym (Dz. U. z 1990 r. Nr 16, poz. 95). Ustawa ta obowiązuje nadal, lecz była wielokrotnie nowelizowana, a nawet zmieniła tytuł i miała ogłoszony tekst jednolity (przy czym jej regulacja zawsze odnosiła się wyłącznie do gmin). Obecnie obowiązuje jako ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, z 2002 r. Nr 23, poz. 220, Nr 62, poz. 558, Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 214, poz. 1806, z 2003 r. Nr 80, poz. 717 i Nr 162, poz. 1568 oraz z 2004 r. Nr 102, poz. 1055 i Nr 116, poz. 1203).

2) Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483 i z 2001 r. Nr 28, poz. 319).

3) W 1990 r., będąc doradcą Ministra – Szefa Urzędu Rady Ministrów, miałem swój skromny udział w tworzeniu przepisów restytuujących samorząd terytorialny i pamiętam ogromną wrażliwość (wręcz uczulenie) samorządowców na wszelkie propozycje rozwiązań prawnych, które mogłyby w przyszłości posłużyć do zdominowania samorządu przez administrację rządową.

4) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808.

5) Zmiana ta została dokonana przez art. 25 ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293), z dniem 19 marca 2004 r. Zmiana ta, praktycznie rzecz biorąc, nie bardzo służy realizacji celów, które legły u podstaw ustawy nowelizującej, a spowodowała ogromne zamieszanie biurokratyczne, przed czym przestrzegali Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Wypada też zauważyć, że prace nad tą ustawą trwały równoległe do prac nad ustawą o swobodzie działalności gospodarczej, której idea przewodnią było właśnie powiększenie zakresu swobody (wolności) tej działalności i zmniejszenie obciążeń biurokratycznych.

6) Poprzednio obowiązek ten występował, gdy roczna wartość obrotu paliwami ciekłymi przekraczała równowartość 500 000 EURO.

terze niejako pierwotnym, a mianowicie, czy gminy oraz inne gminne osoby prawne w ogóle uprawnione są do prowadzenia takiej działalności, co – zapewne – powinno skutkować odmową udzielenia koncesji⁷⁾. Wystąpiła ona na tle następujących przepisów:

- 1) art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym, który stanowi, że „gmina oraz inna gminna osoba prawna może prowadzić działalność gospodarczą wykraczającą poza zadania o charakterze użyteczności publicznej wyłącznie w przypadkach określonych w odrębnej ustawie”,
- 2) art. 7 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej⁸⁾, który stanowi, że „działalność wykraczająca poza zadania o charakterze użyteczności publicznej nie może być prowadzona w formie zakładu budżetowego”.

W związku z tym kluczowe znaczenie dla organu koncesjonującego działalność gospodarczą w zakresie energetyki zdawało się mieć rozstrzygnięcie – jaką treść niesie pojęcie „zadania o charakterze użyteczności publicznej” i to (w dodatku) w odniesieniu do jednostek samorządu terytorialnego, chociaż nie jest on powołany do rozstrzygania tego typu dylematów.

W pierwszej kolejności należy więc uwzględnić fakt, że w myśl cytowanego wyżej art. 163 Konstytucji, „samorząd terytorialny wykonuje zadania publiczne nie zastrzeżone przez Konstytucję lub ustawy dla organów innych władz publicznych”, przy czym „podstawową jednostką samorządu terytorialnego jest gmina” (art. 164 ust. 1), która „wykonuje **wszystkie** zadania samorządu terytorialnego nie zastrzeżone dla innych jednostek samorządu terytorialnego” (art. 164 ust. 3).

Regulacja ta znajduje rozwinięcie w art. 6 ust. 1 ustawy o samorządzie gminnym, w myśl którego „do zakresu działania gminy należą **wszystkie** sprawy publiczne o znaczeniu lokalnym, niezastrzeżone ustawami na rzecz innych podmiotów”, przy czym rozstrzygnięcie w tych sprawach należy do gminy, chyba że ustawy stanowią inaczej (ust. 2). Z kolei w myśl art. 9 ust. 4 tej ustawy, „**zadaniami użyteczności publicznej**”, w rozumieniu (tej) ustawy, są **zadania własne** gminy, określone w art. 7 ust. 1, których celem jest bieżące i nieprzerwane zaspokajanie zbiorowych potrzeb ludności w drodze świadczenia usług powszechnie dostępnych”. Należy więc mieć na uwadze, że art. 7 ust. 1 (zdanie pierwsze) stanowi, że „zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty należy do **zadań własnych gminy**”. Następnie w ustępie tym przesądzone, że

zadania te obejmują **w szczególności (!)** sprawy wymienione w tym przepisie. Wymieniono ich 20, w tym m.in. sprawy wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczania ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku oraz urządzeń sanitarnych, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, **zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz** (pkt 3), lokalnego transportu zbiorowego (pkt 4), targowisk i hal targowych (pkt 11).

Ze sposobu zredagowania art. 7 ust. 1 wynika, że bez żadnych wątpliwości są zadaniami własnymi gminy zadania wymienione w nim wprost (nawet jeżeli powstałyby wątpliwości, czy na pewno dotyczą one zaspokojenia zbiorowych potrzeb wspólnoty). Natomiast fakt pominięcia w wyliczeniu jakiegoś rodzaju spraw **nie oznacza** sam przez się, że nie należą one do zadań własnych gminy (przed wyliczeniem użyto bowiem wyrazu „**w szczególności**”), a w konsekwencji – do zadań o charakterze użyteczności publicznej w rozumieniu art. 9 ust. 4 ustawy o samorządzie gminnym.

Uwzględniając powyższe, należy stwierdzić, że to organy gminy powinny w pierwszej kolejności rozstrzygnąć, czy gmina powinna, a nawet czy ma obowiązek podjąć się realizacji szczegółowych zadań, które ważne są dla społeczności lokalnej, jeżeli ustawy (zarówno ustawa o samorządzie gminnym jak i ustawy regulujące określone dziedziny życia społecznego lub gospodarczego) nie wymieniają ich wprost w wykazie zadań własnych.

3. Art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy o samorządzie gminnym do zadań własnych gmin zalicza wprost zaopatrzenie w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz (pkt 3). Regulacja ta koresponduje z postanowieniem art. 18 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne¹⁰⁾. Jak już wspomniałem wyżej, pominięcie określonych spraw w wykazie zadań własnych gminy nie oznacza, że nie są one takimi zadaniami. Należy też mieć na uwadze, że „zbiorowe potrzeby wspólnoty” (o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy o samorządzie gminnym), istotne dla lokalnej społeczności i wymagające zorganizowanych przedsięwzięć w celu ich zaspokojenia, mogą być odmienne w poszczególnych gminach (np. wskutek uwarunkowań regionalnych), a nawet w tej samej gminie – w różnym czasie.

Niejednokrotnie też może się okazać, że podjęcie się ich przez gminę lub inną gminną osobę prawną jest jedynym sposobem zaspokojenia określonych potrzeb zbiorowości lokalnej, gdy żaden przedsiębiorca (nastawiony przecież na zysk) nie podejmie się realizacji takich zadań na danym terenie. Dotyczyć to może także zaspokojenia potrzeb w zakresie zaopatrywania w pali-

7) W dalszej części niniejszego artykułu wykorzystałem fragmenty pisma Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 25 października 2004 r. (znak: BPR-077-509(1)/2004/RT), którego jestem współtwórcą.

8) Dz. U. z 1997 r. Nr 9, poz. 43, Nr 106, poz. 679 i Nr 121, poz. 770, z 1998 r. Nr 106, poz. 668, z 2002 r. Nr 113, poz. 984 oraz z 2003 r. Nr 96, poz. 874 i Nr 199, poz. 1937.

9) Wypada zauważyć, że ustawodawca do określenia zadań gmin używa różnych, chociaż dosyć podobnych, pojęć, co nie ułatwia interpretacji przepisów dotyczących tych zadań.

10) Przepis ten stanowi: „Art. 18. 1. Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należą:

- 1) planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy;
- 2) planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy;
- 3) finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy.”

wa ciekłe (np. w miejscowościach zlokalizowanych z dala od tras przelotowych). Podjęcie się przez gminę zaopatrzenia lokalnej społeczności w określone dobro może też być sposobem na obniżkę cen, gdy inni przedsiębiorcy korzystają z monopolu (choćby naturalnego), co w warunkach ubóstwa szerokich kręgów społeczeństwa ma istotne znaczenie dla wielu rodzin. Dla przykładu można wskazać, że inicjatywy takie wystąpiły nawet w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną.

W tym kontekście należy również uwzględnić fakt, że określone potrzeby ludzkie, w tym także potrzeby zbiorowości lokalnych mogą być zaspokajane przy wykorzystaniu dóbr alternatywnych. I tak np. potrzeba ogrzania i oświetlenia mieszkań oraz gotowania posiłków może być zaspokojona zarówno przy wykorzystaniu energii elektrycznej, paliw gazowych, paliw ciekłych jak i innych, dostępnych w danym miejscu źródeł energii (np. węgla, drewna, słomy). Dziwnym więc byłoby rozumowanie, w myśl którego gmina, będąc zobowiązana do zaspokajania określonych zbiorowych potrzeb wspólnoty, byłaby jednocześnie prawnie ograniczona w możliwości wykorzystania takich dostępnych jej środków, z których mogą korzystać inne podmioty. Jeszcze dziwniejsza byłaby interpretacja prawa prowadząca do różnicowania uprawnień gminy do zaspokojenia zbiorowych potrzeb wspólnoty zależnie od stopnia stężenia paliwa gazowego służącego zaspokojeniu tych potrzeb.

4. W tym kontekście należy uwzględnić również fakt, że w myśl art. 85 ustawy o samorządzie gminnym „nadzór nad działalnością gminną sprawowany jest na podstawie kryterium zgodności z prawem”, przy czym „organami nadzoru są Prezes Rady Ministrów i wojewoda, a w zakresie spraw finansowych – regionalna izba obrachunkowa” (art. 86), które „mogą wkraczać w działalność gminną tylko w przypadkach określonych ustawami” (art. 87). Organem takim nie jest natomiast organ uprawniony do udzielania koncesji.

Tak więc problem, czy gmina – jako jednostka samorządu terytorialnego – może podjąć się określonej działalności – podlega kontroli „organów nadzoru”, w trybie określonym w ustawie (patrz rozdział 10 ustawy o samorządzie gminnym). Należy przy tym mieć na uwadze, że „samodzielność gminy podlega ochronie sądowej” (art. 2 ust. 3).

Warto również zauważyć, że w większości przypadków gminy (i inne gminne osoby prawne), które obecnie, wskutek poszerzenia obowiązku uzyskania koncesji, wystąpiły o wydanie koncesji na obrót paliwami ciekłymi, działalność tę prowadziły od co najmniej kilku lat i nie była ona kwestionowana przez organy nadzoru.

Wyrażam pogląd, że w sytuacji, gdy definicja zadań własnych gminy jest bardzo ogólna i gdy nie ma przepisu jednoznacznie zabraniającego gminie (jako jednostce samorządu terytorialnego) prowadzenia określonego rodzaju działalności – nie do organu koncesyjnego należy rozstrzygnięcie, czy działalność taka jest jej zadaniem własnym. Mogłoby to być nawet – zasadnie – potraktowane jako ingerencja w samodzielność gminy. Nie należy również do zadań organu koncesyjnego

go analizowanie statutu każdej spółki ubiegającej się o koncesję w celu ustalenia, czy „przypadkiem” jakaś gmina nie jest jednym z jej udziałowców (akcjonariuszy), by następnie dokonywać kolejnej analizy – czy fakt ten nie stanowi przeszkody do prowadzenia danej działalności.

Pracownicy administracji rządowej powinni więc postępować racjonalnie, mając na uwadze postanowienia Konstytucji i pamiętając, że gminy stanowią istotny element polskiej państwowości, wraz z przypisanym im zakresem autonomii.

Odnosząc to do zagadnienia uprawnień gminy do prowadzenia obrotu paliwami ciekłymi oraz dodatkowego obowiązku uzyskania koncesji na działalność gospodarczą w tym zakresie, wyrażam pogląd, że zadaniem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – jako organu koncesyjnego – nie jest rozstrzygnięcie w postępowaniu administracyjnym ustrojowych zagadnień dotyczących zakresu zadań samorządu terytorialnego, lecz ustalenie, czy gmina ubiegająca się o koncesję spełnia (podobnie jak każdy inny podmiot) wymogi do uzyskania koncesji, określone przez prawo (w szczególności przez ustawę – Prawo energetyczne).

Na marginesie, w związku z problemem wiarygodności przedsiębiorców prowadzących obrót paliwami ciekłymi, który leży u podstaw objęcia koncesjonowaniem całej sfery obrotu tymi paliwami, wyrażam pogląd, że jednostki samorządu terytorialnego zasługują na dużo większe zaufanie z punktu widzenia rzetelności obrotu gospodarczego, niż niejeden inny przedsiębiorca.

5. Niezależnie od powyższego, należy mieć również na uwadze, że mogą zdarzyć się przypadki, iż przepis szczególny wprost zabroni wykonywania jakiegś rodzaju działalności **określonym podmiotom**¹¹⁾ lub też wykonywania w określonej sytuacji działalności gospodarczej **o określonym charakterze**¹²⁾. W przypadku takim organ koncesyjny będzie miał prawo (a niekiedy – nawet obowiązek) odmówić udzielenia koncesji – na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.



Autor jest dyrektorem Biura Prawnego URE

11) Por. np. art. 24 ust. 3 ustawy z 27 czerwca 1997 r. o partiach politycznych (Dz. U. z 2001 r. Nr 79, poz. 857 i Nr 154, poz. 1802, z 2002 r. Nr 127, poz. 1089, z 2003 r. Nr 57, poz. 507 oraz z 2004 r. Nr 25, poz. 219).

12) I tak np. w czasie stanu wojennego może być wprowadzone ograniczenie wolności działalności gospodarczej, poprzez nakazanie okresowego zaniechania prowadzenia działalności określonego rodzaju – na podstawie art. 24 ustawy z dnia 29 sierpnia 2002 r. o stanie wojennym oraz o kompetencjach Naczelnego Dowódcy Sił Zbrojnych i zasadach jego podległości konstytucyjnym organom Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2002 r. Nr 156, poz. 1301 i Nr 153, poz. 1271 oraz z 2004 r. Nr 107, poz. 1135).

ODMOWA ZATWIERDZENIA TARYFY DLA CIEPŁA

Grażyna Dylewska

Wyrokiem z 7 października 2004 r., sygn. akt III SK 60/04 Sąd Najwyższy oddalił kasację przedsiębiorstwa energetycznego od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 23 lutego 2004 r., sygn. akt XVII Ame 23/03. W wyroku tym Sąd Najwyższy wypowiedział się w kwestii zasadności odmowy zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy dla ciepła ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Przedsiębiorstwo energetyczne (zwane dalej „Powodem”) prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem – na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) w 1998 r. oraz działalność w zakresie wytwarzania ciepła w lokalnych źródłach ciepła – na podstawie koncesji udzielonej w 2000 r.

Powód 31 grudnia 2002 r. złożył do Prezesa URE wnioski o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, Prezes URE, na podstawie art. 47 ust. 1 i 2 oraz art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. a w związku z art. 30 ust. 1 i art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾ wydał decyzję, mocą której odmówił zatwierdzenia taryfy ustalonej przez Powoda.

W uzasadnieniu decyzji Prezes URE stwierdził w szczególności, że Powód ustalił taryfę niezgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, który nakazuje uwzględnić przy jej ustalaniu nie tylko pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstwa energetycznego, lecz także ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, oraz niezgodnie z § 12 ust. 2 obowiązującego wówczas rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem²⁾, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”³⁾, wedle którego podstawą oceny kosztów uzasadnionych są porównywalne koszty poniesione w roku kalendarzowym poprze-

dzającym pierwszy rok stosowania taryfy, określone na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości. W omawianej decyzji zostało wskazane, że Powód wniosek o zatwierdzenie taryfy dla ciepła złożył 31 grudnia 2002 r. (a więc w ostatnim dniu 2002 r.). Uwzględniając ustalone przez art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne zasady wprowadzania taryfy do stosowania (nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania) oczywistym jest, iż rokiem kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy w tym konkretnym przypadku był rok 2002. Zatem w celu umożliwienia Prezesowi URE dokonania oceny kosztów planowanych, Powód składając taryfę dla ciepła 31 grudnia 2002 r. winien przedstawić – jako porównywalne – koszty za 2002 r. Powód jednak nie dopełnił tego obowiązku i przedstawił jedynie koszty porównywalne za 2001 r. Natomiast wezwany do przedłożenia kosztów za 2002 r., przedstawił koszty za okres 11 miesięcy 2002 r. stwierdzając, że „uzyskanie pełnych i wiarygodnych danych finansowych za dopiero co zakończony rok obrotowy jest w przedsiębiorstwie o takiej skali działania niemożliwe”.

Pomimo braku przewidzianych rozporządzeniem taryfowym podstaw do dokonania przez Prezesa URE pełnej oceny kosztów uzasadnionych przyjętych w taryfie przez Powoda do kalkulacji cen i stawek opłat dla ciepła, Prezes URE dokonał analizy kosztów planowanych z uwzględnieniem porównawczej bazy kosztowej opartej na kosztach 2001 r. W wyniku tej analizy zostało stwierdzone i uzasadnione w decyzji, że wysokość cen i stawek opłat zaproponowanych przez Powoda dla pierwszego roku stosowania taryfy, przy uwzględnieniu bazy kosztowej 2001 r., nie zapewniała ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen przewidzianej w art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Od powyższej decyzji Powód wniósł odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów podnosząc zarzut naruszenia art. 23 ust. 1 i 2 pkt 2 w związku z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto Powód wywodził, że przepis § 12 ust. 2 rozporządzenia taryfowego jest wadliwie skonstruowany.

Po rozpoznaniu sprawy, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wyrokiem z dnia 23 lutego 2004 r. (sygn. akt XVII Ame 23/03) oddalił odwołanie Powoda – jako bezzasadne. W uzasadnieniu tego wyroku Sąd stwierdził, że taryfa przedstawiona przez Powoda do zatwierdzenia była niezgodna z § 12 ust. 2 rozporządzenia

1) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 956 i Nr 173, poz. 1808.

2) Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053.

3) Rozporządzenie to utraciło moc z dniem 1 stycznia 2004 r. Obecnie obowiązuje rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902).

taryfowego w związku z art. 46 ustawy – Prawo energetyczne, gdyż Powód „(...) sporządzając taryfę nie dysponował sprawozdaniem finansowym obejmującym koszty poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.”, co stanowiło podstawę do odmowy jej zatwierdzenia w świetle art. 47 ust. 2 tej ustawy. Nadto, w ocenie Sądu nie zasługuje na uwzględnienie argumentacja Powoda, że § 12 ust. 2 rozporządzenia taryfowego jest wadliwie skonstruowany. Sąd w wyroku stwierdził, że „(...) Zarówno wybór terminu wprowadzenia w życie taryfy, jak i początek i koniec roku rozrachunkowego stanowi przedmiot swobodnego ustalenia przedsiębiorstwa energetycznego. Nic nie stoi na przeszkodzie aby rok obrachunkowy kończył się 3-4 miesiące przed planowanym początkiem obowiązywania nowej taryfy.”.

Od powyższego wyroku Powód wniósł kasację, zarzucając w szczególności naruszenie art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne w związku z § 12 ust. 2 rozporządzenia taryfowego – przez przyjęcie, że niezłączenie do wniosku taryfowego zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości sprawozdania finansowego za rok poprzedzający pierwszy rok stosowania taryfy może stanowić podstawę odmowy jej zatwierdzenia. Ponadto, Powód podniósł zarzut naruszenia wynikającego z art. 233 § 1 Kpc obowiązku wszechstronnego rozważenia zebranego materiału dowodowego – poprzez niezbadanie zgodności taryfy z przepisami art. 44, 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne na podstawie przedstawionych przez Powoda materiałów dowodowych – tj. sprawozdania finansowego za rok 2001 oraz zestawienia kosztów za 11 miesięcy roku 2002.

W związku z powyższym, w ocenie Powoda, konieczne było dokonanie przez Sąd Najwyższy wykładni przepisu § 12 ust. 2 rozporządzenia taryfowego uwzględniając przypadek, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie jest w stanie przedłożyć omawianego sprawozdania w dniu złożenia wniosku taryfowego. Równocześnie Powód sugerował, że w procesie wykładni § 12 ust. 2 rozporządzenia taryfowego (...) niezbędne jest zastosowanie pozajęzykowych dyrektyw wykładni, a w szczególności wykładni funkcjonalnej, gdyż dosłowne rozumienie powyższego przepisu narusza konstytucyjną zasadę wolności działalności gospodarczej przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz niejednokrotnie prowadzi do sanowania stanów sprzecznych z prawem – tj. funkcjonowania przedsiębiorstw bez zatwierdzonej taryfy.

W odpowiedzi na kasację Prezes URE podtrzymał stanowisko zawarte w zaskarżonej decyzji i podzielił stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wyrażone w kasowanym wyroku.

Sąd Najwyższy, rozpoznając kasację, nie zgodził się z prezentowanym w niej stanowiskiem Powoda i kasację oddalił.

W uzasadnieniu wyroku Sąd Najwyższy stwierdził m.in., że „(...) Sformułowanie (...) przepisu § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie taryfy dla ciepła jest przy tym na tyle jednoznaczne, iż – wbrew sugestii zawartej w kasacji – przy interpretacji oraz stosowaniu tego przepisu prawa niedopuszczalne byłoby odstąpienie od reguł wykładni językowej w celu ustalenia treści wyrażonej w nim normy prawnej. W tej sytuacji trafnie stwierdził Sąd Okręgowy w Warszawie w uzasadnieniu zaskarżonego wyroku, że w danym wypadku: «Przedstawiona do zatwierdzenia taryfa jest zatem niezgodna z § 12 ust. 2 powyższego rozporządzenia w związku z art. 46 ustawy Prawo energetyczne» i to stanowiło wystarczającą podstawę do wydania decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia wnioskowanej taryfy (art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego), bowiem wniosek ten nie czynił wymaganiom formalnoprawnym.”.

W ocenie Sądu Najwyższego „(...) w sytuacji, gdy Przedsiębiorstwo przedstawiło wniosek dotyczący ustalenia nowych cen i stawek opłat taryfy dla ciepła na rok 2003, to zawarta w tym wniosku kalkulacja planowanych kosztów działalności przedsiębiorstwa (stosownie do bezwzględnie obowiązującego wymagania prawnego, określonego w § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie taryfy) powinna opierać się na «porównywalnych kosztach poniesionych w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy», przy czym powinny one zostać «określone na podstawie sprawozdania finansowego zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości» – co w danym wypadku oznaczało: obowiązek oparcia kalkulacji cen i stawek wnioskowanej taryfy na rok 2003 na tzw. porównywalnych kosztach poniesionych przez Przedsiębiorstwo w roku 2002, jakie wynikają ze sprawozdania finansowego za rok 2002 «zbadanego zgodnie z przepisami ustawy o rachunkowości» (...).”.

Równocześnie Sąd Najwyższy oddalił pozostałe zarzuty Powoda, uznając je za nieuzasadnione.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

WSPIERANIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Joanna Jop

Problematyka odnawialnych źródeł energii pojawia się na łamach Biuletynu wielokrotnie¹⁾. Niniejszy artykuł również będzie dotyczył tej tematyki, jednakże w zakresie uregulowanym w art. 34 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

Stosownie do treści tego przepisu, który dodany został z dniem 1 maja 2004 r.²⁾, przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy **poniżej 5 MW** są zwolnione, w zakresie wytwarzania energii w tych źródłach, z corocznych opłat wnoszonych do budżetu państwa przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje, obciążające koszty ich działalności.

Jest to jedno z rozwiązań systemowych, mające na celu wspomaganie przez Państwo rozwoju energetyki odnawialnej, gdzie koszt tego wspomaganie rozłożony jest nie na niewielką grupę odbiorców energii pochodzącej z danego źródła, lecz na całe społeczeństwo. Należy zauważyć, iż rozwiązanie to kierowane jest do najbardziej proekologicznej, czyli małej energetyki odnawialnej.

Przepis wskazany na wstępie jest z pozoru jasny i zrozumiały, jednakże, jak pokazuje kilkumiesięczna praktyka i zapytania składane przez przedsiębiorstwa energetyczne, budzi pewne wątpliwości. A mianowicie, czy chodzi o łączną moc źródeł, czy też o moc (wynoszącą poniżej 5 MW) każdego ze źródeł z osobna? Dodajmy, że dla niektórych przedsiębiorstw ma to istotne znaczenie.

Wątpliwości te znikną, gdy przepis ten odczytywać będziemy systemowo wraz z art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, w nowym brzmieniu, obowiązującym od dnia 1 stycznia 2003 r.³⁾

W przepisie tym, dotyczącym wymogu uzyskania koncesji, ustawodawca użył dwóch pojęć: „wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW” oraz „wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 5 MW”. Taki zapis tego artykułu wskazuje, że w przypadku, gdy ustawodawca chciał odnieść określoną regulację do łącznej mocy wszystkich źródeł posiadanych przez przedsiębiorstwo energetyczne – uczynił

to wprost. I uczynił tak tylko w przypadku wymogu uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła.

Takie też stanowisko zaprezentował również Sąd Najwyższy w uzasadnieniu wyroku z dnia 9 października 2003 r. (sygn. akt I CK 144/02), stwierdzając: „Zgodnie z tymi regułami (regułami wykładni językowej – przyp. J. J.), moc o której mowa w zwrocie użytym w omawianym przepisie (w art. 32 ust. 1 pkt 1, w odniesieniu do energii elektrycznej – przyp. J. J.), należy odnieść do **każdego ze źródeł z osobna** (...). Jeszcze mocniejszy wniosek idący w tym kierunku wynika ze zmiany art. 32 ust. 1 pkt 1 Prawa energetycznego, w zakresie wytwarzania energii cieplnej (...). W zmianie tej: zastąpieniu zwrotu mówiącego o «wytwarzaniu ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW» zwrotem mówiącym o «wytwarzaniu ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW», przy jednoczesnym pozostawieniu zwrotu mówiącego o «wytwarzaniu energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW» należy dostrzegać potwierdzenia przez ustawodawcę takiego znaczenia omawianego przepisu.”.

Tak więc, brak jest jakiegokolwiek uzasadnienia prawnego, aby zapis zawarty w art. 34 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne: „o mocy poniżej 5 MW” odczytywać inaczej, niż w taki sposób, że ustawodawca zwalnia z „opłaty koncesyjnej” przedsiębiorstwa energetyczne, wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii, w odniesieniu do **każdego z tych źródeł z osobna**, jeżeli ma ono moc niższą niż 5 MW.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

- 1) Por. Biuletyn URE 4/2001, 2/2002, 5/2003, 4/2004.
- 2) Przepis ten dodany został przez art. 1 pkt 10 ustawy z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875).
- 3) Brzmienie to zostało nadane przez art. 1 pkt 21 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

SĄDOWA KONTROLA DECYZJI PREZESA URE. DYLEMATY PRAWNO-USTROJOWE – CIĄG DALSZY

Joanna Kędzia

Zgodnie z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾, do postępowania przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesem URE) stosuje się przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego²⁾ (Kpa). Wyjątkiem jest postępowanie dotyczące odwołań od decyzji i zażaleń na postanowienia Prezesa URE. Zgodnie bowiem z art. 30 ust. 2 i 4 tej ustawy, od decyzji Prezesa URE służy odwołanie (a od postanowień – zażalenie) do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Jest to odstępstwo od generalnej zasady, że od decyzji administracyjnych służy odwołanie do organu wyższego stopnia, a następnie – skarga do sądu administracyjnego (art. 15, art. 127 § 2 i art. 16 § 2 Kpa)³⁾. Postępowanie w sprawie odwołań i zażaleń od decyzji i postanowień Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach gospodarczych (art. 30 ust. 3). Przepisy te przysparzają szereg trudności zarówno „zwykłym” obywatelom, jak i organom państwa.

I. Regulacja zawarta w Kodeksie postępowania cywilnego (Kpc)⁴⁾, dotycząca postępowania w sprawach z zakresu regulacji energetyki (art. 479⁴⁶ – 479⁵⁶), jest bardzo lakoniczna i – jeszcze do sierpnia 2004 r. – była sprzeczna z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej⁵⁾. Otóż w myśl art. 479⁵⁶ § 2 Kodeksu, od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawach z zakresu regulacji energetyki przysługiwała wyłącznie kassacja, nie przewidziano natomiast apelacyjnego środ-

ka odwoławczego⁶⁾. Był to wyjątek od powszechnej zasady dwuinstancyjności postępowania sądowego, niezgodny – jak orzekł Trybunał Konstytucyjny w wyroku z 12 czerwca 2002 r. (sygn. akt P. 13/01) z art. 78 w związku z art. 176 oraz z art. 2 Konstytucji RP.

W wyniku zmiany przepisów, dokonanych ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw⁷⁾ – od sierpnia 2004 r. od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przysuguje apelacja do sądu apelacyjnego.

II. Ten wyjątkowy tryb odwoławczy, przewidziany od decyzji i postanowień wydawanych przez Prezesa URE (i kilku innych organów administracji publicznej), jest powodem licznych pomyłek popełnianych przez obywateli, którzy – przyzwyczajeni do powszechnego trybu wzruszania decyzji organów administracji publicznej (odwołanie do organu wyższego stopnia, a następnie – skarga do sądu administracyjnego), kierują odwołania i zażalenia na decyzje Prezesa URE do niewłaściwych organów – niekiedy nie zadając sobie trudu przeczytania pouczenia zawartego w skarżonej przez nich decyzji⁸⁾.

III. Stosowanie przepisów regulujących tryb zaskarżenia decyzji wydawanych przez Prezesa URE sprawia jednak problemy nie tylko „zwykłym” obywatelom, ale również takim przedstawicielom organów państwa, którzy – z racji wykonywanych funkcji – powinni wyjątkowo dobrze „poruszać się” w systemie prawa.

- 1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808).
- 2) Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. 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, Nr 170, poz. 1660 oraz z 2004 r. Nr 162, poz. 1692).
- 3) Patrz też ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1270 oraz z 2004 r. Nr 162, poz. 1692).
- 4) Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, wielokrotnie nowelizowany).
- 5) Szerzej na ten temat – w artykule G. Dylewskiej i R. Taradejny pt. „Sądowa kontrola decyzji Prezesa URE – dylematy prawno – ustrojowe”, zamieszczonym w Biuletynie URE Nr 4/2003.

- 6) Prezes URE kilkakrotnie zwracał uwagę Ministra Sprawiedliwości na tę okoliczność, pisał też o tym w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2002 r.” (zamieszczonym w Biuletynie URE Nr 3/2003). Na fakt, że adresaci decyzji, od których służy odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów są pod tym względem w sytuacji gorszej od adresatów decyzji, od których można wnieść odwołanie, a następnie skargę do sądu administracyjnego, zwracali też uwagę R. i B. Taradejna w książce pt. „Prawo energetyczne. Zbiór przepisów. Wybrane orzecznictwo. Komentarze.”, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa 2001.
- 7) Dz. U. z 2004 r. Nr 172, poz. 1804.
- 8) Szerzej na ten temat pisała G. Dylewska w artykule pt. „Nie każda droga jest właściwa” (zamieszczonym w Biuletynie URE nr 6/2002), przedstawiając postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 27 czerwca 2002 r. (sygn. akt II SAB 101/02), w którym Sąd odrzucił skargę, w której skarżący domagał się zasądzenia odszkodowania od Prezesa URE.

I tak, Prokurator Okręgowy w Łomży zaskarżył do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie decyzję Prezesa URE, wydaną – z jego upoważnienia – przez Dyrektora Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Lublinie. W odpowiedzi na skargę Prezes URE wskazał przede wszystkim, że skarga jest niedopuszczalna – ze względu na brak właściwości rzeczowej sądów administracyjnych do rozpoznawania skarg na decyzje wydawane przez Prezesa URE, z uwagi na treść powołanego na wstępie art. 30 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE podniósł również, iż skarga Prokuratora Okręgowego została złożona z naruszeniem przepisów o właściwości miejscowej sądów administracyjnych. Sądy administracyjne podzieliły obydwie zastrzeżenia Prezesa URE.

1. Postanowieniem z dnia 2 września 2004 r. (sygn. akt III SA/Lu 441/04) Wojewódzki Sąd Administracyjny w Lublinie uznał się za niewłaściwy do rozpoznania skargi i przekazał ją Wojewódzkiemu Sądowi Administracyjnemu w Warszawie.

W uzasadnieniu postanowienia Sąd stwierdził m.in.: „Stosownie do art. 13 § 2 ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. *Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi* (Dz. U. Nr 153, poz. 1270) do rozpoznania sprawy właściwy jest wojewódzki sąd administracyjny, na którego obszarze ma siedzibę organ administracji publicznej, którego działalność została zaskarżona. Zgodnie natomiast z § 1 pkt 13 rozporządzenia Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 kwietnia 2003 r. w sprawie utworzenia wojewódzkich sądów administracyjnych oraz ustalenia ich siedzib i obszarów właściwości (Dz. U. Nr 72, poz. 652) dla obszaru województwa mazowieckiego właściwy jest Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie.

W myśl art. 21 ust. 1 i ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 ze zm.) zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki; jest on centralnym organem administracji rządowej (...). Zgodnie natomiast z § 2 Statutu Urzędu Regulacji Energetyki, załącznika do zarządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M.P. Nr 26, poz. 436), Prezes Urzędu Regulacji Energetyki kieruje urzędem przy pomocy wiceprezesa, dyrektora generalnego oraz dyrektorów komórek organizacyjnych urzędu, przy czym prezes może upoważnić powyżej wymienione osoby, a także innych pracowników Urzędu do podejmowania decyzji, w określonych sprawach, w jego imieniu. Dodać przy tym należy, że wśród wymienionych w § 3 Statutu Urzędu Regulacji Energetyki oraz w art. 22 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne* – komórek organizacyjnych urzędu wchodzących w jego skład wymieniono między innymi wschodni oddział terenowy z siedzibą w Lublinie.

Natomiast zgodnie z § 1 pkt 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej

oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 107, poz. 942) zasięg terytorialny oddziału wschodniego z siedzibą w Lublinie obejmuje obszar województw: lubelskiego i podlaskiego. Do właściwości rzeczowej oddziałów należy między innymi wszczynanie i prowadzenie postępowania administracyjnego (...). W sprawach tych dyrektorzy oddziałów dokonują wszystkich czynności przewidzianych w przepisach o postępowaniu administracyjnym, przy czym mogą wydawać decyzje administracyjne po uzyskaniu odrębnego upoważnienia od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Z powyższego wynika, że zaskarżona przedmiotowa decyzja (...) wydana przez Dyrektora Wschodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Lublinie z upoważnienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki jest decyzją wydaną w imieniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a zatem uważana jest za decyzję tegoż Prezesa. Mając więc na uwadze uregulowania art. 13 § 2 ustawy *Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi* oraz w związku z tym, że organ administracji publicznej, jakim jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, którego działalność została zaskarżona, ma siedzibę w Warszawie, zasadnym jest, stosownie do art. 59 § 1 wymienionej ustawy, uznać Wojewódzki Sąd Administracyjny w Lublinie za niewłaściwy miejscowo i przekazać sprawę do rozpoznania Wojewódzkiemu Sądowi Administracyjnemu w Warszawie.”.

2. Z kolei Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie postanowieniem z dnia 24 listopada 2004 r., sygn. akt VI SA/Wa 1728/04⁹⁾, odrzucił przekazaną mu skargę Prokuratora Okręgowego na decyzję Prezesa URE.

W uzasadnieniu Sąd ten, dzieląc argumentację prezentowaną przez Prezesa URE w odpowiedzi na skargę, stwierdził m.in.: „Zgodnie z art. 2 p.p.s.a. (ustawa – *Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi* – przypis J. K.) do rozpoznawania spraw sądowo-administracyjnych powołane są sądy administracyjne. Dalej art. 3 § 2 i § 3 p.p.s.a. określa zakres sądowej kontroli działalności administracji publicznej. Kontrola ta obejmuje m.in. orzekanie w sprawach skarg na decyzje administracyjne (art. 3 § 2 pkt 1 p.p.s.a.).

Decyzja Prezesa URE *prima facie* mieści się w granicach art. 3 § 2 pkt 1 p.p.s.a., jest bowiem decyzją administracyjną a zatem powinna podlegać kontroli sądowo-administracyjnej.

Jednak dla zaskarżenia decyzji administracyjnych Prezesa URE ustawa *Prawo energetyczne*, w art. 30 ust. 2 przewiduje specjalną właściwość organów i procedurę: odwołanie od tych decyzji rozpatruje Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów, zaś sprawy rozpoznawane są wg przepisów KPC. Postępowanie w sprawach należących do kompetencji Prezesa URE jest więc dwufazowe. Faza I – przed Prezesem URE jest postępowaniem administracyjnym i toczy się wg przepisów KPA, zaś faza II – po wydaniu decyzji przez

9) Postanowienie to jest jeszcze nieprawomocne.

Prezesa URE, jest postępowaniem cywilnym i toczy się przed sądem cywilnym wg specjalnych uregulowań KPC (art. 479⁴⁶ – 479⁵⁶). Wskazana procedura zaskarżenia decyzji Prezesa URE, przewidziana ustawą Prawo energetyczne, stanowi *lex specialis* w stosunku do uregulowań KPA dotyczących zaskarżenia decyzji administracyjnych. Wynika z niej, że sądowa kontrola decyzji Prezesa URE rozpoczyna się już w postępowaniu odwoławczym, należy do Sądu Okręgowego w Warszawie i toczy się wg przepisów KPC. Od wyroków Sądu Okręgowego, zgodnie z art. 479⁵⁶ KPC służy apelacja i kasacja. Nie ulega więc wątpliwości, że sprawy te nie podlegają w ogóle kontroli sądów administracyjnych, bowiem przepisy szczególne Prawa energetycznego przekazują je na drogę cywilną.

Warunkiem dopuszczalności wniesienia przez prokuratora skargi do sądu administracyjnego jest poddanie danej dziedziny kontroli sądowo-administracyjnej i dopuszczalności skargi. Decyzje w sprawach regulacji energetyki w ogóle nie podlegają kontroli sądowo-administracyjnej, a więc i prokurator nie może takiej kontroli uruchomić. Nieuprawniony byłby pogląd, że odmienna jest droga kontroli i wzruszenia decyzji administracyjnych w tej dziedzinie 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.

Zgodnie z art. 183 § 1 KPA prokurator może wziąć udział w każdym toczącym się postępowaniu, a zgodnie z art. 188 KPA służą mu wówczas prawa strony. Prokurator, który uczestniczył w postępowaniu administracyjnym przed Prezesem URE, może zaskarżyć jego nieprawomocną decyzję do Sądu Okręgowego w Warszawie na takich zasadach jak strona postępowania. Otwiera wówczas wskazaną wyżej drogę postępowania cywilnego w sprawie będącej przedmiotem decyzji administracyjnej Prezesa URE.

Decyzje ostateczne prokurator może zaskarżyć poprzez wniesienie sprzeciwu zgodnie z art. 184 KPA. Uruchamia wówczas kontrolę wykonywaną przez samą

administrację i środkami administracyjnymi. Sprzeciw prokuratora powoduje obowiązek wszczęcia z urzędu postępowania administracyjnego i konieczność wydania decyzji administracyjnej, która podlega zaskarżeniu w sposób wyżej wskazany, tj. przed sądem cywilnym w postępowaniu cywilnym.

Jak wynika z powyższego, droga kontroli sądowo-administracyjnej w sprawach z zakresu regulacji energetyki jest w ogóle wyłączona. 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. W obu bowiem sytuacjach uruchamia on procedury prawne, które mogą doprowadzić do kontroli tylko ze strony sądu cywilnego."

Ze swojej strony pragnę zauważyć, że nie są to jedyne przypadki trudności interpretacyjnych wynikających z przemieszania dwóch regulacji o całkowicie odmiennym charakterze: administracyjnoprawnej i cywilnoprawnej. Rozbieżność poglądów w takich samych sprawach zdarzała się także sędziom Sądu Najwyższego¹⁰⁾. A skoro tak, to może należałoby pokusić się o bardziej precyzyjną regulację w tym zakresie? Tym bardziej więc niezbędne jest informowanie społeczeństwa o tych skomplikowanych regulacjach prawnych. Będziemy to nadal czynić na łamach Biuletynu URE.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

10) Takim zagadnieniem, nierozstrzygniętym wskutek rozbieżnego orzecznictwa Sądu Najwyższego, jest kwestia, czy Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, rozpatrując odwołania od decyzji Prezesa URE, powinien stosować

prawo obowiązujące w dniu wydania decyzji, czy w dniu orzekania przez Sąd (patrz: J. Kędzia „Wpływ zmian stanu prawnego na stabilność decyzji Prezesa URE”, Biuletyn URE Nr 1/2004).

TWORZENIE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I RESTRUKTURYZACJA SEKTORA ENERGETYCZNEGO – SPOJRZENIE REGULATORA

dr inż. Tomasz Kowalak

Proces wdrażania rynku konkurencyjnego w Polsce trwa już od ponad 10 lat, przebiega nie zawsze prostą drogą, wykazując chwile przyspieszeń, ale także okresy regresu. Ujawnił całe bogactwo sprzecznych interesów i poglądów (także nieporozumień), zarówno na poziomie przedsiębiorstw, jak i władzy politycznej, a nawet środowiska akademickiego. Przedstawione poniżej rozważania stanowią próbę, dokonaną na kanwie polskich doświadczeń, reasumpcji tych zagadnień, ze szczególnym uwzględnieniem uwarunkowań istotnych dla zapewnienia sprawnego funkcjonowania organu regulacyjnego oraz jego relacji z organami administracji rządowej odpowiedzialnymi za gospodarkę i nadzór właścicielski. Wydaje się, że problemy te są wspólne dla wszystkich rynków infrastrukturalnych, niezależnie od ustroju politycznego i miejsca na Ziemi. Tak więc zgodnie z maksymą, iż lepiej się uczyć na cudzych błędach, można mieć nadzieję, że przemyslenia te mogą okazać się pomocne¹⁾.

1. Rynkowa charakterystyka energii elektrycznej

Charakterystycznymi cechami rynku konkurencyjnego są:

- mobilność popytu względem podaży,
- mobilność podaży względem popytu,
- symetria i równoprawność dostępu wszystkich uczestników rynku do informacji rynkowej,

Ponadto przyjmuje się, że na rynkach konkurencyjnych okres zwrotu nakładów inwestycyjnych mieści się w przedziale 7-15 lat, w niektórych branżach okres ten może być nawet krótszy (4-6 lat).

Energia elektryczna nie spełnia żadnego z ww. warunków kwalifikowania rynku jako konkurencyjnego:

- sieciowy charakter dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, związany z brakiem możliwości efektywnego ekonomicznie magazynowania ener-

gii, wyklucza wzajemną mobilność podaży i popytu w zakresie usług sieciowych,

- monopolistyczna pozycja firm dostarczających energię, w połączeniu z trudną do zrozumienia dla przeciętnego zjadacza chleba techniką wytwarzania i transportu energii, są wykorzystywane do zawłaszczania przez te firmy wyłączności na informację rynkową,
- wreszcie przeciętny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych przekracza 30 lat a kapitałochłonność tych inwestycji w praktyce wyklucza dublowanie projektów inwestycyjnych; co więcej, nakłady poniesione na infrastrukturę energetyczną nie mogą być odzyskane w wyniku upłynnienia wytworzonych aktywów. Wykluczona jest też zmiana ich lokalizacji. Z tego względu nakłady poniesione na infrastrukturę energetyczną noszą miano „kosztów utopionych”.

Na podstawie powyższej analizy można by wyprowadzić wniosek o trwale niekonkurencyjnym charakterze rynku energii. I zgodnie z taką filozofią rynek ten rozwijał się od końca XIX wieku, jako monopol, cyklicznie nacjonalizowany i prywatyzowany. Owa cykliczność przemian własnościowych była bezpośrednim skutkiem niedoskonałości stosowanych narzędzi regulacyjnych, pozostającej w ścisłym związku z całym katalogiem specyficznych cech charakteryzujących energię elektryczną.

Energia elektryczna, z chwilą upowszechnienia, bardzo szybko staje się bowiem nieodzownym atrybutem rozwoju cywilizacyjnego, a to z kolei stwarza pokusę do podejmowania przez władze jak i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się działalnością wytwórczą i sieciową rozmaitych działań, których celem jest próba realizacji głęboko sprzecznych interesów.

Najprostszym skutkiem ujawnienia się atrakcyjności energii elektrycznej dla jej użytkowników jest maksymalizowanie renty monopolu przez przedsiębiorstwa energetyczne, nie poddane jeszcze żadnej zewnętrznej presji regulacyjnej, oraz – w obliczu atrakcyjności nowego rynku – wyniszczająca konkurencja pomiędzy tymi przedsiębiorstwami, realizowana kosztem jakości obsługi odbiorców. Odpowiedzią na te zagrożenia jest poddanie monopolu prywatnego rygorom regulacji ze strony władzy państwowej, która np. poprzez system koncesjonowania porządkuje strukturę podmiotową sektora energetycznego, eliminując groźbę wzajemnego wyniszczania. Ale w to miejsce pojawia się pokusa, by wykorzystać możliwość wpływania na prywatne

1) Tekst miał być kanwą wystąpienia dla rządu Algierii, na konferencji poświęconej kierunkom przekształcania algierskiego rynku energii, w panelu zatytułowanym „Doświadczenia Polski w dziedzinie restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego, prywatyzacji oraz tworzenia rynku”. Cel nie został zrealizowany ze względu na odstąpienie władz tego kraju od planu restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego.

Dla czytelników polskich należy strawestować cytowaną maksymę do postaci iż: „lepiej się uczyć na błędach niż w nich trwać”.

przedsiębiorstwa energetyczne dla celów politycznych, w szczególności w ramach kampanii wyborczych lub zjednywania sympatii obywateli dla aktualnej władzy. Bowiern odbiorca energii jest także wyborcą i można oczekiwać, że będzie sprzyjał tej formacji, która zapewni mu korzystniejszy (tańszy) dostęp do energii. Przeciwną tendencją rodzi pokusa wykorzystania energii elektrycznej dla celów fiskalnych (akcyza). Obydwa ww. działania, pozornie sprzeczne, bo jedno prowadzi do obniżenia kosztu zaopatrzenia w energię a drugie do jego wzrostu, przynoszą podobny skutek: zakłócają równowagę ekonomiczną przedsiębiorstw energetycznych i mogą doprowadzić do wycofania się prywatnego kapitału z tak deformowanego rynku. Skutkiem tego jest dewastacja majątku i powrót do stanu zagrożenia jakości obsługi odbiorców. Niejako naturalną konsekwencją osiągnięcia takiego stanu jest konieczność nacjonalizacji sektora energetycznego i uzdrowienie go poprzez „dokapitalizowanie” z budżetu państwa. Nacjonalizacja sektorów energetycznych, powszechna od lat dwudziestych XX wieku, miała jeszcze jedno podłoże, wynikające z postrzegania ich znaczenia strategicznego. Jednakże monopol państwowy, na ogół charakteryzuje się niższą efektywnością własną, a ponadto większą podatnością na nacisk władzy państwowej na rzecz realizacji celów politycznych (np. poprzez celowe zaniżanie cen energii dla wybranych grup odbiorców) lub fiskalnych. W efekcie koszt jednostkowy zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną wzrasta, ograniczając jej konkurencyjność na rynku międzynarodowym. W skrajnym przypadku, gdy z powodów politycznych w sposób systemowy w kalkulacji cen energii nie uwzględnia się wynagrodzenia zaangażowanego kapitału, postępująca dekapitalizacja majątku prowadzi do ciężkiej niewydolności systemu elektroenergetycznego, która objawia się trwałym deficytem mocy i ograniczeniami w dostawach. Zjawisko takie wystąpiło w Polsce lat przełomu (80/90), aktualnie obserwujemy je m.in. na Kubie. W takich warunkach (o ile doktryna polityczna się temu nie sprzeciwia) gwałtownie wzrasta przychylność dla programów prywatyzacji i „koło regulacji” zaczyna kolejny obrót.

Ułomność regulacji w jej realnie praktykowanym kształcie oraz świadomość wyższości efektywności mechanizmów rynku konkurencyjnego nad jakimkolwiek przejawami administracyjnego oddziaływania na rynek, stanowią asumpt dla „deregulacji”, tj. rezygnacji ze stosowania mechanizmów regulacyjnych na rzecz wolnej konkurencji. Ale działanie to musi być realizowane w sposób, który pozwoli uniknąć pozornego urynkowienia, tj. dopuszczenia swobody rynkowej przedsiębiorstw energetycznych w tych obszarach, które nie spełniają kryteriów rynku konkurencyjnego. Biorąc pod uwagę wymienione na wstępie cechy energii elektrycznej deregulacji podlegać może jedynie wytwarzanie i obrót – realizowane w warunkach skutecznego oddzielenia tych rodzajów działalności od działalności sieciowej.

2. Implikacje dla organów regulacji

Analiza opisanego powyżej scenariusza, typowego dla wielu rynków energetycznych w ich historycznym rozwoju, prowadzi do kilku fundamentalnych wniosków, zasługujących na miano aksjomatów.

- A) sektor energetyczny nie może być pozostawiony grze rynkowej bez nadzoru ze strony wyspecjalizowanego organu regulacyjnego, gdyż w przeciwnym razie wykorzysta naturalne ograniczenia wolnej konkurencji celem zdyskontowania renty monopolu; przykład Niemiec pokazuje, że urzędy antymonopolowe tej roli nie są w stanie wypełnić skutecznie;
- B) organ regulacyjny powinien być maksymalnie niezależny od bieżącej polityki, w taki sposób, by mógł efektywnie przeciwdziałać próbom wykorzystywania sektora energetycznego dla jej doraźnych celów, by mógł skutecznie równoważyć sprzeczne interesy: *na płaszczyźnie politycznej, na której ścierają się interesy:*
- gospodarki (konkurencyjność międzynarodowa, tempo rozwoju),
 - finansów (fiskus),
 - ochrony środowiska (internalizacja kosztów zewnętrznych),
 - polityki społecznej (miejsca pracy, socjalny charakter ochrony wybranych grup odbiorców),
 - polityki właścicielskiej (wartość firm a cena energii),
- jak i na osiach określonych przez relacje biznesowe:*
- przedsiębiorstwa energetyczne – odbiorcy oraz
 - przedsiębiorstwa energetyczne pomiędzy sobą;
- C) organ regulacyjny powinien być stabilny i przewidywalny przynajmniej w okresie życia programów inwestycyjnych. Tylko w takim przypadku inwestor nie będzie narażony na ryzyko regulacyjne – pogorszenia warunków jego działania z chwilą, gdy zaangażowane przez niego środki finansowe zostaną wydatkowane („utopione”).

Warto odnotować, że filozofia regulacji, jako specyficznej formy aktywności państwa nie ogranicza się bynajmniej do energetyki, czy generalnie przemysłów infrastrukturalnych (dostawa wody, telekomunikacja, kolejnictwo), w których z całą ostrością ujawnia się przedstawiona powyżej sprzeczność interesów. Dobrym przykładem zastosowania tej filozofii jest sfera finansów, w której funkcję organu regulacyjnego pełni bank centralny.

Organ regulacyjny spełniający przedstawione powyżej aksjomaty z najwyższym trudem wpisuje się w strukturę „trójwładzy” – odrębnych organów władzy ustawodawczej, wykonawczej i sądowniczej. Ponadto, władza polityczna źle znosi obecność organów od niej niezależnych, których arbitralna postawa zmusza ją do podejmowania trudniejszych i bardziej złożonych działań dla osiągnięcia założonych celów²⁾.

2) Przykładem takiej kontrowersji może być konflikt pomiędzy rządem a bankiem centralnym w kwestii podaży pieniądza ▶

Właściwe umiejscowienie organu regulacyjnego dla energetyki w strukturze władzy stanowi nietrywialne wyzwanie konstytucyjne. Należy je rozpatrywać na płaszczyznach: odpowiedzialności, kompetencji i budżetu, w kontekście zapewnienia Regulatorowi maksymalnej odporności na rozmaite wpływy.

A) W zakresie odpowiedzialności najbardziej właściwe wydaje się podporządkowanie organu regulacyjnego bezpośrednio najwyższemu organowi władzy państwowej: parlamentowi, prezydentowi lub królowi, zależnie od przyjętego ustroju. W Polsce Prezes URE w pierwotnym brzmieniu Prawa energetycznego, podporządkowany był bezpośrednio premierowi rządu, co już stanowiło ograniczenie jego niezależności względem modelu idealnego. W wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne niezależność Prezesa URE została dodatkowo osłabiona poprzez podporządkowanie go ministrowi właściwemu w sprawach gospodarki. Jedynym atrybutem niezależności pozostała kadencyjność sprawowania urzędu, w cyklu 5-letnim, niezależnym od kalendarza wyborów parlamentarnych. Podporządkowanie Prezesa URE rygorom procedur konkursowych, jakim miały być poddane centralne organy administracji, może być pre-tekstem do podważenia także tego atrybutu niezależności³⁾. Odrębnym problemem jest

▶ dza jako środka równoważenia deficytu budżetowego. Zna-
ne są z przeszłości (także w Polsce) działania polegające
na dodruku „pustych pieniędzy” celem formalnego zrów-
noważenia budżetu, znane są też konsekwencje takiej poli-
tyki, w postaci hiperinflacji. Aktualnie w Polsce obserwujemy,
ze strony różnych ugrupowań politycznych, próby
ograniczenia niezależności banku centralnego, podporządko-
wania go ministrowi finansów i zmuszenia tym samym
do dostosowania kreowanej przez bank polityki monetarnej
do doraźnych potrzeb gospodarczych. Taki styl sprawa-
rowania rządów źle wróży skuteczności wypełniania misji
regulacyjnej, nie tylko w sferze finansów, ale także we wszyst-
kich przemyśłach infrastrukturalnych, z energiką włącznie.
Znamienne jest to, że potrzeba zapewnienia niezależności
„regulatora finansowego” generalnie łatwiej dociera
do świadomości autorów zrębów ustrojowych państw.
Instytucjonalne rozdzielenie ministra finansów i banku cen-
tralnego, z podporządkowaniem tego ostatniego wprost par-
lamentowi jest rozwiązaniem na świecie dość powszechnie
praktykowanym. Na przykładzie Polski: Rada Polityki
Pieniężnej (faktyczny organ regulacyjny), funkcjonująca
przy banku centralnym, powoływana jest przez Parlament
i Prezydenta i ma w ten sposób zapewnioną niezależność
od rządu.

Organy regulacyjne dla energetyki na świecie takiej
niezależności nie mają zapewnionej, bywa, że stanowią
jedynie departament w strukturze ministerstwa właściwego
dla spraw gospodarki. Bywa, że decyzje regulacyjne
(np. decyzje taryfowe) podejmuje minister gospodarki
a organ regulacyjny stanowi jedynie ciało doradcze. Oce-
niając niezależność organu regulacyjnego można wówczas
mówić o grze pozorów.

3) Na kanwie podporządkowania URE rygorom ustawy o Służ-
bie cywilnej warto zadać pytanie (retoryczne), czy ustawa
o Służbie cywilnej ma zastosowanie do struktur Narodowe-
go Banku Polskiego?

zapewnienie, by organ regulacyjny nie stał się źró-
dłem władzy absolutnej. Od jego rozstrzygnięć musi
więc przysługiwać tryb odwoławczy, dostępny dla
wszystkich uczestników procesu regulacji. W polskim
przypadku od decyzji Prezesa URE przysługuje od-
wołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
organu władzy sądowniczej wyspecjalizowanego w tej
problematyce. I w tym miejscu warto przeanalizować
pewną niespójność systemu prawnego. Organ regulacyjny
jest organem administracji rządowej, a co do zasady
odwołania od decyzji takich organów przysługują do
Naczelnego Sądu Administracyjnego. Sąd ten nie roz-
strzyga zaskarżonych spraw co do istoty, orzeka jedynie,
czy w postępowaniu organu administracji nie popełniono
błędów proceduralnych. Jeżeli je stwierdzi – odsyła
sprawę do ponownego rozpatrzenia. W przypadku
decyzji regulacyjnych jest inaczej. Sąd Ochrony Kon-
kurencji i Konsumenta rozstrzyga co do istoty roz-
patrywanych spraw, w szczególności samodzielnie
zmieniając decyzje regulacyjne. Z tego względu
można go określić mianem Superregulatora, a z tego
punktu widzenia Prezes URE nie jest traktowany jak
centralny organ administracji rządowej.

B) W zakresie kompetencji ze szczególną ostrością
ujawnia się specyfika „władzy regulacyjnej” i jej
sprzeczność z konstytucyjnym kanonem rozdziel-
onej trójwładzy. Otóż, ze względu na konieczność
uwzględniania w decyzjach regulacyjnych aspektów
technologicznych wytwarzania i transportu energii,
a także ze względu na wzajemne powiązania i uza-
leźnienie wszystkich uczestników rynku energii,
Regulator – w jednym organie – skupiać winien wybra-
ne atrybuty władzy:

- ustawodawczej (wdrażanie do powszechnego
stosowania zasad regulacji i dokumentów regu-
lujących stosunki wzajemne pomiędzy uczestni-
kami rynku),
- wykonawczej (we władczy sposób podejmuje de-
cyzje w sprawach koncesji, taryf i planów rozwo-
ju przedsiębiorstw energetycznych),
- sądowniczej (rozstrzyga spory pomiędzy przed-
siębiorstwami energetycznymi a także w relacji
przedsiębiorstwo energetyczne – odbiorca).

Na przykładzie Polski, purystyczne zachowanie
zasad konstytucji, zgodnie z którymi Regulator pozba-
wiony jest kompetencji do stanowienia prawa po-
wszechnie obowiązującego, prowadzi do dramatycz-
nego osłabienia skuteczności konstruowania ram
prawnych regulacji. Minister Gospodarki, jako gospo-
darz ustawy – Prawo energetyczne i organ władny do
wydawania aktów wykonawczych do tej ustawy, znaj-
duje się pod znacznie silniejszą presją przedsiębiorstw
sektora, ma do zrealizowania swoje interesy wynika-
jące z priorytetów doraźnej polityki i nie jest w stanie skon-
sumować wiedzy merytorycznej zgromadzonej w or-
ganie regulacyjnym. Efektem jest opóźnienie procesu
legislacyjnego i jego bardzo kontrowersyjna jakość.

Rzeczą znaną jest, że polskich konstytucjonalistów nie dziwi uprawnienie Rady Polityki Pieniężnej do stanowienia (w drodze decyzji) stóp procentowych, które stają się powszechnie obowiązujące dla wszystkich uczestników rynku bankowego i wywierają określony wpływ na ekonomikę poszczególnych przedsiębiorstw i stan całej gospodarki.

Alternatywne do opisanego powyżej, ustanowienie organu regulacyjnego poza strukturą władzy publicznej – jako przedsiębiorstwa wchodzącego w skład sektora (model taki był rozważany na etapie projektowania tej instytucji), tylko na pozór pozwala uniknąć podstawowych wad wymienionych powyżej. Trudniej jest bowiem takiej strukturze zachować niezależność od najsilniejszych uczestników rynku energii, trudniej również egzekwować rozstrzygnięcia, które z racji sprzeczności interesów nie mają szans na uzyskanie konsensusu a w żaden sposób nie mogłyby mieć waloru aktów prawa.

Nie mniej ważne od kompetencji formalnych są kompetencje merytoryczne. Organ regulacyjny musi być w stanie zgromadzić wokół siebie (w ramach struktury organizacyjnej lub poza nią), kadre w szczególności sposobem kwalifikowaną: kompetentną w zakresie problematyki technicznej (funkcjonowania systemu) ekonomicznej i prawnej, zaangażowaną w realizację jego misji, odporną na wpływ partykularnych interesów.

- C) Sposób finansowania działalności regulacyjnej jest kolejną przesłanką dla niezależności Regulatora lub jej braku. Wydaje się, że właściwym rozwiązaniem jest budowanie budżetu organu regulacyjnego w separacji od budżetu centralnego, w ciężar opłat koncesyjnych. Możliwe jest wówczas budowanie strategii regulacji z wykorzystaniem wsparcia zewnętrznego (outsourcing) i optymalizowanie struktur organizacyjnych organu. Możliwe jest wówczas prowadzenie polityki płacowej wobec personelu zatrudnionego w strukturze organu w sposób stymulujący pozytywną selekcję kadr oraz zwiększający odporność na korupcję. Arbitralna redukcja środków na działalność Regulatora, przyznawanych rokrocznie z budżetu centralnego, może być niezwykle skutecznym narzędziem dla ograniczenia niewygodnej (doraźnie) aktywności Regulatora. Dodatkowo, trudno się oprzeć wrażeniu, iż obserwowane aktualnie dramatyczne wręcz ograniczenie wysokości budżetu URE w porównaniu do wpływów z opłat koncesyjnych stanowi sprzeniewierzenie pierwotnemu założeniu dotyczącemu sposobu ich kalkulacji i z opłat koncesyjnych czyni kolejny ukryty podatek na cele „ogólnobudżetowe”.

Wtłoczenie organu regulacyjnego w ramy właściwe dla centralnego organu władzy wykonawczej, tak jak uczyniono to w Polsce, pozbawienie go inicjatywy legislacyjnej, poddanie personelu organu regulacyjnego rygorom ustawy o Służbie Cywilnej a realizowanych procedur wymogom kpa, odbywa się więc (w sposób

zamierzony lub nie) kosztem utraty jego podstawowych (aksjomatycznych) atrybutów.

3. Misja Regulatora: równoważenie interesów w horyzoncie krótko- i długoterminowym

Podstawową misją Regulatora jest równoważenie interesów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami energii. Potrzeba niezależności, której poświęcone były wcześniejsze rozważania, jest warunkiem koniecznym dla jej realizacji.

Głównymi problemami, wobec których staje Regulator są:

- diametralna zmienność w czasie charakteru gry interesów uczestników rynku energii oraz
- oligopolowy charakter relacji, jakie łączą uczestników rynku.

Analizując grę interesów pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcami, zaopatrywanymi w energię przez to przedsiębiorstwo, wyróżnić można dwa horyzonty czasowe:

- krótkoterminowy, w którym interesy stron są sprzeczne i
- długoterminowy, w którym interesy tych samych stron stają się zgodne.

Wynika to z następującej specyfiki relacji łączących strony. W krótkim horyzoncie czasowym odbiorca jest zainteresowany pozyskaniem energii jak najtaniej, zaś przedsiębiorstwo dostarczeniem mu jej po cenie jak najwyższej, gwarantującej maksymalizację zysku (realizację renty monopolu). Spełnienie każdego z ww. scenariuszy jest w długoterminowym horyzoncie katastrofalne dla obu stron. W pierwszym przypadku zaniżenie przychodów przedsiębiorstw poniżej przychodu uzasadnionego prowadzi do upośledzenia procesów remontowych, modernizacji i odtwarzania majątku, w skrajnym przypadku do wycofywania się inwestorów i bankructw. Skutkuje to pogorszeniem jakości i niezawodności dostaw, generującym straty po stronie odbiorców, wyższe od korzyści osiągniętych wcześniej z zaniżenia kosztów zaopatrzenia w energię. W drugim przypadku drenaż finansowy odbiorców prowadzi do ograniczania popytu (wbrew pozorom popyt na energię elektryczną nie jest sztywny), przenoszenia działalności gospodarczej na inne, atrakcyjniejsze rynki. W efekcie powoduje to utratę przychodów po stronie przedsiębiorstw energetycznych ze skutkami analogicznymi jak w wariantcie pierwszym. Niestety, większość decyzji gospodarczych podejmowana jest pod presją chwili, a tym samym jest zdominowana przez kalkulację wynikająca z oceny interesu krótkoterminowego. Podobny charakter mają funkcje narzucane Regulatorowi, jeżeli nie może cieszyć się pełną niezależnością.

Rolą Regulatora jest antycypowanie wirtualnego punktu równowagi w obliczu ścierających się interesów krótkoterminowych, w taki sposób, by nie dopuścić do trwałej dominacji interesu jednej ze stron. W przeciwnym razie skutki ewentualnych błędów regulacji ujawnić się mogą w okresie kilkunastu lat od samej decyzji. Przykładem

takiej sytuacji jest rozwój kryzysu kalifornijskiego, zapoczątkowanego decyzją podważającą zaufanie inwestorów do Regulatora, podjętą na początku lat osiemdziesiątych, kiedy to inwestujący w aktywa wytwórcze pozbawieni zostali oczekiwanego wynagrodzenia kapitału⁴⁾.

Nieco odmienny charakter ma równoważenie interesów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi. W tym przypadku nie występuje zjawisko „odwracania znaku”, sprzeczność interesów ma charakter trwały. Istotnego znaczenia nabiera natomiast siła oddziaływania wybranych uczestników rynku (także siła polityczna), oraz potrzeba symetrycznego (niedyskryminującego) traktowania poszczególnych przedstawicieli homogenicznych z natury grup uczestników rynku, jakimi są na przykład spółki dystrybucyjne, wytwórcy lub przedsiębiorstwa obrotu. Na tym tle szczególnej wartości nabiera oparcie decyzji regulacyjnych na wynikach analiz porównawczych, które co do zasady wdrażane są w celu ograniczenia asymetrii informacyjnej pomiędzy Regulatorem a podmiotami regulowanymi.

4. Korelacje i konflikty funkcji regulacyjnych i nadzoru właścicielskiego

W ramach problematyki regulacyjnej na odrębną uwagę zasługuje aspekt właścicielski. Jakkolwiek jest prawdą, że metodyka regulacji powinna być obojętna na status własnościowy regulowanych przedsiębiorstw (i w przypadku Polski tak jest), to całkowitym nieporozumieniem jest ignorowanie problematyki regulacyjnej w decyzjach podejmowanych przez właściciela majątku energetycznego, zwłaszcza w okresie, gdy majątek ten, dotychczas państwowy, podlega procesowi prywatyzacji i/lub przemian strukturalnych (konsolidacji poziomej lub pionowej). Zagadnienie to nabiera szczególnej ostrości, kiedy jednocześnie, w ramach liberalizacji rynku energii podejmuje się działania na rzecz likwidacji długoterminowych zobowiązań do zakupu energii, stanowiących gwarancję dla programów inwestycyjnych (KDT).

I znów analizę problemu można (trzeba) prowadzić na dwóch płaszczyznach:

- strategicznej (w jaki sposób przekształcenia strukturalne wpływają na politykę regulacyjną) i
- taktycznej (w jaki sposób kształtować proces przemian strukturalnych aby zachować możliwość płynnej realizacji procesów regulacyjnych).

Przede wszystkim zaś konieczna jest wstępna analiza celów podejmowanych działań właścicielskich oraz ich ewentualnych skutków w warunkach sektora regulowanego.

Jeżeli bowiem założyć, że celem nadrzędnym jest długofalowa równowaga pomiędzy podmiotami rynku

energii, pozwalająca na zoptymalizowanie kosztów zaopatrzenia gospodarki w energię i zoptymalizowanie (w tym zakresie) jej konkurencyjności (cel zbieżny z priorytetem misji Regulatora), to przekształcenia strukturalne i własnościowe powinny być podejmowane w taki sposób, by realizacji tego celu sprzyjać, a w żadnym razie go nie utrudniać. I odwrotnie, jeżeli priorytetem właściciela jest maksymalizacja przychodów do budżetu (funkcja fiskalna prywatyzacji) lub maksymalizacja wartości firm oczekiwana w wyniku ich konsolidacji, to trzeba pamiętać, że skutkiem ubocznym procesu będzie pogorszenie jakości regulacji i w efekcie pogorszenie warunków funkcjonowania podmiotów – odbiorców energii a dalej obniżenie konkurencyjności gospodarki. W takim przypadku właściciel przedsiębiorstw energetycznych podejmujący proces ich konsolidacji bądź prywatyzacji realizuje grę o sumie zerowej: korzyści (być może doraźne) z realizowanych przemian osiągnięte będą kosztem reszty gospodarki w wymiarze długofalowym.

Problem ten można zilustrować na przykładzie wartości firmy energetycznej. W warunkach rozwiniętego rynku regulowanego podmioty sieciowe (operatorzy systemów przesyłowych i rozdzielczych) funkcjonują jako podmioty regulowane i wartość ich jest zdeterminowana przez regulowany zwrot na kapitale. Działalność pozostała firm energetycznych realizowana jest w warunkach rynku konkurencyjnego i to on wyznacza wartość poszczególnych firm. Konsolidacja pionowa realizowana w imię wzrostu wartości prowadzi do następującej sprzeczności:

- albo w wyniku konsolidacji następuje osłabienie oddziaływania Regulatora (jako rezultat utraty przejrzystości przepływów) i firma realizuje zamierzony wzrost swojej wartości poprzez podniesienie cen na oferowany towar i usługę – kosztem obniżenia wartości firm będących odbiorcami energii,
- albo, jeżeli Regulator zachowuje dotychczasową skuteczność oddziaływania, firma nie znajduje możliwości podniesienia przychodów, a księgowy wzrost wartości objawia się ujemnym wynikiem, kompromitującym cel dokonanej przekształcenia.

Odrębnym scenariuszem może być oczywiście wzrost wartości zrealizowany jako efekt synergii i poprawy efektywności, ale trzeba pamiętać, że w kolejnym przeglądzie regulacyjnym⁵⁾ zadaniem Regulatora jest częściowe przeniesienie tego efektu na odbiorców, co w praktyce oznacza stopniowy powrót wartości firmy do poziomu założonego przez Regulatora. Trzeba odnotować, że w przypadku konsolidacji pionowej, prowadzącej do mieszania różnych działalności w jednej firmie, najbardziej prawdopodobny jest jednak scenariusz pierwszy, w którym dojść może dodatkowo do synergii nieefektywności.

4) Także ten aspekt funkcjonowania organu regulacji wskazuje na potrzebę jego maksymalnej stabilizacji w czasie, wyrażoną w długości kadencji, prawie do wielokrotnego pełnienia funkcji przez te same osoby i ściśle określonego, ograniczonego do obiektywnych kryteriów, katalogu okoliczności uprawniających organ nadrzędny do odwołania Regulatora przed upływem kadencji.

5) Cyklicznie realizowany proces regulacji polega na okresowej (np. raz na trzy lata) analizie uzasadnionych kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, zdefiniowaniu celu, jakim jest oczekiwany poziom poprawy efektywności operacyjnej funkcjonowania i podziału korzyści z uzyskanej poprawy efektywności pomiędzy przedsiębiorstwo i odbiorców w kolejnym okresie regulacji.

Wydaje się, że przedsiębiorstwa energetyczne regulowane (a takimi są przedsiębiorstwa sieciowe) powinny być chronione przed możliwością konsolidacji z podmiotami realizującymi swą aktywność na rynku konkurencyjnym (wytwarzanie i obrót energią, usługi niesieciowe itp.) W tym kierunku zmierza Dyrektywa 2003/54/WE, wymagająca wydzielenia prawnego operatorów sieci przesyłowych i operatorów sieci rozdzielczych. Przedsiębiorstwa te winny być traktowane w sposób nieco odmienny od pozostałych podmiotów prawa handlowego. Z uwagi na charakter prowadzonej działalności – usługi interesu ogólnego, oraz poddanie ich wartości jurysdykcji organu regulacyjnego, można by je określić mianem przedsiębiorstw „limited profit”. Nie prowadzą bowiem klasycznej działalności „non profit” – brak perspektywy zysku byłby zbyt odstraszcający dla niezbędnych w tej branży inwestorów, ale też błędem jest narzucanie im misji maksymalizacji zysku, właściwej dla podmiotów działających na rynku konkurencyjnym. Aktualnie w Polsce zarządy spółek energetycznych poddane są sprzecznym sygnałom: presji ze strony rad nadzorczych i właściciela na rzecz maksymalizowania zysku, zgodnie z wymaganiami kodeksu spółek handlowych, z drugiej zaś ograniczeniom regulacyjnym. Skutek tego jest taki, że postępowanie zgodne z wymaganiami Regulatora postrzegane jest jako działanie na szkodę spółki, co niepotrzebnie wydłuża i komplikuje np. procedury taryfowe.

Odłącznym zagadnieniem jest konieczność synchronizacji w czasie skutków decyzji właścicielskich i procesów regulacyjnych. W szczególności proces zatwierdzenia taryf dla sektora elektroenergetycznego wymaga gromadzenia i przetworzenia znacznych ilości danych. Muszą one być wiarygodne a procedura analiz i kolejnych rund negocjacji rozciąga się na przestrzeni kilku miesięcy. Doprawdy trudno sobie wyobrazić, by w tym czasie mogła nastąpić np. zmiana struktury podmiotowej, gdyż całą procedurę, poczynając od gromadzenia danych, należałoby rozpocząć od nowa. Procesy regulacyjne odbywają się w określonym cyklu, mają swój rytm, dlatego potrzeba dostosowania dotyczyć musi strony nadzoru właścicielskiego.

5. Uwarunkowania istotne dla konstrukcji rynku

Budując rynek energii, projektując jego ewolucję w kierunku rynku konkurencyjnego, niezbędne jest uwzględnianie wielu czynników. Dwa z nich, z niezrozumiałych powodów wydają się być pomijane. Jednym jest czynnik geograficzny: rozległość obszaru, na którym ten rynek funkcjonuje, konfiguracja i stan sieci przesyłowej oraz charakter i skala powiązań z rynkami sąsiednimi. Drugim czynnikiem, o znaczeniu tym większym, im słabsze jest powiązanie z sąsiadami, jest charakterystyka źródeł wytwórczych na tym rynku zlokalizowanych.

Aktualnie budowany jest wspólny rynek energetyczny w Europie, nośnym hasłem jest poszerzenie go na wschód, tak, by sięgnął do Władawostoku. Architektki tej idei zdają się nie dostrzegać bezwzględnych ograni-

czeń technologicznych przesyłu energii elektrycznej prądem trójfazowym o częstotliwości 50 Hz na duże odległości. Zdają się również lekceważyć problemy jakie niosą ze sobą przepływy kołowe (karuzelowe) i konieczność utrzymania rozległych systemów w równowadze dynamicznej. Wydaje się, że w sytuacji, gdy napięcie przesyłowe w Europie w zasadzie nie przekracza 400 kV, bardziej racjonalnym podejściem jest rozpatrywanie połączeń i współpracujących ze sobą rynków lokalnych i takie są rekomendacje CEER-u i ERGEG-u. Faktycznie wspólny rynek w wymiarze międzykontynentalnym wymagałby najpierw wybudowania sieci szkieletowej wykorzystującej znacznie wyższe napięcie przemiennie (1 050 kV, może 1 500 kV) lub stałoprądowej (np.: +/-750 kV). Należy bowiem pamiętać, że dla prądu o częstotliwości 50 Hz długość fali elektromagnetycznej wynosi 6 000 km, więc przy tak rozległej rozbudowie jednolitego systemu do problemu przepływów kołowych i rozplywów mocy biernej, dodatkowo dochodzi potrzeba opanowania zagadnień linii długiej, tj. zjawisk, jakie zachodzą w przypadku, gdy długość układu przesyłowego jest porównywalna z długością fali elektromagnetycznej napięcia roboczego.

Ze względów praktycznych celowe więc wydaje się ograniczanie projektów rynkowych do „basenów” o promieniu rzędu 1 000 km, ze ściśle skodyfikowanymi, transparentnymi zasadami dostępu do linii wymiany międzysystemowej. Natomiast wewnątrz takiego „basenu” kluczowego znaczenia dla architektury rynku nabiera charakterystyka źródeł energii i wydolność systemu przesyłowego. Zupełnie inaczej (znacznie łatwiej) jest zaprojektować rynek, na którym np. dominują źródła wodne lub gazowe, które bez problemu pozwalają się prowadzić „z godziny na godzinę”, a nawet w interwałach krótszych, a istniejąca sieć przesyłowa o układzie kratowym praktycznie nie ujawnia ograniczeń, na drugim końcu tej skali są źródła jądrowe, projektowane do pracy ze stałym obciążeniem, rozmieszczone w sieci niedostosowanej do aktualnej dyslokacji generacji i obciążenia. Z oczywistych względów projektowanie rynku konkurencyjnego jest tym trudniejsze im wyższy jest poziom dominacji „sztywnych” źródeł w generacji ogółem, odniesiony do zmienności obciążenia. W praktyce nie jest więc możliwe przenoszenie pomiędzy różnymi rynkami lokalnymi gotowych rozwiązań lub upowszechnianie standardowych „jedynie słusznych” koncepcji.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Taryf URE

PROBLEMY USTALANIA CEN I ROZLICZEŃ ZA CIEPŁO W KRAJACH EUROPY ŚRODKOWEJ I WSCHODNIEJ

Witold Cherubin ¹⁾

1. Wprowadzenie

Artykuł niniejszy opracowano na podstawie raportu Światowej Rady Energetycznej „Regulacja Ciepłownictwa i Gospodarki Skojarzonej w Europie Środkowej i Wschodniej” (Londyn, lipiec 2004)²⁾, w którym przedstawiono wyniki prac międzynarodowego zespołu ds. problemów regulacji ciepłownictwa i gospodarki skojarzonej w przekształcających się krajach. Wyniki prac zespołu zostały przyjęte na spotkaniu Grupy Krajów Europy Środkowej i Wschodniej Światowej Rady Energetycznej.

W pracach międzynarodowego zespołu uczestniczyli eksperci z 13 krajów, w których zarówno sytuacja eko-

nomiczna, jak i rozwój ciepłownictwa, są mocno zróżnicowane. Podstawowe dane charakteryzujące sytuację socjoekonomiczną i stan ciepłownictwa w tych krajach przedstawiono w tabeli 1.

Zestawienie to wskazuje, że mimo dużego zróżnicowania stopnia rozwoju ciepłownictwa, poziom cen ciepła jest zbliżony (wyjątek stanowią Rosja i Rumunia), przy czym zróżnicowanie cen zależy w znacznym stopniu od rodzaju (struktury) paliw zużywanych w źródłach ciepła oraz polityki cenowej w odniesieniu do różnych rodzajów paliw i energii.

Tabela 1. Sytuacja socjoekonomiczna i stan ciepłownictwa w wybranych krajach (dane 2000/2001)

Kraj	Ludność [mln osób]	Dochód narodowy [EUR/osobę]	Bezrobocie [%]	Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych	Moc cieplna [MW]	Ciepło oddane do sieci [GWh]	Cena ciepła bez VAT [EUR/MWh]	VAT [%]
Chorwacja	b.d.	b.d.	b.d.	1	2 310	9 127	b.d.	b.d.
Czechy	10,3	13 308	8,8	654	36 947	41 358	25 - 75	5 i 22 ⁵⁾
Dania	5,3	25 488	4,4	402	14 596	32 972	51 ²⁾	25
Finlandia	5,2	23 007	9,8	175	18 570	31 840	37 ²⁾	22
Litwa	3,7	7 443	16,0	47	17 200	14 608	32 ²⁾	9 i 18 ⁶⁾
Łotwa	2,4	6 767	14,6	40	8 852	6 863	18 - 47	9 i 18 ⁶⁾
Macedonia	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Polska	38,7	9 022	16,1	ok. 3 000	71 979	88 192	23 - 47	22
Rosja	145,5	7 218	9,8	188 700 ¹⁾	b.d.	1 997 300	12 ³⁾	20
Rumunia	22,4	5 188	7,2	ok. 200	3 009	29 776	17 ⁴⁾	20
Słowacja	5,4	10 827	18,8	9	3 773	7 888	max 35	20
Słowenia	2,0	15 564	7,0	3	1 822	1 219	b.d.	b.d.
Węgry	10,0	11 503	6,4	150	13 418	19 400	26 - 45	12

Źródła: Eurostat, OECD, EUROHEAT & POWER, materiały konferencji IEA (Praga, luty 2004), materiały konferencji WEC (Moskwa, marzec 2004).

Objaśnienia:

- 1) liczba źródeł ciepła (bez lokalnych kotłowni);
 - 2) średnioważona cena ciepła;
 - 3) średnia cena ciepła wynosi ok. 12 EUR/MWh, a koszty osiągają 215 EUR/MWh;
 - 4) cena wynikająca z kosztów wynosi od ok. 23 do 52 EUR/MWh;
 - 5) podatek VAT dla sektora ciepłownictwa wynosi 5%, dla pozostałych sektorów 22%;
 - 6) podatek VAT dla gospodarstw domowych wynosi 9%, dla pozostałych odbiorców 18%;
- b.d. – brak danych.

1) Autor przewodniczył pracom międzynarodowego zespołu ds. problemów regulacji ciepłownictwa i gospodarki skojarzonej, który w 2002 r. został powołany przez Światową Radę Energetyczną.

2) Raport jest dostępny w jęz. angielskim – adres e-mail: info@worldenergy.org.

Sytuacja makroekonomiczna w 11 przekształcających się krajach jest również zróżnicowana, co w znacznym stopniu zależy od zakresu i tempa wprowadzanych reform gospodarczych. Z tabeli wynika, że sytuacja ekonomiczna jest w tych krajach znacznie gorsza niż w Danii i Finlandii. Dla porównania można podać, że w 15 „starych” krajach Unii Europejskiej dochód narodowy na mieszkańca wynosił średnio 22 556 Euro w skali roku, a w omawianych krajach Europy Środkowej i Wschodniej był on od 1,4 do 4,3-krotnie niższy. Natomiast poziom cen ciepła nie wykazuje takich dysproporcji, gdyż w 15 „starych” krajach Unii Europejskiej średnie ceny ciepła kształtowały się na poziomie od 27 do 69 Euro/MWh.

Wywołuje to określone reperkusje, wynikające przede wszystkim z sytuacji ekonomicznej ludności, która w niektórych krajach Europy Środkowej i Wschodniej nie jest w stanie pokryć relatywnie wysokich kosztów zaopatrzenia w ciepło. Jest to jeden z powodów, dla których we wszystkich tych krajach ceny ciepła są regulowane. Nie jest to jednak jedyny powód powołania organów regulacyjnych, gdyż głównym powodem ich ustanowienia jest fakt, że wszelkie usługi przesyłowe realizowane za pomocą sieci mają cechy naturalnego monopolu, w stosunku do którego nie działają prawa rynku.

W związku z tym prawodawstwo Unii Europejskiej przewiduje powołanie we wszystkich krajach członkowskich organów regulacyjnych dla elektroenergetyki i gazownictwa (z uwagi na ogólnokrajowy i międzynarodowy zasięg sieci), natomiast w odniesieniu do systemów ciepłowniczych, pozostawia tą kwestię do decyzji rządów poszczególnych krajów. Jednakże również w „starych” krajach członkowskich UE zostały powołane organy regulujące ceny ciepła (np. Dania). Trzeba przy tym wskazać, że polityka energetyczna Unii Europejskiej przewiduje znaczny rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, a co za tym idzie również rozwój ciepłownictwa.

Trwające dwa lata prace międzynarodowego zespołu dotyczyły polityki energetycznej oraz roli organów regulacyjnych i sposobu regulowania cen ciepła, a celem tych prac było dokonanie porównań i uogólnień w sferze funkcjonowania tych organów w aspekcie osiągnięcia głównych celów, jakimi są: racjonalne wykorzystanie zasobów energetycznych, ograniczenie zanieczyszczenia środowiska (w tym emisji gazów cieplarnianych wpływających na zmiany klimatu) oraz równoważenie interesów odbiorców i „sieciovych” dostawców ciepła (stanowiących naturalny monopol). W toku prac okazało się, że jest to bardzo skomplikowane zadanie z uwagi na specyfikę poszczególnych krajów i dużą różnorodność przyjętych rozwiązań legislacyjnych i organizacyjnych, niemniej udało się wyłonić szereg problemów wspólnych dla wszystkich krajów uczestniczących w pracach zespołu, a także problemy wymagające dodatkowych badań.

2. Problemy związane z różnymi zasadami ustalania cen ciepła i ich regulacji

We wszystkich krajach uczestniczących w pracach zespołu prowadzona jest określona polityka energetyczna, której głównym celem jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Realizacja tej polityki wymagała stworzenia odpowiednich ram prawnych i form organizacyjnych, co omówiono poniżej.

2.1. Podstawy prawne funkcjonowania sektora energii

W zasadzie wszystkie kraje stworzyły ramy prawne dla realizacji własnej polityki energetycznej, przy czym w niektórych krajach wydano jedną ustawę (zazwyczaj nazywaną Prawem energetycznym), obejmującą wszystkie trzy sieciowe sektory energetyczne wraz z problematyką skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz efektywnego wykorzystywania energii, a w innych

Tabela 2. Akty prawne określające zasady funkcjonowania sektora energii w poszczególnych krajach

Kraj	Prawo energetyczne	Ustawa o zaopatrzeniu w ciepło	Ustawa o zaopatrzeniu w energię elektryczną	Ustawa o zaopatrzeniu w gaz	Ustawa o efektywności energetycznej
Chorwacja	tak	w opracowaniu	tak	tak	
Czechy	tak				tak
Dania		tak	tak		
Finlandia			tak		
Litwa	tak	tak	tak	tak	
Łotwa	tak				
Macedonia	tak				
Polska	tak				
Rosja					tak (dekret)
Rumunia			tak		
Słowacja	tak				w opracowaniu
Słowenia	tak				
Węgry		tak	tak	tak	tak

Źródło: wyniki prac zespołu.

krajach wydano odrębne ustawy dla poszczególnych sektorów sieciowych (energia elektryczna, gaz, ciepło).

W niektórych krajach wydano też odrębną ustawę dotyczącą efektywności energetycznej.

Tylko w Rosji dotychczas nie wydano ani ustawy Prawo energetyczne, ani innych ustaw (obowiązuje znaczna liczba dokumentów wydanych przez administrację Prezydenta Federacji Rosyjskiej – dekrety, decyzje rządu itp., a od kilku lat trwają prace nad ustawą Prawo energetyczne).

W tabeli 2 przedstawiono jak zróżnicowany jest stan prawny w tym zakresie.

Ponadto w poszczególnych krajach obowiązują inne ustawy oraz akty wykonawcze, które zawierają przepisy związane z ustalaniem cen oraz określające uprawnienia organów regulacyjnych i ich organizację. W większości wymienionych krajów wszystkie trzy „sieciowe” sektory energetyczne podlegają regulacji jednego centralnego organu (komisji, urzędu itp.), ale istnieją też inne rozwiązania organizacyjno-prawne:

1. Na Łotwie obowiązuje ustawa o regulacji dostawców publicznych, na mocy której powołana została centralna Komisja ds. Dostawców Publicznych i kilkunastu niezależnych regulatorów na szczeblu miast. Centralna Komisja reguluje funkcjonowanie sektora energetycznego, z tym, że w zakresie ciepłownictwa zajmuje się ona jedynie skojarzonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej. Dostawcy ciepła wytwarzanego w ciepłowniach (bez skojarzenia) podlegają jurysdykcji niezależnych, miejskich regulatorów, którzy nie koordynują wzajemnie swoich poczynań, a ich działalność nie jest również koordynowana przez Centralną Komisję. Działalność tych miejskich regulatorów jest nominalnie nadzorowana przez władze lokalne; stwarza to jednak zagrożenie dla ich niezależności i zwiększa możliwość oddziaływania lokalnych polityków na decyzje lokalnych regulatorów.
2. Na Węgrzech zarówno wydawanie koncesji, jak też ustalanie cen ciepła jest prowadzone częściowo przez organ regulacyjny, a częściowo przez władze miejskie. Koncesje dla elektrociepłowni o mocy elektrycznej powyżej 50 MW wydaje Węgierski Urząd Energetyczny, a taryfy dla tych źródeł ciepła są ustalane przez Ministra Gospodarki i Handlu, natomiast dla pozostałych źródeł ciepła koncesje wydawane są przez władze miejskie, które ustalają również ceny ciepła dla odbiorców zasilanych z tych źródeł, a także dla ciepła przesyłanego z elektrociepłowni za pośrednictwem sieci ciepłowniczych przez przedsiębiorstwa posiadające koncesje wydane przez władze miasta.
3. W Rosji istnieje Federalna Komisja Regulacyjna i Komisje Regionalne. Federalna Komisja ustala taryfy w hurtowym obrocie energią elektryczną i ciepłem (między przedsiębiorstwami energetycznymi), natomiast Komisje Regionalne ustalają taryfy dla gazu (hurtowe i dla odbiorców końcowych) oraz taryfy dla

energii elektrycznej i ciepła, dostarczanych odbiorcom końcowym. Komisje te nie zajmują się koncesjonowaniem (przedsiębiorstwa są państwowe), natomiast ustalają taryfy (ceny). Ponadto Federalna Komisja określa zasady prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego według kryteriów rynkowych oraz zajmuje się stopniowym eliminowaniem subsydiowania skrośnego między odbiorcami i wprowadzaniem mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze energii.

4. W Rumunii istnieją trzy organy regulacyjne, podporządkowane różnym ministrom, a koordynacja ich działalności jest niewystarczająca. Są to działające niezależnie od siebie organy:

- 1) ds. regulacji sektora elektroenergetycznego, którego działalność dotyczy zaopatrzenia w energię elektryczną wraz ze skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła;
- 2) ds. regulacji sektora gazowniczego, którego działalność dotyczy zaopatrzenia w gaz ziemny;
- 3) ds. regulacji usług komunalnych, którego działalność dotyczy m.in. zaopatrzenia w ciepło (z wyjątkiem skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej).

Według oceny rumuńskich ekspertów stan ten powoduje powstanie wręcz szkodliwej dla kraju konkurencji między sektorem gazowniczym i ciepłowniczym, gdyż zamiast zalecanego przez Unię Europejską rozwoju skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, następuje odwrotny proces. Sprzedaż ciepła z systemów ciepłowniczych ulega zmniejszeniu na rzecz wytwarzania ciepła w indywidualnych kotłach lub ogrzewaczach gazowych. Brakuje bowiem zarówno właściwych regulacji prawnych, jak też prawidłowych relacji między cenami gazu ziemnego i innych nośników energii dla odbiorców końcowych. Nakładają się na to odmienne rozwiązania w zakresie umów i rozliczeń z odbiorcami, w wyniku czego znaczna liczba odbiorców ciepła odłącza się od sieci ciepłowniczych.

2.2. Organizacja sektora zaopatrzenia w ciepło

We wszystkich krajach Europy Środkowej i Wschodniej nastąpiły i nadal trwają w całej gospodarce, w tym także w branży paliwowo-energetycznej, przekształcenia własnościowe oraz zmiany organizacyjne, przy czym najbardziej skomplikowana sytuacja występuje w ciepłownictwie, które nigdy nie było tak skonsolidowane jak inne sektory „sieciowe” (elektroenergetyka i gazownictwo). Zakres i tempo restrukturyzacji sektora ciepłownictwa oraz stosowane rozwiązania organizacyjne w poszczególnych krajach mają istotny wpływ zarówno na zasady ustalania taryf i cen ciepła, jak też na sposób ich regulacji.

Skomplikowana sytuacja w sektorze ciepłownictwa wynika z tego, że w poprzednim systemie gospodarczym właścicielem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych było państwo, a inwestycje ciepłownicze realizo-

wał ten, kto akurat otrzymał centralnie przydzielane środki inwestycyjne. Efektem tego były przypadki inwestowania w źródła ciepła bez jednoczesnego inwestowania w rozwój sieci ciepłowniczych i odwrotnie. Powodowało to zamrożenie środków w źródłach ciepła wskutek braku odbioru ciepła, lub zamrożenie środków w sieciach ciepłowniczych wskutek ograniczonych możliwości wytwórczych w źródłach ciepła. W poprzednim okresie nie miało bowiem znaczenia, kto jest inwestorem (np. w Polsce inwestycje ciepłownicze były często realizowane przez tzw. inwestorów zastępczych), natomiast teraz stwarza to wiele problemów w procesie przekształceń własnościowych, zwłaszcza przy likwidacji państwowych przedsiębiorstw ciepłowniczych i przekazywaniu majątku trwałego nowo tworzonej spółkom prawa handlowego lub innym jednostkom organizacyjnym. Podczas porządkowania spraw własnościowych w polskim ciepłownictwie okazało się, że istnieją odcinki sieci ciepłowniczych, które nie mają właściciela, a nawet zdarzył się kuriozalny przypadek, że grupowy węzeł cieplny należał do odbiorcy ciepła, a zewnętrzne instalacje odbiorcze między tym węzłem, a budynkami odbiorcy, należały do dostawcy ciepła. Tak więc ciepło, dostarczone do tego grupowego węzła cieplnego ze źródła ciepła i sieci ciepłowniczej, należących do dostawcy, musiałoby być sprzedane odbiorcy (właścicielowi węzła cieplnego), a następnie podgrzana w tym węźle woda krążąca w instalacji centralnego ogrzewania i podgrzana woda wodociągowa musiałaby być przesłana przez dostawcę (właściciela zewnętrznych instalacji odbiorczych) do budynków odbiorcy (właściciela grupowego węzła cieplnego). Nie trzeba wyjaśniać jak komplikowało to zarówno zasady ustalania cen i stawek opłat zawartych w taryfach, jak też sposób rozliczeń za ciepło i usługi przesyłowe.

Takie sytuacje nie zdarzają się w krajach Europy Zachodniej, gdzie zawsze funkcjonowało prawo własności. Dzięki temu istnieje tam klarowny podział systemów ciepłowniczych na część należącą do dostawców (źródła ciepła i sieci ciepłownicze) i część należącą do odbiorców ciepła (węzły cieplne i instalacje odbiorcze, stanowiące elementy technicznego wyposażenia budynków). Granicę podziału własności stanowią przyłącza, w których zainstalowany jest układ pomiarowo-rozliczeniowy oraz regulator natężenia przepływu wody sieciowej (spełniający funkcję ogranicznika poboru mocy cieplnej). Taki podział nie wyklucza możliwości zlecenia przez odbiorców eksploatacji węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych specjalistycznym przedsiębiorstwom, na podstawie odrębnej umowy (poza umową sprzedaży ciepła). Takie dodatkowe umowy mogą być zawierane z odbiorcami przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, które często wygrywają przetargi ogłaszane przez odbiorców, gdyż dysponując lepszym zapleczem technicznym i większym potencjałem, mogą zaoferować niższe, w stosunku do konkurencji, opłaty za świadczenie dodatkowych usług na rzecz odbiorców, a także wysoką jakość tych usług.

Wspomniane już różne podporządkowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych i organów regulujących ich działalność nie sprzyja ujednocnieniu zasad kalkulacji cen i stawek opłat oraz ich regulacji. Przykładowo, brak koordynacji działań miejskich regulatorów na Łotwie stwarza problemy przedsiębiorstwom, które prowadzą działalność gospodarczą w różnych miastach, gdyż ich taryfy są zatwierdzane przez różnych regulatorów, którzy mają różne wymagania i metody regulacji.

Specyficzna sytuacja panuje w Rosji, gdzie w poszczególnych miastach istnieją równolegle komunalne przedsiębiorstwa ciepłownicze (nadzorowane przez władze miejskie) i przedsiębiorstwa ciepłownicze należące do sektora elektroenergetyki (istnieją też źródła ciepła należące do przedsiębiorstw przemysłowych). O skali problemu świadczy fakt, że przedsiębiorstwa komunalne posiadają ok. 68 000 ciepłowni (największe o mocy rzędu 200 MW), w których wytwarzane jest ok. 700 mln MWh ciepła rocznie (czyli ponad 2,5 mld GJ) oraz sieci ciepłownicze, zasilane z tych ciepłowni. Równolegle Ministerstwo Energetyki nadzoruje ok. 700 dużych elektrociepłowni, które rocznie wytwarzają ok. 1 763 mln MWh ciepła (ok. 6,3 mld GJ) oraz sieci ciepłownicze zasilane z tych źródeł. Działalność tych przedsiębiorstw nie jest koordynowana ani przez władze miejskie ani przez Ministerstwo Energetyki, co stwarza problemy zarówno w planowaniu ich rozwoju, jak też przy ustalaniu i regulacji cen ciepła.

Dlatego, wśród głównych kierunków restrukturyzacji sektora ciepłownictwa w Rosji, na pierwszym miejscu stawiane jest doprowadzenie do utworzenia przedsiębiorstw, które będą eksploatowały wszystkie sieci ciepłownicze na terenie danego miasta (przejęcie sieci komunalnych i energetyki zawodowej pod jeden zarząd). Jednocześnie przewiduje się wprowadzenie planowania energetycznego na szczeblu lokalnym, tzn. opracowywanie i realizację planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz pod kątem optymalizacji kosztów zaopatrzenia w energię (określenie optymalnej struktury wykorzystywanych sieci i zasobów energetycznych). Eksperti rosyjscy przewidują, że wpłynie to na obniżkę cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe w systemach ciepłowniczych. Obecnie systemy te są znacznie przewymiarowane w stosunku do potrzeb odbiorców, co powoduje wysokie koszty wytwarzania i przesyłania ciepła do budynków. Nakłada się na to niska sprawność wytwarzania ciepła oraz bardzo zły stan techniczny sieci ciepłowniczych, w których występują częste awarie i nadmierne ubytki nośnika ciepła, a zła jakość lub brak izolacji cieplnej powoduje, że straty ciepła sięgają nawet 70% (średnio ok. 30%). Wszystkie te czynniki mają wpływ na poziom kosztów, a tym samym na poziom cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe.

Oprócz problemów dotyczących restrukturyzacji systemów ciepłowniczych, istnieją w Rosji poważne problemy po stronie głównych odbiorców ciepła, gdyż polityka cenowa ukierunkowana jest na ochronę ludności przed wzrostem opłat za ciepło. W wyniku tego wielcy

odbiorcy (zakłady przemysłowe) subsydują gospodarstwa domowe, a ceny ciepła dla odbiorców przemysłowych wzrosły do poziomu przewyższającego jednostkowy koszt wytwarzania ciepła w lokalnych źródłach należących do odbiorców. Powoduje to, że wielcy odbiorcy, którzy dysponują odpowiednimi środkami finansowymi, budują własne źródła ciepła i odłączają się od sieci ciepłowniczych. W wyniku tego obecnie największymi odbiorcami ciepła, dostarczanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, są wielkie przedsiębiorstwa gospodarki mieszkaniowej, do których należy większość budynków mieszkalnych w Rosji. Przygotowywana reforma sektora mieszkaniowego przewiduje m.in. utworzenie struktur organizacyjnych nadzorowanych przez użytkowników lokali, które reprezentowałyby mieszkańców i egzekwowały właściwy poziom usług w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Na tym tle trzeba wskazać, że problem przekształceń własnościowych w państwowym (komunalnym) sektorze mieszkaniowym dotyczy wszystkich krajów Europy Środkowej i Wschodniej, przy czym w niektórych krajach przyjęto już różne rozwiązania organizacyjno-prawne przeprowadzania tych reform, a w innych krajach są one dopiero przygotowywane. Generalną zasadą tych reform jest przejście prawa własności do lokalu przez jego użytkownika (zazwyczaj w drodze sprzedaży po cenach preferencyjnych).

W niektórych krajach (np. Polska), oprócz prawa własności do lokalu obowiązuje zasada współwłasności pomieszczeń przeznaczonych do wspólnego użytkowania (klatki schodowe, korytarze, pralnie itp.), współwłasności zewnętrznych przegród budowlanych (elewacje, dachy itp.), jak również współwłasności instalacji i urządzeń technicznych znajdujących się w budynku (instalacje elektryczne, gazowe, centralnego ogrzewania, ciepłej i zimnej wody, kanalizacyjne, a także windy, hydroforne itp.).

Następstwem tego było wprowadzenie ustawowego obowiązku utworzenia wspólnot mieszkaniowych, do których należą właściciele lokali, znajdujących się w danym budynku. Wspólnota mieszkaniowa musi wyznaczyć zarząd wspólnoty, lub zatrudnić zarządcę budynku, który reprezentuje wspólnotę na zewnątrz i zawiera umowy na wykonywanie usług na rzecz wspólnoty (m.in. z dostawcą ciepła, przedsiębiorstwem wodociągowo-kanalizacyjnym, przedsiębiorstwem konserwacji dźwigów, przedsiębiorstwem wywożącym śmieci itd.). Jednocześnie właściciel lokalu nie może samowolnie (bez zgody wszystkich współwłaścicieli) dokonywać zmian w tych elementach budynku, które stanowią współwłasność, a które jednocześnie stanowią część jego lokalu (np. elewacja budynku, instalacje centralnego ogrzewania, ciepłej i zimnej wody itd.), a także nie może bez zgody wszystkich współwłaścicieli odłączyć swojego lokalu od instalacji stanowiących współwłasność wszystkich członków wspólnoty. W przeszłości zdarzały się w Polsce przypadki, że właściciele lokali traktowali znajdujące się w ich lokalach grzejniki i rurociągi

jako swoją wyłączną własność i samowolnie odłączali je od instalacji centralnego ogrzewania, co powodowało zakłócenia w funkcjonowaniu całej instalacji oraz prawidłowym ogrzewaniu pozostałych lokali i pomieszczeń wspólnego użytkowania. Jednakże, jeszcze przed wejściem w życie ustawy Prawo energetyczne, Sąd Najwyższy rozstrzygnął tę kwestię wydając uchwałę, w której jednoznacznie stwierdził, że odłączenie lokalu od instalacji stanowiącej współwłasność, bez uzyskania zgody wszystkich współwłaścicieli, jest sprzeczne z prawem i narusza zasady współżycia społecznego.

Z kolei przepisy Prawa energetycznego stanowią, że dostawca ciepła oblicza wysokość opłat ponoszonych przez odbiorcę, którym jest właściciel lub zarządca budynku, na podstawie cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla danej grupy odbiorców oraz wielkości zamówionej przez tego odbiorcę mocy cieplnej i ilości ciepła dostarczonego do budynku. Opłaty te stanowią koszty zakupu ciepła dostarczonego do budynku, w którym znajdują się lokale mieszkalne lub użytkowe, zamieszkałe lub użytkowane przez ich właścicieli lub najemców. Zgodnie z Prawem energetycznym koszty te są rozliczane w opłatach pobieranych od właścicieli lub najemców lokali, a wysokość tych opłat powinna być ustalana w taki sposób, aby zapewniała wyłącznie pokrycie ponoszonych przez odbiorcę kosztów zakupu ciepła. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego jest odpowiedzialny za rozliczanie na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu ciepła, przy czym może on zlecić prowadzenie tych rozliczeń innej osobie albo jednostce organizacyjnej na podstawie odrębnej umowy.

Podobne reguły stosowane są w krajach Europy Zachodniej, natomiast nie wszystkie kraje Europy Środkowej i Wschodniej przyjęły zasadę, że ciepło jest dostarczane do budynku, w którym jest ono wykorzystywane dla potrzeb grzewczo-wentylacyjnych w lokalach i pomieszczeniach wspólnego użytkowania oraz do podgrzewania wody wodociągowej zużywanej dla celów sanitarno-gospodarczych.

W niektórych krajach (np. w Rumunii) przyjęto odmienną zasadę rozliczeń za ciepło, przyjmując że to użytkownicy lokali są odbiorcami ciepła, a ciepło jest dostarczane przez przedsiębiorstwo ciepłownicze do poszczególnych lokali. W związku z tym przedsiębiorstwa ciepłownicze zawierają umowy z użytkownikami poszczególnych lokali i obliczają wysokość opłat z tytułu dostarczania ciepła do tych lokali. Ponadto zgodnie z obowiązującymi w tych krajach przepisami, użytkownik lokalu może bez porozumienia z użytkownikami pozostałych lokali odłączyć swój lokal od instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody, które są wspólne dla całego budynku. Przyjęte w tych krajach regulacje prawne są przyczyną poważnych problemów, zarówno w odniesieniu do prawidłowego funkcjonowania instalacji wspólnych dla całego budynku, jak też do prowadzenia eksploatacji systemów ciepłowniczych i sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych.

2.3. Zasady ustalania i regulacji cen ciepła

Zasady ustalania i regulacji cen ciepła są zróżnicowane w poszczególnych krajach, a wpływa na to wiele czynników, z których jako najistotniejsze można wymienić:

- 1) politykę energetyczną w zakresie rozwoju skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz systemów ciepłowniczych,
- 2) politykę dotyczącą przekształceń własnościowych i wprowadzania zasad gospodarki rynkowej w sektorach energetycznych,
- 3) politykę w odniesieniu do przekształceń własnościowych w sektorze mieszkaniowym,
- 4) techniczne możliwości pomiaru ilości ciepła dostarczonego poszczególnym odbiorcom.

Ad. 1. Rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz towarzyszący mu rozwój systemów ciepłowniczych jest jednym z głównych celów polityki energetycznej Unii Europejskiej, gdyż przynosi ograniczenie zużycia energii pierwotnej oraz zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska. Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej przynosi wymierne korzyści ekonomiczne, które w zależności od polityki energetycznej poszczególnych krajów mogą być „sprawiedliwie” podzielone między ciepło i energię elektryczną, bądź przypisane w całości jednemu z tych nośników.

W szeregu krajów (np. Czechy, Polska, Słowacja) wprowadzono obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu przy określonej sprawności przemian energetycznych (w Polsce 70%). W niektórych krajach (np. Łotwa, Węgry) obowiązek ten dotyczy tylko mniejszych elektrociepłowni (na Łotwie do 4 MW). Na Węgrzech ustawa o zaopatrzeniu w energię elektryczną wprowadziła obowiązek zakupu energii elektrycznej oraz gwarantowane ceny tej energii dla EC, których moc elektryczna nie przekracza 50 MW. Gwarantowane ceny zapewniają pełne pokrycie kosztów i są wyższe od średniej ceny energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, dzięki czemu niższe są ceny ciepła wytwarzanego w tych EC. Natomiast większe EC stosują wysokie ceny ciepła, gdyż chcąc sprzedać wytworzoną w skojarzeniu energię elektryczną muszą oferować konkurencyjną cenę sprzedaży tej energii. Wpływa to na obniżenie konkurencyjności ciepła dostarczanego z tych EC w stosunku do innych sposobów zaopatrzenia w ciepło.

Jest to problem, który występuje nie tylko na Węgrzech, ale praktycznie we wszystkich krajach, w których rozwinięte jest skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz wprowadzana jest liberalizacja rynku energii elektrycznej. Sygnalizują ten problem eksperci z różnych krajów (np. Dania, Słowacja), gdyż w wyniku liberalizacji rynku energii elektrycznej i obniżania cen tej energii, następuje wzrost cen ciepła wytwarzanego w skojarzeniu, co obniża konkurencyjność elektrociepłowni w stosunku np. do indywidualnych kotłów gazowych. Z kolei zmniejszenie sprzedaży ciepła przez EC powoduje zmniejszenie produkcji energii elektrycznej

w skojarzeniu, co jest sprzeczne z polityką energetyczną UE, która przewiduje znaczne zwiększenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu do 2010 r. Problem ten jest sygnalizowany przez międzynarodowe organizacje (m.in. EUROHEAT & POWER, Światową Radę Energetyczną), a w niektórych krajach (np. w Niemczech) powstały już nowe regulacje prawne, dotyczące udziału elektrociepłowni w rynku energii elektrycznej i regulujące poziom cen energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Ad. 2. Polityka poszczególnych krajów Europy Środkowej i Wschodniej, dotycząca przekształceń własnościowych oraz zakresu i tempa wprowadzania zasad gospodarki rynkowej w poszczególnych sektorach energetycznych, ma istotny wpływ zarówno na kształtowanie kosztów, a tym samym cen i stawek opłat, jak też na ich regulację przez organy regulacyjne.

Wiele krajów Europy Środkowej i Wschodniej zróżnicowało swoją politykę w stosunku do „sieciowych” sektorów energetycznych, zarówno w odniesieniu do procesu ich restrukturyzacji i prywatyzacji, jak też ustalania cen i eliminowania subsydiowania skrośnego. Efektem tego jest m.in. powstanie „niezdrowej” konkurencji między gazownictwem i ciepłownictwem, a właściwie między przedsiębiorstwami ciepłowniczymi i dostawcami kotłów gazowych.

Taryfy gazowe w wielu krajach (np. Chorwacja, Czechy, Litwa, Słowacja, Węgry) zawierają elementy socjalne, w wyniku czego w sektorze tym występuje subsydiowanie skrośne (wielcy odbiorcy subsydują drobnych odbiorców). W innych krajach (np. Litwa) użytkownicy małych kotłów gazowych nie płacą podatku, który muszą płacić przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Ponadto w niektórych krajach (np. Czechy), w wyniku stosowanej kilka lat wcześniej polityki „czystej energii”, w wielu miastach wybudowano sieci gazowe, co przy niskich cenach gazu dla drobnych odbiorców stworzyło korzystne warunki do odłączania się od sieci ciepłowniczych, tym bardziej, że czeski „regulator” wymaga, aby ceny ciepła dostarczanego z sieci ciepłowniczych były jednakowe dla wielkich i drobnych odbiorców.

Wszystkie te czynniki powodują, że w wielu krajach Europy Środkowej i Wschodniej powstały niekorzystne warunki dla rozwoju ciepłownictwa. Warunki te sprzyjają bowiem odłączaniu się od sieci ciepłowniczych wielu odbiorców, którzy instalują indywidualne kotły lub ogrzewacze gazowe (dostawcy kotłów oferują często bardzo korzystne warunki spłaty tych inwestycji).

Również sam proces przekształceń własnościowych w sektorze ciepłownictwa jest w krajach Europy Środkowej i Wschodniej dość mocno zróżnicowany, co także ma wpływ na zakres i tempo wprowadzania zasad gospodarki rynkowej w tym sektorze.

W niektórych krajach (np. Czechy) przedsiębiorstwa ciepłownicze zostały sprywatyzowane (tylko bardzo małe jednostki nadal stanowią własność komunalną), w in-

nych krajach (np. Węgry) źródła ciepła zostały sprywatyzowane, natomiast przedsiębiorstwa eksploatujące sieci ciepłownicze (przesyłające ciepło do odbiorców) należą do władz lokalnych.

W Polsce stopniowo postępuje prywatyzacja elektrociepłowni, których właścicielem było państwo, a także należących do gmin przedsiębiorstw ciepłowniczych, istnieją też przedsiębiorstwa (zagraniczne i krajowe), które modernizują i eksploatują systemy ciepłownicze na podstawie umów zawartych z gminami.

W Chorwacji i Rosji źródła ciepła i przedsiębiorstwa sieciowe nadal jeszcze stanowią własność państwa, lub własność komunalną. Na Łotwie duże przedsiębiorstwa ciepłownicze stanowią współwłasność władz lokalnych i państwa, które jednocześnie jest właścicielem dużych elektrociepłowni.

W Rumunii powszechnie stosowaną formą organizacyjną są, stanowiące własność komunalną, przedsiębiorstwa usług komunalnych (zaopatrzenie w ciepło jest traktowane jako usługa komunalna, a nie jako energetyka ciepła). Zakres tych usług obejmuje ciepłownictwo, wodociągi i kanalizację, transport miejski itd.

Interesujące przemiany zachodzą na Litwie, gdzie w 1997 r. zapoczątkowano decentralizację ciepłownictwa i z jednego wielkiego państwowego przedsiębiorstwa energetycznego wydzielono 9 miejskich i 6 regionalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych. W 2000 r. nastąpił podział przedsiębiorstw regionalnych i obecnie istnieje 47 przedsiębiorstw. Ok. 67% tych przedsiębiorstw stanowi własność komunalną, a 33% zostało oddane w leasing przedsiębiorstwom z udziałem kapitału zagranicznego (np. LITESCO) lub firmom zagranicznym (np. DALKIA). Obecnie można zaobserwować na Litwie proces ponownej centralizacji ciepłownictwa, gdyż DALKIA i LITESCO, które eksploatują systemy ciepłownicze w wielu miejscowościach, sprzedają ok. 40% ciepła w skali kraju.

Generalnie można stwierdzić, że w krajach, które przeprowadziły restrukturyzację sektora ciepłownictwa wraz z częściową lub całkowitą prywatyzacją przedsiębiorstw ciepłowniczych, prowadzona jest systematyczna modernizacja systemów ciepłowniczych, zarówno pod względem technicznym (modernizacja lub wymiana urządzeń, rurociągów itd.), jak też w zakresie doskonalenia organizacji i zarządzania. Dzięki temu możliwa jest racjonalizacja kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, co wpływa na ograniczenie tempa wzrostu cen i stawek opłat za ciepło dostarczane do odbiorców.

W niektórych krajach (np. Litwa) występują problemy związane z leasingiem systemów ciepłowniczych przez firmy zagraniczne, gdyż umowy zawierane przez te firmy z władzami miast nie zawsze są zgodne z obowiązującymi przepisami. Wywołuje to niekiedy spory i dyskusje o charakterze prawnym. Podobne problemy występują również w Polsce, gdyż niektórzy zagraniczni inwestorzy nie zawsze biorą pod uwagę uwarunkowania lokalne i obowiązujące przepisy, a formułując umo-

wy z gminami kierują się wyłącznie własnym interesem. Obecnie tego rodzaju sytuacje i spory są coraz rzadsze, co w dużej mierze jest wynikiem działalności niezależnego regulatora – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (poprzez rozstrzyganie sporów oraz regulację cen i stawek opłat zawartych w taryfach dla ciepła).

Na Węgrzech sytuacja jest odmienna, gdyż władze lokalne są właścicielami przedsiębiorstw ciepłowniczych i jednocześnie ustalają ceny ciepła, co kłóci się z zasadą niezależności działania regulatora w stosunku do naturalnego monopolu, jakim jest sieć ciepłownicza.

Bardzo niekorzystna jest sytuacja sektora ciepłownictwa w Rosji, gdzie ciepło nadal jest traktowane jako dobro społeczne, a nie jako towar. W wyniku tego brak jest nawet danych na temat ilości wytworzonego i dostarczonego odbiorcom ciepła (dane w tabeli 1 zostały oszacowane przez ekspertów rosyjskich). Dostawcy ciepła oceniani są głównie pod kątem niezawodności (ciągłości) dostarczania ciepła do odbiorców, bez względu na ponoszone koszty. W związku z tym nie prowadzi się ewidencji kosztów w podziale na wytwarzanie i przesyłanie ciepła, brak jest też systemu motywującego dostawców ciepła do analizowania i obniżki ponoszonych kosztów. Według ekspertów rosyjskich doszło do tego, że koszty przesyłania ciepła są w wielu systemach ciepłowniczych wyższe od kosztów jego wytworzenia, a ceny ciepła nie pokrywają kosztów jego dostarczenia do odbiorców, przy czym występuje wspomniane wcześniej subsydiowanie skrośne między odbiorcami przemysłowymi i komunalno-bytowymi.

Ad. 3. Pozornie przekształcenia własnościowe w sektorze mieszkaniowym nie mają związku z restrukturyzacją sektora ciepłownictwa, ale doświadczenia niektórych krajów wykazały, że sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych w dużym stopniu zależy od organizacji tej części sektora mieszkaniowego, który w poprzednim okresie stanowił własność państwa. W niektórych krajach (np. Rosja, Węgry) duża część budynków mieszkalnych nadal stanowi własność państwową (lub komunalną), ale w szeregu krajów (np. Rumunia, Polska, Litwa) nastąpiła już częściowa lub całkowita prywatyzacja lokali mieszkalnych w budynkach stanowiących własność państwa lub własność komunalną.

Ma to swoje odbicie zarówno w sposobie regulacji cen ciepła i zasadach rozliczeń z użytkownikami lokali za ciepło dostarczone do budynków na potrzeby ogrzewania i podgrzewania wody wodociągowej.

W większości krajów Europy Środkowej i Wschodniej rozliczenia za ciepło są prowadzone z właścicielami lub zarządcami budynków, ale w niektórych krajach (np. w Rumunii), rozliczenia za ciepło są prowadzone z właścicielami (użytkownikami) poszczególnych lokali. Z kolei na Litwie odbiorcy mogą wybrać sposób rozliczeń prowadzonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze: albo indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokali, albo rozliczenia za ciepło dostarczone do węzła cieplnego w budynku.

Ad. 4. Istotne znaczenie dla ustalania i regulacji cen oraz sposobu rozliczeń za ciepło mają techniczne możliwości pomiaru ilości ciepła dostarczonego do poszczególnych obiektów (budynków). W niektórych krajach (np. Chorwacja) pomiar ilości dostarczonego ciepła jest dokonywany tylko dla odbiorców przemysłowych, natomiast brak jest pomiarów w sektorze komunalno-bytowym. Podobne jest w Rosji, gdzie stopień wyposażenia odbiorców w układy pomiarowo-rozliczeniowe (ciepłomierze i wodomierze) oceniany jest na 10%.

W niektórych krajach (np. w Polsce od 1999 r., na Węgrzech od 2003 r.) wprowadzono obowiązek wyposażenia budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczej w układy pomiarowo-rozliczeniowe i zniesiono opłaty ryczałtowe za ogrzewanie i ciepłą wodę. W Rumunii przewiduje się, że wyposażenie w ciepłomierze wszystkich budynków zasilanych z sieci ciepłowniczych powinno nastąpić do końca 2004 r.

Wszystkie omówione wyżej czynniki mają wpływ na stosowane w poszczególnych krajach zasady rozliczeń z odbiorcami oraz sposób ustalania cen ciepła i ich regulacji.

W niektórych krajach (np. Litwa) ustalone są ceny urzędowe i ceny umowne, przy czym zdarza się, że ceny ustalone przez regulatora nie pokrywają kosztów dostarczenia ciepła do odbiorców, co prowadzi do ograniczenia zakresu remontów i modernizacji urządzeń, a w efekcie do dekapitalizacji majątku trwałego. Ponadto na Litwie odbiorcy ciepła mają prawo wyboru taryfy, gdyż stosowane są tam taryfy „jednoczłonowe” (tylko cena ciepła za MWh) i „dwuczłonowe” (cena stała i zmienna, odniesione do MWh).³⁾

W innych krajach (np. Słowacja) nie ma określonej struktury taryf dla ciepła, a regulacja cen ciepła polega na tym, że ceny określone przez przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mogą być wyższe od ustalonych przez regulatora cen maksymalnych. Ponadto na Słowacji nadal występuje subsydiowanie skrośne odbiorców komunalno-bytowych przez odbiorców przemysłowych.

W Czechach obowiązuje podział na przedsiębiorstwa wytwórcze i przedsiębiorstwa przesyłające ciepło, co ma wpływ na rodzaje cen i stawek opłat określonych w taryfach tych przedsiębiorstw. Dotychczasowe doświadczenia powodują, że obecnie występuje tendencja do łączenia tych przedsiębiorstw i optymalizacji sumarycznych kosztów zaopatrzenia w ciepło. Rola regulatora sprowadza się do ustalania wskaźnika maksymalnego wzrostu cen ciepła dla każdego roku, co nie

zapewnia ani ochrony interesów odbiorców, ani konkurencji między wytwórcami ciepła. Taki sposób regulacji cen ciepła powoduje, że w niektórych miastach ceny ciepła są bardzo wysokie, a odbiorcy odłączają się od sieci, gdyż inne sposoby zaopatrzenia w ciepło są tańsze.

W Chorwacji regulator zatwierdza poszczególnym przedsiębiorcom stosowane przez nie ryczałtowe ceny dla odbiorców bytowo-komunalnych i dwuczłonowe taryfy (ceny stałe i zmienne) dla odbiorców przemysłowych. Obecnie w Chorwacji przygotowany jest nowy system taryf dla ciepła, który będzie obowiązywał w całym kraju.

W Rosji regionalne komisje regulacyjne ustalają ceny ciepła, przy czym ze względu na brak pomiarów ilości dostarczanego ciepła, są to przeważnie ceny ryczałtowe, ale stosowane są też ceny za GJ (dla odbiorców posiadających ciepłomierze). Nie jest to jednak regułą, gdyż np. w Moskwie zainstalowano ok. 400 000 wodomierzy, a rozliczenia są nadal prowadzone w systemie ryczałtowym.

Na Węgrzech regulacja cen ciepła przez władze lokalne praktycznie nie funkcjonuje, gdyż lokalni decydenci, mimo że są właścicielami przedsiębiorstw ciepłowniczych, ze względów politycznych są zainteresowani utrzymaniem cen ciepła na niskim poziomie. W efekcie przedsiębiorstwa ciepłownicze mają bardzo ograniczone możliwości modernizacji i rozwoju, z uwagi na brak własnych środków na finansowanie inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych, jak też uzyskania większych pożyczek na te inwestycje. Zdarza się, że taryfy nie pokrywają kosztów zaopatrzenia w ciepło.

3. Problemy związane z różnymi zasadami rozliczeń za ciepło z odbiorcami

Zasady rozliczeń z odbiorcami stanowią w zasadzie pochodną określonych w taryfach cen i stawek opłat. W krajach Europy Zachodniej rozliczenia oparte są na zasadzie ekwiwalentności świadczeń, tzn. opłaty ponoszone przez odbiorców muszą pokryć koszty dostarczenia ciepła do obiektów należących do tych odbiorców. Jednocześnie wysokość opłat zmiennych zależy od ilości dostarczonego ciepła, którego ilość jest ustalana na podstawie pomiarów. Natomiast opłaty stałe, które nie zależą od ilości dostarczonego ciepła, ustalane są na poziomie, który z jednej strony zachęca odbiorców do oszczędnego wykorzystywania ciepła, a z drugiej strony umożliwia przedsiębiorstwom ciepłowniczym pokrycie kosztów stałych w okresie letnim, gdy pobór ciepła jest znacznie mniejszy niż w sezonie grzewczym. Dzięki temu przedsiębiorstwa te nie muszą zaciągać w lecie kredytów obrotowych, obciążonych dość wysokimi odsetkami, co wpływa na obniżenie poziomu kosztów, a tym samym cen i stawek opłat za dostarczanie ciepła.

W niektórych krajach UE (np. w Danii), przedsiębiorstwa ciepłownicze funkcjonują na zasadzie „no profit” (przychody pokrywają koszty operacyjne oraz koszty rozwoju, modernizacji i ochrony środowiska), przy czym często są to spółki, których udziałowcami są odbiorcy

3) W ocenie litewskiego wiceministra gospodarki (wypowiedź na konferencji IEA w Pradze, luty 2004), taryfy dwuczłonowe wybierają „uświadomieni” odbiorcy, a taryfy jednoczłonowe wybierają odbiorcy nie analizujący skutków stosowania tych taryf (ogromna rozpiętość opłat w zimie i w lecie), co prowadzi do zaległości płatniczych, zwłaszcza, gdy przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokali.

ciepła (nie ma przedsiębiorstw komercyjnych). Ponadto w wielu duńskich systemach ciepłowniczych, aby zmniejszyć koszty ponoszone przez odbiorców z tytułu zaopatrzenia w ciepło, rozliczenia są prowadzone w oparciu o odczyty wskazań wodomierzy, które są wielokrotnie tańsze od ciepłomierzy.

W krajach Europy Środkowej i Wschodniej, jak wcześniej wspomniano, opłaty odbiorców nie zawsze pokrywają koszty dostarczenia ciepła do obiektów należących do tych odbiorców i w wielu krajach występuje subsydiowanie skrócone, a w niektórych dotacje.

Istnieją kraje (np. Chorwacja, Rosja), w których stosowane są ryczałtowe rozliczenia z odbiorcami ciepła, gdyż nie ma możliwości pomiaru ilości ciepła dostarczonego do obiektów tych odbiorców. Jest oczywiste, że taki system rozliczeń nie zawiera żadnych motywacji do racjonalnego wykorzystywania ciepła przez odbiorców (opłaty nie zależą od ilości dostarczonego ciepła), jak też nie motywuje przedsiębiorstw ciepłowniczych do racjonalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło (przychody są stałe, niezależnie od efektywności funkcjonowania systemu ciepłowniczego).

W szeregu krajów Europy Środkowej i Wschodniej (np. w Polsce), podobnie jak w krajach UE, stosowane są tzw. wieloczołowe taryfy dla ciepła, przy czym obowiązujące przepisy określają dopuszczalny udział opłat stałych w łącznych opłatach, ponoszonych przez odbiorców za dostarczone ciepło. Stosowany jest przy tym podział opłat za dostarczone ciepło i za usługi przesyłowe, z tym, że w przypadku małych źródeł ciepła można stosować uproszczone zasady rozliczeń (bez wyodrębniania opłat za usługi przesyłowe). W stosunku do bardzo drobnych odbiorców (np. właścicieli domów jednorodzinnych) możliwe jest stosowanie „jednoczołowej” ceny za dostarczone ciepło i „jednoczołowej” stawki opłaty za usługi przesyłowe, które są obliczane na podstawie cen i stawek opłat określonych w taryfie dla danej grupy odbiorców.

W innych krajach (np. na Litwie) odbiorcy mają prawo wyboru sposobu rozliczeń, tzn. mogą wybrać rozliczenia według taryfy „jednoczołowej” lub „dwuczołowej”, a także rozliczenia indywidualne z użytkownikami lokali w budynkach wielo-lokalowych, lub rozliczenia za ciepło dostarczone do węzła cieplnego w budynku. W przypadku odbiorców „nieuświadomionych”, którzy wybrali taryfę „jednoczołową” i indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokali, występuje wiele problemów związanych nie tylko z określeniem ilości ciepła dostarczonego do poszczególnych lokali (ciepło przenika przez przegrody budowlane, co często jest wykorzystywane przez nieuczciwych użytkowników lokali, które są ogrzewane ciepłem z sąsiednich lokali), ale także powstawaniem zaległości płatniczych.

W przypadku stosowania „jednoczołowej” taryfy dla ciepła odbiorcy często nie są w stanie pokryć bardzo wysokich należności w sezonie grzewczym (nawet 10-krotnie wyższe niż w okresie letnim i sięgające 50% budżetu rodziny). Stwarza to przedsiębiorstwom ciepłow-

niczym poważne trudności zarówno z uwagi na kwestionowanie przez użytkowników lokali prawidłowości rozliczeń, jak też z powodu zaległości płatniczych pogarszających sytuację finansową tych przedsiębiorstw oraz brak skutecznych sposobów wyegzekwowania należności od odbiorców. Problem ten jest bardzo istotny, gdyż wynika z braku możliwości wstrzymania dostawy ciepła do poszczególnych lokali, które są użytkowane przez zalegających z opłatami odbiorców. Nie ma bowiem technicznych możliwości wyłączenia dostawy ciepła do tych lokali (możliwe jest wstrzymanie dostarczania ciepła do budynku, ale nie do poszczególnych lokali). Niemożliwe jest też stosowanie odpowiedzialności zbiorowej wszystkich użytkowników lokali w budynku i wyłączenie dostawy ciepła do całego budynku, w którym tylko część odbiorców zalega z opłatami za ogrzewanie lokali i ciepłą wodę.

Najbardziej niekorzystna sytuacja powstała w krajach, gdzie rozliczenia za ciepło są prowadzone indywidualnie z użytkownikami lokali, którzy mogą się w dowolnym czasie odłączyć od instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody. Przykładem takiego kraju jest Rumunia, gdzie populistyczna polityka rządu doprowadziła w latach 1997-2000 do niemal 2-krotnego obniżenia średniej ceny ciepła (z poziomu ok. 4 do 2,3 Euro/GJ lub 14,4 i 8,3 Euro/MWh). W wyniku żądań międzynarodowych organizacji finansowych doprowadzono w latach 2001-2002 do podwyższenia średniej ceny ciepła do poziomu ok. 4,8 Euro/GJ (17,3 Euro/MWh). Jednakże nadal opłaty odbiorców pokrywają tylko ok. 45-55% faktycznych kosztów dostarczania ciepła, ponoszonych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, a różnica jest pokrywana z budżetu państwa i budżetów lokalnych.

Mimo wysokiego udziału dotacji poziom opłat za ciepło jest dla wielu gospodarstw domowych zbyt wysoki. Dotyczy to zwłaszcza ok. 6,5 mln gospodarstw domowych, w których średni dochód wynosi 125 Euro na osobę, ale najgorszą sytuację mają starzy ludzie, gdyż średnia emerytura wynosi ok. 50 Euro na osobę, co nie wystarcza na pokrycie miesięcznych kosztów utrzymania mieszkania. W wyniku tego tylko w ciągu ostatnich pięciu lat ok. 450 000 mieszkań zostało odłączonych od instalacji centralnego ogrzewania. Ocenia się, że w miastach średniej wielkości już ponad 50% mieszkań posiada indywidualne systemy ogrzewania. Istnieją nawet miejscowości, w których aż 95% mieszkań zostało odłączone od instalacji centralnego ogrzewania. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych ulega systematycznemu pogorszeniu również dlatego, że zbankrutowało wielu dużych odbiorców ciepła, którzy zalegali z opłatami z tego tytułu. Doprowadziło to do stanu, w którym dalsza eksploatacja systemów ciepłowniczych staje się niemożliwa ze względu na brak odbiorców ciepła. W efekcie spośród 251 miejscowości, w których istnieją systemy ciepłownicze, w roku 2001 eksploatowano tylko 204 systemy, a w 2002 r. już tylko 179 systemów.

W niektórych krajach już dawno podjęto działania mające na celu wyeliminowanie „niezdrowej” konkurencji między systemami ciepłowniczymi i systemem gazowniczym, która w swej istocie polega na tym, że jeden naturalny monopol, który stanowi sieć ciepłownicza, jest zastępowany innym naturalnym monopolem, jakim jest sieć gazowa. W wyniku tej pseudo konkurencji zarówno sieć ciepłownicza, jak i sieć gazowa nie będą nigdy optymalnie wykorzystane, co powoduje wzrost kosztów zaopatrzenia zarówno w ciepło, jak i gaz, a więc następuje wzrost łącznych opłat ponoszonych przez odbiorców w danej miejscowości. W Danii już od wielu lat gminy realizują politykę energetyczną, która pozwala optymalizować koszty zaopatrzenia w „sieciowe” nośniki energii (ciepło, gaz i energię elektryczną) na terenie poszczególnych miejscowości. Ustawa o zaopatrzeniu w ciepło wprowadziła bowiem obowiązek opracowywania przez gminy planów zaopatrzenia w ciepło, na podstawie których określone są obszary zasilane z sieci gazowej, tj. obszary o mniejszej gęstości zabudowy, na których nieopłacalna jest budowa sieci ciepłowniczych (wysokie koszty stałe przy niewielkiej sprzedaży ciepła) oraz obszary zasilane z sieci ciepłowniczej, tj. obszary o dużej gęstości zabudowy, na których nieopłacalna jest budowa sieci gazowej ze względu na zbyt wysokie koszty stałe w stosunku do niewielkiej sprzedaży gazu dla potrzeb przygotowania posiłków.

Podobnie jak w Danii, również w niektórych krajach Europy Środkowej i Wschodniej (np. Litwa, Łotwa, Węgry) dokonywany jest podział miejscowości na obszary zasilane z sieci ciepłowniczej i obszary zasilane z sieci gazowej – w oparciu o analizy optymalizujące koszty zaopatrzenia odbiorców we wszystkie „sieciowe” nośniki energii. Na obszarach zasilanych z sieci ciepłowniczej (lub gazowniczej) istnieje obowiązek przyłączenia nowych obiektów do tej sieci. Jest to bowiem element polityki energetycznej realizowanej przez władze lokalne, zgodnie z polityką energetyczną państwa. Dzięki temu możliwy jest rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz optymalne wykorzystanie zdolności wytwórczych i przesyłowych, a w efekcie obniżenie łącznych kosztów zaopatrzenia w energię. Brak takiej polityki w innych krajach, połączony ze zróżnicowanym sposobem regulacji cen ciepła i utrzymywaniem niskich cen gazu dla drobnych odbiorców, wpływa na systematyczne pogarszanie się sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych, wskutek odłączania się odbiorców od sieci ciepłowniczych, co np. w Rumunii doprowadziło do upadku i wyłączenia systemów ciepłowniczych w ponad 70 miejscowościach.

4. Wnioski

Podczas spotkania Grupy Krajów Europy Środkowej i Wschodniej Światowej Rady Energetycznej, a także podczas międzynarodowych konferencji, poświęconych problematyce restrukturyzacji systemów ciepłowniczych, podkreślano potrzebę współpracy przy rozwiązywaniu problemów wspólnych dla różnych krajów. Wykazano,

że jest to możliwe, mimo dużej różnorodności przyjętych regulacji prawnych, zarówno w odniesieniu do organizacji i funkcjonowania sektora ciepłownictwa, jak też rozwiązań organizacyjnych w zakresie regulacji funkcjonowania tego sektora w poszczególnych krajach (w tym sposobu regulacji cen ciepła).

Uznano, że przepisy antymonopolowe są niewystarczające i niezbędna jest odrębna (specjalistyczna) regulacja funkcjonowania sektora ciepłownictwa oraz skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, zarówno ze względu na ich znaczenie w bilansie energetycznym, jak też problemy społeczno-ekonomiczne, występujące w wielu krajach w związku z urynkowaniem zaopatrzenia w ciepło.

Wskazano m.in. na potrzebę międzynarodowej współpracy przy rozwiązywaniu jednego z najistotniejszych wspólnych problemów, jakim jest metodyka kalkulacji cen ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w gospodarce skojarzonej (w elektrociepłowniach), w warunkach liberalizacji rynku energii elektrycznej. Propozycja ta została poparta przez przedstawicieli Danii i innych krajów, w których obniżka cen energii elektrycznej powoduje powstawanie problemów związanych ze wzrostem cen ciepła.

Podkreślano też potrzebę wymiany doświadczeń w zakresie planowania energetycznego oraz polityki energetyczno-ekologicznej (na szczeblu lokalnym, regionalnym i krajowym), wraz z możliwością wewnętrznego i międzynarodowego handlu emisjami.

Uznano też za celowe opracowanie wspólnej deklaracji, która stanowiłaby podsumowanie wyników prac międzynarodowego zespołu i wskazywałaby główne problemy związane z regulacją funkcjonowania sektora ciepłownictwa oraz skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.⁴⁾



Autor jest doradcą Prezesa URE

Literatura:

1. *EU Energy and Transport Figures 2002* (European Commission, Directorate General for Energy and Transport, Brussels, 2002).
2. *District Heat in Europe; Country by Country/2003 Survey* (EUROHEAT & POWER, Brussels, May 2003).
3. *Towards Local Energy Systems: Revitalizing District Heating and Cogeneration in Central and Eastern Europe* (World Energy Council, London, December 2003).
4. „*District Heating Policy in Transition Economies*” – materiały konferencji zorganizowanej w Pradze (Czechy) przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (IEA) w lutym 2004 r.

4) Tekst deklaracji został opublikowany w Biuletynie URE nr 4/2004.

STRATEGIA URYNKOWIENIA GAZOWNICTWA – TRZY LATA PÓŹNIEJ

Marzanna Kwiecień

Tytuł powyższy nawiązuje nie tylko do klasyki powieści historycznych, której chlubną perłą jest z pewnością powieść Aleksandra Dumas'a „Dwadzieścia lat później” i do lektury której chętnie wielu z nas wraca, ale koresponduje niemal wprost z moją wypowiedzią o rynku gazu właśnie sprzed lat trzech¹⁾. I nie jest to z pewnością zwykły zbieg okoliczności a przede wszystkim celowy (tak jak i u A. Dumas'a, który kontynuował w ten sposób dzieje głównych bohaterów „Trzech muszkieterów”) zabieg metodyczny, dający czytelnikowi szansę prześledzenia dalszych losów podjętego w niezbyt odległej przeszłości programu gospodarczego związanego z urynkowaniem gazownictwa.

Ta trzyletnia cezura wymaga przede wszystkim krótkiego przypomnienia zasadniczych tez tamtej publikacji, której tytuł był nieco na wyrost, by nie rzec, że był przewrotny. Nie było wówczas wypracowanej i przyjętej przez organy państwa strategii urynkowania. Wręcz odwrotnie – w dokumentach rządowych zostało zapisane, iż tworzenie konkurencyjnego rynku gazu przesuwają się w czasie, a przebieg tego procesu uzależniony ma być od unijnych i krajowych doświadczeń nabytych w ramach procesu liberalizacji elektroenergetyki.

Przeprowadzona przeze mnie wówczas analiza dokumentów rządowych upoważniła do sformułowania krytycznego sądu o braku koncepcji urynkowania sektora gazownictwa. W moim przekonaniu – nie mogły jej zastąpić nawet dość liczne, a z pewnością często zmieniane programy restrukturyzacji PGNiG SA. Twierdziłam, i twierzę nadal, że strategia urynkowania sektora jest czymś więcej, niż restrukturyzacją nawet największego przedsiębiorstwa energetycznego. W takiej sytuacji, moje ówczesne rozważania, siłą rzeczy, skupiły się na awizowaniu zagadnień dla strategii urynkowania istotnych. I tak, na kanwie elementów teoretycznych podstaw tworzenia swobodnej gry rynkowej stawiałam m.in. pytania: czy wprowadzenie rynku konkurencyjnego w gazownictwie jest możliwe?, w jakim czasie miałyby lub mogłyby to nastąpić?, z jakimi kosztami należałoby się liczyć, i wreszcie – kto, kiedy i w jakim zakresie odniesie korzyści z urynkowania tego sektora? W ślad za tym wskazywałam główne atrybuty pożądanego, ujętego w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku” modelu rynku gazu, mającego gwarantować realizację zbyt wielu, w mojej ocenie, celów gospodarczych, o różnym ciężarze gatunkowym, i nie ma

co ukrywać – czasami nazbyt odległych od urynkowania sensu stricto.

W moich tamtejszych rozważaniach nie mogło zabraknąć odniesień do programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA. Z uwagi na fakt, że był to jedyny wówczas program dający podwaliny do przygotowania fundamentów konkurencyjnego rynku, to pozwolił sobie w pierwszej kolejności przytoczyć jego główną tezę: docelowa struktura rynku gazowniczego będzie ewoluowała od jednego scentralizowanego przedsiębiorstwa w kierunku układu zdecentralizowanego, w którym nastąpi rozdział działalności na osobne podmioty zajmujące się:

- przesyłem i magazynowaniem,
- dystrybucją,
- wydobywaniem i poszukiwaniem.

Przesyłanie i dystrybucja jako monopol naturalny, tak jak w większości krajów rozwiniętych, miały pozostać przedmiotem regulacji. Bezpośrednia konkurencja w sektorze gazu będzie mogła zaistnieć w obszarze zakupu i sprzedaży gazu, dlatego celem nadrzędnym we wprowadzaniu rynku konkurencyjnego będzie stworzenie odpowiednich warunków dla funkcjonowania kilku mocnych podmiotów zajmujących się tą działalnością.

Zgodnie z powyższymi założeniami rozpoczął się powolny proces przebudowy struktury monopolisty. Z monolitu przedsiębiorstwa państwowego utworzono strukturę bardziej nowoczesną, przystającą do warunków rynkowych – powstała grupa kapitałowa w postaci holdingu. W ramach restrukturyzacji grupy zaczęto rozdzielać poszczególne wartości dodane w łańcuchu produkcji gazowej. Z dniem 1 stycznia 2003 r. zostało wydzielonych 6 spółek dystrybucyjnych w 100% zależnych od PGNiG SA – jako spółki-matki. Po tym ważnym dla spółki i sektora wydarzeniu przez kolejne miesiące nic się nie działo. Przede wszystkim wstrzymano „pro-rynkowy” proces restrukturyzacji monopolisty rezygnując z wyodrębnienia w ramach grupy kapitałowej wydobywacza.

Rozpoczęły się natomiast blisko 2-letnie konsultacje dotyczące zmiany omawianego *Programu restrukturyzacji PGNiG SA*. Były to trudne konsultacje, ponieważ ich stroną były podmioty reprezentujące przeciwstawne interesy: z jednej strony monopolista, mający wsparcie właściciela – Skarbu Państwa i obligotariuszy, w których interesie jest zwiększenie za wszelką cenę wartości grupy kapitałowej, z drugiej strony Minister Gospodarki, Prezes UOKiK i Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, których priorytetem jest tworzenie mechanizmów wspie-

1) M. Kwiecień, *Strategia urynkowania gazownictwa*, Biuletyn URE nr 5/2001.

rających konkurencję w gospodarce²⁾. Paradoksalnie dodatkowym wsparciem dla zmiany Programu było, z dniem 1 maja 2004 r., wstąpienie Polski do Unii Europejskiej a więc konieczność dostosowania zapisów prawa polskiego do prawa wspólnoty europejskiej, w tym w szczególności wypełnienie obowiązków wynikających z zapisów Dyrektywy 2003/55/WE.

Związane to było z jednym z głównych zapisów, mającym decydujący wpływ na funkcjonowanie konkurencji na rynkach gazowych – art. 9 i 13 – nakładającym na państwa członkowskie obowiązek wydzielenia operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych³⁾. I właśnie w związku z tymi zapisami, zarząd PGNiG SA przeforsował zmiany w Programie, polegające na przeprowadzeniu wyodrębnienia operatora systemu przesyłowego. Jednocześnie wstrzymano wyodrębnienie działalności wydobywcia, aby nie doprowadzić do utraty płynności finansowej PGNiG SA – spółki-matki, odpowiedzialnej za realizację „kontraktu jamalskiego”⁴⁾. Według najnowszej wersji Programu, przyjętego 5 października 2004 r., struktura grupy kapitałowej będzie przedstawiała się następująco:

- PGNiG SA – spółka-matka, będzie prowadziła działalność w sferze wydobywcia, magazynowania oraz będzie odpowiedzialna za obsługę kontraktów długoterminowych na import gazu,

- 2) Termin prywatyzacji PGNiG SA został już przesądzony – upublicznienie spółki nastąpi w drugiej połowie 2005 r. Przeprowadzanie szybkich procesów prywatyzacji pod presją potrzeb budżetowych, bez podwalin zasad rynkowych, może doprowadzić do niekorzystnej sytuacji dla całej gospodarki. Mechanizm działania w takich warunkach jest prosty: zarząd (jako wykonawca zadań właściciela) mając za pierwszoplanowe zwiększenie ceny akcji do sprzedaży, będzie ulegał pokusie sztucznego zwiększania tej ceny np. poprzez korzystanie z pewnego rodzaju księgowości kreatywnej w nie całkiem przejrzystej strukturze grupy kapitałowej. Taka strategia stoi oczywiście w sprzeczności z tworzeniem realnej wartości przedsiębiorstwa, czyli przedsiębiorstwa, które będzie miało silną pozycję rynkową dzięki niskim kosztom.
- 3) Wprowadzenie do Programu konieczności wydzielenia z PGNiG SA Operatora Systemu Przesyłowego było w pełni uzasadnione, aczkolwiek jak na ten moment bardzo spóźnione. Należy bowiem przypomnieć, że przewidywał to podstawowy Program rządowy „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, jak i de facto znowelizowane Prawo energetyczne z 24 lipca 2002 r. (ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) – w art. 9c ust. 6 nałożyło na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek wyodrębnienia operatora systemu przesyłowego.
- 4) Wstępne projekcje finansowe dla spółki PGNiG SA, prowadzącej działalność wyłącznie w obszarze obrotu hurtowego, wskazywały na możliwość załamania wyników finansowych spółki obrotu hurtowego z następujących przyczyn: 1) bardzo wysokiego prognozowanego poziomu kosztów finansowych netto; 2) wysokiego prognozowanego przez PGNiG SA poziomu przyrostu rezerw na należności; 3) utrzymania cen gazu jako paliwa na stałym poziomie w całym okresie objętym projekcją.

- działalność w sferze dystrybucji oraz detalicznego obrotu gazem prowadzona będzie przez 6 spółek dystrybucyjnych,

- działalność przesyłu będzie prowadzona przez operatora sieci przesyłowej (wydzielonego 1 lipca 2004 r.) oraz operatorów sieci dystrybucyjnych (ich wydzielenie prawne nastąpi 1 stycznia 2007 r.).

W kwietniu 2004 r. miało miejsce jedno spektakularne wydarzenie dla sektora – przyjęcie przez rząd „Programu wprowadzenia konkurencyjnego rynku gazu i harmonogramu jego wdrożenia”. Był to pierwszy dokument, który próbował odnieść się do sektora gazu jako całości i wskazać ścieżkę dojścia do konkurencyjnego rynku gazu, poprzez wyznaczenie zadań, terminów, wskazanie podmiotów odpowiedzialnych za realizację i ich nadzór, a więc stanowił pewną formę strategii urynkowania sektora. Czy w istocie program ten może być potraktowany jako strategia, czy jest to kolejny dokument mający bardzo ogólny, aplikacyjny charakter? Niech odpowiedzią na te pytania będzie krótki zarys zawartości tego dokumentu.

Punktem wyjścia do skonstruowania docelowego modelu rynku gazu była diagnoza obecnej sytuacji. Następnie zostały rozpoznane obszary, w których będą musiały nastąpić zmiany, bariery wejścia dla konkurencji i wreszcie zarys docelowej struktury sektora.

Program działań dotyczy:

- 1) funkcjonowania rynku – określone zostały nowe reguły,
- 2) struktury organizacyjnej sektora – określona została nowa struktura zakładająca rozbitcie monopolu PGNiG SA oraz wprowadzanie nowych podmiotów,
- 3) likwidacji barier ograniczających rozwój rynku – przedstawiony został sposób ich eliminacji,
- 4) bezpieczeństwa dostaw – powstała nowa definicja tej kategorii i wprowadzony został obowiązek monitorowania rynku,
- 5) nowych kierunków działań prorozwojowych,
- 6) zmian legislacyjnych – powstał spis niezbędnych zmian z zakresu prawa.

Docelowy rynek gazu został podzielony na dwa segmenty:

- segment regulowany monopoli naturalnych, czyli rynek usług sieciowych: przesyłu, dystrybucji i magazynowania oraz obrotu gazem ale tylko w tej części, w której przedsiębiorstwa będą nadal chciały sprzedawać gaz po cenach ustalanych w zatwierdzonych przez Prezesa URE taryfach,

- segment konkurencyjny, czyli obrót gazem po cenach umownych odbiorcom, którzy uzyskali prawo do wyboru dostawcy.

Wskazano bariery i sposoby ich likwidacji po to, aby zadziałały mechanizmy rynkowe w sektorze. Do najistotniejszych barier zaliczono:

- 1) monopolistyczną strukturę sektora,
- 2) długoterminowy „kontrakt jamalski”⁵⁾,

- 5) Kontrakt ten stał się faktem w 1993 r. jako porozumienie międzyrządowe i odstąpienie od niego nie jest możliwe, ▶

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.10.2004 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Gdańsk	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tczew	7,50
	DALMOR SA Gdynia	- 0,61
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ilawa	3,08
	Bioenergia Sp. z o.o. – Tolkmicko	2,39
	GOREX Sp. z o.o. – Górowo Iławeckie	11,80
Poznań	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Leszno	0,01
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Wronki	7,78
	PRESSTERM Sp. z o.o. – Owińska Bolechowo k/Poznania	4,80
	Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa Sp. z o.o. – Krzyż Wielkopolski	6,51
Lublin	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Bielsk Podlaski	0,30
Wrocław	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL SA – Lubin	3,99
	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica	3,93
	Komunalne Przedsiębiorstwo Ciepłownicze TERMOEL Sp. z o.o. – Nowogrodzic	0,00
	Zakład Energetyki Ciepłej Prudnik Sp. z o.o. – Lubrza	3,30
Katowice	Wojkowicki Zakład Energetyczny WOJZEC Sp. z o.o. – Mysłowice	- 5,10
Kraków	Nowotarskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Nowy Targ	4,88
	Elektrociepłownia Rzeszów SA	2,09

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.10.2004 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Siedlce	27.10.2004 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 16.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Huta Szczecin SA	3.11.2004 r.
2	Huta Bankowa Sp. z o.o.	3.11.2004 r.
3	Przedsiębiorstwo Górnictwa „DEMEX” Sp. z o.o.	9.11.2004 r.
4	Elektrociepłownia Zabrze SA	9.11.2004 r.
5	Grupa Lotos SA	16.11.2004 r.
6	Zakłady Tworzyw Sztucznych „ERG-BIERUŃ” SA	16.11.2004 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 16.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Grupa Kęty SA	29.10.2004 r.
2	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tamobrzeg Sp. z o.o.	29.10.2004 r.
3	Jużnia Jawor SA	29.10.2004 r.
4	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	29.10.2004 r.
5	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	29.10.2004 r.
6	Huta „Kościeszko” SA	29.10.2004 r.
7	Elektrociepłownia „Kraków” SA	3.11.2004 r.
8	ENERGETYKA Sp. z o.o.	9.11.2004 r.
9	Arctic Paper Kostrzyn SA	16.11.2004 r.

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 16.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	29.10.2004 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych
(stan na 9.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Gaz Technologia Energia Sp. z o.o.	9.11.2004 r.
2	„Huta Pokój” SA	9.11.2004 r.
3	ENESTA Sp. z o.o.	9.11.2004 r.
4	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	9.11.2004 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK
(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„MULTICO” Sp. z o.o.	00–232 Warszawa, ul. Ciasna 6	Opc
2	„NAFTOBAZY” Sp. z o.o.	00–613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8	Wpc, Opc
3	ENER – G POLSKA Sp. z o.o.	00–658 Warszawa, ul. Lwowska 10	Wee
4	„FALGEZ” R. Falkhuri, M. Goetzen, P. Rowiński SC	01–303 Warszawa, ul. Połczyńska 117	Opc
5	SHD TRANS Sp. z o.o.	01–957 Warszawa, ul. Szegedyńska 5A lok. 180	Opc
6	Strategia-Electra Sp. z o.o.	02–025 Warszawa, ul. Grójecka 1/3	Oee
7	LAMBDA GESELLSCHAFT FUR DEPONIEGASTECHNIK mbH Sp. z o.o.	02–304 Warszawa, Al. Jerozolimskie 133 lok. 33	Wee
8	GAS TRADING SA	02–548 Warszawa, ul. Różana 8/10	Ogz
9	„CARGOSPED” Sp. z o.o.	02–690 Warszawa, ul. Bokerska 66	Opc
10	„JAR – 2003” Sp. z o.o.	02–690 Warszawa, ul. Kondratowicza 18/158	Opc
11	BOC GAZY Sp. z o.o.	02–757 Warszawa, ul. Pory 59	Opc
12	79 Sp. z o.o.	03–024 Warszawa, ul. Wąluszewska 15/1	Opc
13	URSUS-MEDIA Sp. z o.o.	03–495 Warszawa, Plac Czerwca 1976 r. nr 1	Wee
14	Marian Krzysztof Stoń, Sylwester StoN, Tadeusz Lubaszka – „LUST” Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe SC	03–944 Warszawa, Plac Przymierza 2/10	Opc
15	MEROL POWER POLSKA Sp. z o.o.	04–305 Warszawa, ul. Żółkiewskiego 35 C	Wee
16	Michał Pełka – Stacja Paliw Płynnych i Gazowych „FORMUŁA 44”	05–070 Sulejówek, ul. Okuniewska 65	Opc
17	„INCOMEX” Sp. z o.o.	05–091 Żabki, ul. Piłsudskiego 180	Opc
18	Stacja Paliw – S. Ślesik, Z. Gołowicz SC	05–119 Legionowo, Łajski, ul. Fabryczna 1	Opc
19	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe BUD – POL Aldona i Zenon Pawłowscy SC	05–155 Leoncin, Nowa Mała Wieś 38	Opc
20	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „BENZ-GAZ” SC Kaczmarczyk Kazimierz, Kaczmarczyk Wojciech	05–205 Klembów, ul. Żymirskiego 102	Opc
21	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe – Adam Mułik	05–230 Kobyłka, ul. Leszka 29	Wee
22	ASPRON Sp. z o.o.	05–240 Tuszcz, ul. Przemysłowa 23	Opc
23	Mpis-Term Sp. z o.o.	05–255 Warszawa, ul. Krakowiaków 68/70	Opc
24	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Produkcyjne „SŁAWEX” Bogdan Łukaszek	05–261 Marki, Al. Piłsudskiego 226	Opc
25	Andrzej Śledziwski – Kompleks Gastronomiczno- Usługowy Restauracja „MISTRAL”	05–270 Marki, ul. Słoneczna 1	Opc
26	Rajmund Jacak – Transport, Zakup i Sprzedaż Materiałów Ciekłych i Łatwopalnych	05–320 Mrozy, ul. Kilińskiego 16	Opc
27	Stacja Paliw Hanna Wieteska	05–500 Piaseczno, ul. Śląska 30	Opc
28	Trans-Petro-Color Sp. z o.o.	05–500 Piaseczno, ul. Techniczna 2B	Opc

29	Andrzej Stanisław Świdorski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ASPOLGAZ”	05–502 Gólków, ul. Pułku 4 Ułanów 5	Opc
30	Jacek Żyro, Jarosław Jakubowski – „Ż & J Stacja LPG” SC	05–502 Jazgarzew, ul. Główna 75	Opc
31	„PRIM” Sp. z o.o.	05–620 Błędów, Huta Błędowska 1B	Opc
32	Janusz Janiszewski – „ALKA”	05–820 Piastów, ul. Hallera 14A	Opc
33	UTIL Sp. z o.o.	05–825 Grodzisk Maz., Plac Zygmunta Starego 4/1	Wee
34	Małgorzata Wróbel, Krzysztof Wróbel – „M. K. WRÓBEL” SC	05–850 Jawczyce, ul. Piwna 1	Opc
35	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe MEW „DWOREK” Helena Łachacka	06–220 Szelków, Smrock Dwór 16A	Wee
36	Krzysztof Książak – „Krzysztof Książak”	06–230 Różan, ul. Słoneczna 12	Opc
37	Mirosław Goleniewski – „DAN-BUD” Zakład Instalacyjno-Budowlany	06–300 Przasnysz, ul. Królewiecka 2i	Opc
38	Tomasz Niestępski – „AUTO-GAZ STACJA DYSTRYBUCJI LPG”	06–300 Przasnysz, ul. Mazowiecka 29A	Opc
39	Sławomir Czarzasty – PPHU „BALTON”	06–330 Chorzele, ul. Grunwaldzka 9	Opc
40	Grzegorz Bugalski – Firma Handlowo-Usługowa „ROL – KUP”	06–440 Gąsocin, ul. Graniczna 2a	Opc
41	Zbigniew Pijanowski – Zakład Handlowo-Usługowy	06–456 Ojrzeń, ul. Warszawska 17	Opc
42	Kazimierz Orłowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	06–461 Regimin, Koźcizyn 46	Opc
43	Zakład Mleczarski Mława Sp. z o.o.	06–500 Mława, ul. Graniczna 8	Opc
44	Tomasz Stryjewski „TRANSPOL”	06–520 Dzierzgowo, ul. Dzierzgowo-Kolonie 26	Opc
45	„GOD-POL” Stacja Paliw Jan Godlewski	07–205 Rząśnik, ul. Wyszowska 1	Opc
46	Mirosław Gałązka, Krzysztof Cudnowski – Zakład Dystrybucji Gazu „OSTGAZ” SC	07–300 Ostrów Mazowiecka, ul. Armii Krajowej 32	Opc
47	Sylwester Majk – „Dystrybucja Gazu Propan-Butan Przewóz i Handel”	07–440 Goworowo, Goworówek 7	Opc
48	Auto-Service „MAKRO” Krystyna Radlińska	08–110 Siedlce, Nowe Iganie	Opc
49	Bieliński Robert – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „Elgaz”	08–110 Siedlce, ul. Brzeska 102 a	Opc
50	Anna Arciuch, Andrzej Stełęgowski – „PE-GAZ” SC	08–110 Siedlce, ul. Floriańska 91	Opc
51	Firma Transportowa Handlowo-Usługowa „AB” Elżbieta Benedykciuk	08–110 Siedlce, ul. Składowa 99	Opc
52	MOSTOSTAL Siedlce Zakład Transportu Sp. z o.o.	08–110 Siedlce, ul. Terespolska 12	Opc
53	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Mokobodach	08–124 Mokobody, ul. Leśna 22	Opc
54	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Repkach	08–307 Repki, ul. Szkolna 9	Opc
55	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe Rytel Kuc, Józef Stanisław	08–330 Kosów Lacki, Rytel Świąćkie 49	Opc
56	Edmund Koryś – LPG A-G	08–460 Sobolew, ul. Kolejowa	Opc
57	Spółdzielnia Usługowo-Produkcyjna „METROL”	08–480 Maciejowice, ul. T. Kościuszki 57	Opc
58	Tadeusz Ośko, Marian Ośko – MET-GAZ	08–500 Ryki, Moszczanka	Opc
59	Mariusz Majchrzak – MARGO PIEKARNIA CIASTKARNIA	08–500 Ryki, Swaty 130 A	Opc
60	Jerzy Piotrowski – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „PIOTROWSKI”	08–530 Dęblin, ul. Składowa 47	Opc
61	Stefan Grzelak – Zakład Zaopatrzenia Rolnictwa „ROLNIK” Stefan Grzelak	08–550 Kłoczew, ul. Różana 4	Opc
62	Mirosław Bonalski, Paulina Krzyżanowska, Grzegorz Zglinicki – CENTROGAS SC	09–100 Płońsk, Strachowo 4B	Opc
63	Firma Handlowo-Usługowa „ORION” SC	09–110 Sochocin, Drożdżyn 23	Opc
64	Jerzy Smoliński – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe GAZO-BENZ	09–140 Raciąż, ul. Płocka 76	Opc
65	Karol Klimczewski	09–164 Dzierżążnia, Nowe Kucice 49	Opc
66	Joanna Stasiak-Górska – Stacja Paliw „Juliusz”	09–200 Sierpc, ul. Kościuszki 8	Opc
67	Małgorzata Sochocka – Mała Elektrownia Wodna	09–204 Rościszewo, Nadolnik	Wee

68	Stacja Paliw GOMAR Marczewski, Gózdź Spółka Jawna	09-230 Bielsk, Cekanowo 1a	Opc
69	Hubert Sumirski – Wytwarzanie Energii Elektrycznej	09-300 Żuromin, Brudnice, ul. Mostowa 20	Wee
70	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MIRPOL” Stankiewicz Mirosław	09-300 Żuromin, ul. B. Prusa 17	Opc
71	„EKOBUD” Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa Jan Czamecki	09-400 Płock, ul. Chałubińskiego 33	Wee
72	EKOPOL SC Waldemar Kwiatkowski, Henryk Sobczak	09-400 Płock, ul. Przemysłowa 7 p. 3	Wee
73	Robert Zalewski – Mała Elektrownia Wodna	09-400 Płock, ul. Pszczela 3/181	Wee
74	„EKO – FAZA” Dziwota Janusz	09-402 Płock, ul. Wesola 7	Wee
75	Jerzy Jankowski – „J & B – OIL”	09-407 Płock, ul. Lachmana 12/62	Opc
76	Władysław Bugaj – Firma „JAGUB” Handel-Usługi Zaopatrzenie Techniczne Rolnictwa	09-407 Płock, ul. Piaska 1/6	Opc
77	Andrzej Cybulski – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe	09-440 Starożreby, Nowa Góra, ul. Dojazd 3	Opc
78	Markuszevska Monika PPH „MON – GAZ”	09-450 Wyszogrod, ul. Rębowska 67	Opc
79	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe Andrzej Rydz	09-505 Nowy Duninów, Lipianki 86	Opc
80	„ITAL-BUT” Tyborowski Maciej	10-148 Olsztyn, ul. Aleja Przyjaciół 10A	Wee
81	Mała Elektrownia Wodna Władysław Matusik	10-180 Olsztyn, ul. Wędkarska 97	Wee
82	„BENZOL” A. Koszutki i Wspólnicy Spółka Jawna	10-410 Olsztyn, ul. Lubelska 43	Opc
83	Elektrownia Wodna „Samogowo” Walenty Kobus	10-431 Olsztyn, ul. Kołobrzaska 17/24	Wee
84	„Pajtuński Młyn” Ewa Mielka	10-446 Olsztyn, ul. Westerplatte 12/21	Wee
85	F.P. WEL Kazimierz Katkowski	10-449 Olsztyn, Al. Marszałka J. Piłsudskiego	Wee
86	Zespół Elektrowni Wodnych „LYNA” SA	10-513 Olsztyn, ul. Kopernika 31	Wee
87	Mała Elektrownia Wodna „MEW” SC Mariusz Stafniak, Honorata Jurewicz	10-648 Olsztyn, ul. Orłowicza 13/14	Wee
88	Mała Elektrownia Wodna SC Jolanta Sacewicz, Lech Grabski	10-691 Olsztyn, ul. L. Turkowskiego 6/38	Wee
89	Jarosław Stefan Łapiński – Biuro Inżynierskie AUŁ	10-718 Olsztyn, ul. Janiny Wengris 3	Wee
90	Mała Elektrownia Wodna Sp. z o.o.	10-764 Olsztyn, ul. Tęczowa 13	Wee
91	Przedsiębiorstwo Produkcyjne – Grażyna Rydel	10-804 Olsztyn, ul. Rolna 191	Wee
92	Zakład Energetyczny SA w Olsztynie	10-950 Olsztyn, ul. Kościuszki 83	Wee
93	Lucyna Chrzanowska – Usługi Ubezpieczeniowe, Wytwarzanie Energii Elektrycznej	11-001 Dywity, ul. Kwiatkowa 20	Wee
94	Elektrownia Wodna Klimkowo Leszek Ciesielski	11-010 Barczewo, Klimkowo 1	Wee
95	Mała Elektrownia Wodna Waplewo SC W. Wójcik, B. Dąbrowska	11-015 Olsztynek, Waplewo 43A	Wee
96	Zakład Produkcyjno-Usługowo-Handlowy Henryk Czarniecki	11-020 Klebark Wielki, Klewki	Wee
97	Zbigniew Olszewski – „AUTO-SERVICE”	11-030 Purda, Szczęsne	Opc
98	Kazimierz Rogalski – PPH „WEST”	11-036 Gietrzwałd 41	Wee
99	„Elektrownia Wodna – Dębowo II” Radosław Gabrycki	11-100 Lidzbark Warmiński, Medyny 40	Wee
100	„Mała Elektrownia Wodna – Dębowo” Marian Gabrycki	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Legionów 1c/27	Wee
101	Roman Romanowski – Przedsiębiorstwo Romanowski	11-200 Bartoszyce, Sędławy 24	Wee
102	Waldemar Iwaniuk	11-400 Kętrzyn, Muławki	Wee
103	Mała Elektrownia Wodna BIEDASZKI II, rzeka Guber Genadiusz Otkiński	11-400 Kętrzyn, ul. M. Zientary-Malewskiej 19	Wee
104	Mała Elektrownia Wodna Pręgowo – Julian Paluch	11-400 Kętrzyn, ul. Poniatowskiego 12	Wee
105	PHU OKOŃ Tadeusz Okuniewski	11-525 Orzysz, ul. Olsztyńska 1	Opc
106	Mała Elektrownia Wodna Dariusz Pupek	11-700 Mrągowo, Osiedle Mazurskie 38/18	Wee
107	Firma Handlowa KORAL Krzysztof Śniadała	11-700 Mrągowo, ul. Bohaterów Warszawy 3/7	Wee
108	Zdzisław Szczepiński – Zakład Handlowo-Usługowy „JAMZ”	11-700 Mrągowo, ul. Grunwaldzka 15/23	Opc
109	Mariusz Bielecki, Ryszard Gulmantowicz – Mała Elektrownia Wodna BOĆWINKA SC	11-700 Mrągowo, ul. Laskowa 26	Wee

110	Mała Elektrownia Wodna M.E.W. Piotr Chraplewski, Andrzej Lewandowski	11-710 Piecki, Babięta 1	Wee
111	Dystrybucja Gazu Butlowego Kazimierz Mazur	11-710 Piecki, ul. Zwycięstwa 15/5	Opc
112	Andrzej Maćkowski	12-100 Szczytno, ul. F. Leyka 39/38	Opc
113	Piotrkowski Dariusz „Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe”	13-100 Nidzica, ul. 1 Maja 23/32	Opc
114	Przedsiębiorstwo Robót Drogowych i Usług Sprzętowo-Transportowych w Nidzicy PP	13-100 Nidzica, ul. Kolejowa 29A	Opc
115	Edward Prósiński – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ELDA”	13-100 Nidzica, ul. Kopernika 4B/7	Opc
116	Piotr Hillar – Firma EKO	13-220 Rybno, Tuczeki 35	Wee
117	Waldemar Urbański – „STOP-GAZ”	13-300 Nowe Miasto Lubawskie, ul. Tysiąclecia 5	Opc
118	Henryk Łangowski	13-333 Lipinki, Babalice	Wee
119	Spółdzielnia Rolniczo-Uslugowo-Handlowa w Iławie z/s w Rudzienicach	14-204 Rudzienice, ul. Słoneczna 3	Opc
120	Firma Handlowo-Uslugowa „AGRO-DEM” – Mieczysław Szczotka	14-411 Rychliki 97/13	Opc
121	Jan Gluchowski – Ośrodek Szkolenia Kierowców Dostawa Gazu „PEGAZ”	14-500 Braniewo, ul. 9-go Maja 73	Opc
122	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „EMPEGIEKA” Sp. z o.o.	14-500 Braniewo, ul. Morska 55	Opc
123	Mała Elektrownia Wodna Ryszard Sawko	14-520 Pieniężno, Bornity	Wee
124	Leonidas Józefowicz, Wojciech Józefowicz – SAMGAZ SC	15-007 Białystok, ul. Towarowa 1/2	Opc
125	Firma „TRAFFIC” Krzysztof Popławski	15-117 Białystok, ul. Kombatantów 4/1	Opc
126	„NAWEC” Sp. z o.o.	15-124 Białystok, ul. Gen. Władysława Andersa 3	Opc
127	PHU „LEOGAS” Leonidas Józefowicz	15-207 Białystok, ul. Piastowska 13d/48	Opc
128	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TERWAT” Waldemar Tomczak	15-345 Białystok, ul. Zachodnia 28/16	Wee
129	Włodzimierz Dudzicz, Ewa Dudzicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „EKO-GAZ” SC	15-472 Białystok, ul. Ciepła 3/10	Opc
130	Grzegorz Kozikowski „Spektrum”	15-521 Białystok, Zaścianki, ul. Szosa Baranowicka 60A	Opc
131	Robert Józef Gąsowski – STACJA TANKOWANIA GAZEM	15-523 Białystok, Grabówka, ul. Europejska 14	Opc
132	Adam Zalewski – ZAL-GAZ	15-697 Białystok, ul. Gen. St. Maczka 40	Opc
133	Eugeniusz Bejda, Zbigniew Daszuta, Jarosław Polecki – „EXTRA-GAZ”	15-703 Białystok, Al. Jana Pawła II 49	Opc
134	„MOTO-OKTAN” W. Pietruczuk, Z. Niewiarowski Spółka Jawna	15-703 Białystok, ul. Zwycięstwa 10	Opc
135	Centrum Motoryzacji Adis – Grzegorz Urwan	15-732 Białystok, ul. Choroszczańska 24	Opc
136	Zakład Zaopatrzenia Usług i Produkcji Sp. z o.o.	16-061 Juchnowiec Kościelny, Koplany	Opc
137	„GAZOWNIA” SC Michał Babaryko, Jan Otoka	16-100 Sokółka, ul. Białostocka 202	Opc
138	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego w Sokółce	16-100 Sokółka, ul. Wodna 5	Opc
139	Kazimierz Czarnowicz – „AUTO-GAS”	16-130 Janów, ul. Korycińska	Opc
140	Biebrzańskie Przedsiębiorstwo Nasienno-Handlowe „KŁOS” Stanisław Reducha	16-200 Dąbrowa Białostocka, ul. Gen. Sułki 18/6	Opc
141	Ryszard Wiszniewski – Firma Handlowa „EXPRES” Sprzedaż Gazu	16-300 Augustów, ul. Łopianowa 53	Opc
142	Edward Malinowski – Mała Elektrownia Wodna w Boćwinie	16-400 Suwałki, ul. Kasztanowa 22	Wee
143	Krzysztof Suchocki – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KRAM”	16-400 Suwałki, ul. Staszica 74	Opc
144	„Produkcja Energii Elektrycznej” – Teresa Lutyńska	16-400 Suwałki, ul. Utrata 2/125	Wee
145	PPHU „STYK” Tomasz Drazba	16-420 Raczeki, Małe Raczeki 7B	Wee
146	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Bielsku Podlaskim	17-100 Bielsk Podlaski, ul. 11 Listopada 26	Opc

KONCESJE

KONCESJE NA WNIOSK

147	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Studziwodzka 37	Opc
148	Henryk Boguszewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ŻERPOL”	17-300 Siemiatycze, ul. Ciechanowiecka 29	Opc
149	Paweł Kostro – MAR-GAZ	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. 1-go Maja 16	Opc
150	Leszek Korszałak	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. Jankowskiego 31	Opc
151	Witold Kruszewski – „ROLTEX” Punkt Handlowo-Usługowy	18-218 Sokoły, ul. Kolejowa 33	Opc
152	Artur Biały – DYSTRYBUCJA	18-300 Zambrów, Al. Wojska Polskiego 27	Opc
153	„DŁUGO-POL” Sp. z o.o.	18-301 Zambrów, Długobórz Pierwszy 42	Opc
154	„JANGAZ” Jacek Cwalina, Andrzej Komiakiewicz SC	18-400 Łomża, Al. J. Piłsudskiego 135	Opc
155	Oldakowski Tadeusz – Dystrybucja Gazu „GAZ-CAR”	18-400 Łomża, Al. Legionów 135c	Opc
156	PHU Franciszek Niebrzydowski, Mieczysław Filipkowski SC	18-400 Łomża, Konarzyce, ul. Łomżyńska 9	Opc
157	Leszek Borawski, Dariusz Karwowski – GAZ-BEKA SC	18-400 Łomża, ul. Wojska Polskiego 161	Opc
158	Ewa Pstrągowska – „PSTRĄG – GAZ”	18-411 Śniadowo, ul. Szosowa 74	Opc
159	Stanisław Szymański – PHU „ALKAST”	18-420 Jedwabne, ul. Łomżyńska 11	Opc
160	Tadeusz Oldakowski, Andrzej Szczepańczyk, Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TANGAZ” SC	18-421 Piątnica, Rządkowo 7	Opc
161	Dystrybucja Gazu Jan Kulczewski	18-500 Kolno, ul. Piłsudskiego 23	Opc
162	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego w Mońkach	19-100 Mońki, ul. Szkolna 30	Opc
163	Mieczysław Bałabański, Irena Wojślawowicz „DYSTRYBUCJA GAZU”	19-200 Grajewo, ul. Kopemika 51	Opc
164	Halina Stózik, Romuald Arciszewski, Karol Sobolewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „SASS” SC	19-203 Grajewo, Osiedle Południe 47	Opc
165	Mariusz Kukliński – AUTO-GAZ „JUNIOR”	19-203 Grajewo, ul. Przemysłowa 42	Opc
166	EURO CONSULT Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Export & Import Jerzy Antoniak	20-072 Lublin, ul. Lubomska 5	Opc
167	Aneta Wierchowaska	20-209 Lublin, ul. Melgiewska 1a	Opc
168	KAZ-GAZ Stacja Dystrybucji Gazu Krzysztof Piotrowicz	20-301 Lublin, ul. Fabryczna 9/11	Opc
169	Halina Orzel – Firma „ORZEŁ”	20-388 Lublin, Ćmiłów 102	Opc
170	„Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Lublinie” Sp. z o.o.	20-407 Lublin, Al. Józefa Piłsudskiego 15	Wee
171	„DARSTAN” Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Dariusz Majcher	20-429 Lublin, ul. Orzechowskiego 20	Opc
172	DIAMENT Marianna Małaj	20-445 Lublin, ul. Zemborzycka 138 i 138A	Opc
173	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MADA” Sp. z o.o.	20-484 Lublin, ul. Inżynierska 3a	Opc
174	A.K.A. PLUS Agnieszka Petryszak	20-605 Lublin, ul. Grażyny 1/7	Opc
175	Monika Skątecka, Tomasz Skątecki – KTM GAZ SC	20-824 Lublin, Al. Warszawska 169A	Opc
176	Jolanta Wiśniewska – „AUTO-GAZ”	20-843 Lublin, ul. Związkowa 29	Opc
177	Mariusz Szulc – „JOKER”	21-010 Łęczna, ul. Szkolna 4/60	Opc
178	Handel-Usługi Gąska Marek	21-010 Łęczna, ul. Wojska Polskiego 28	Opc
179	Firma Handlowo-Usługowa „MARIOL” Marek Gryzio i Wspólnik Spółka Jawna	21-025 Niemce, ul. Centralna 15	Opc
180	Firma Handlowo-Usługowa „RS” Ryszard Serwa	21-030 Motycz, Kozubszczyzna 179	Opc
181	„LOCO” Z. Łyp, D. Nejman, I. Palusiński Spółka Jawna	21-030 Motycz, Kozubszczyzna 61	Opc
182	Firma Handlowa „DOM” Marzena Paprota	21-030 Motycz, Marynin 31	Opc
183	PPHU Sprzedaż Gazu Szczepan Łukasik	21-040 Świdnik, ul. Targowa 23	Opc
184	AUTO – GAZ Kazimierz Krysa	21-040 Świdnik, ul. Wyszyńskiego 149	Opc
185	Stacja Paliw „BLIKEND” SC Blicharski Jerzy, Kędra Robert	21-100 Lubartów, Kolonia Łucka	Opc
186	„GIS” Cz. Sagan, K. Guz Spółka Jawna	21-100 Lubartów, Kolonia Łucka 145	Opc
187	„POL-GAZ” Sobich Henryk	21-100 Lubartów, ul. W. Śliwiny 4	Opc
188	Kazimierz Mitura – PPH „PROBUT” Rozlewnia Gazu	21-136 Firlej, ul. Cmentarna 63	Opc
189	Barbara Stolarczyk – Stacja Paliw – LPG AUTO-GAZ	21-300 Radzyń Podlaski, Biała 51A	Opc

190	Artur Wierzchowski – Firma Handlowa	21-400 Łuków, Gołaszyn 73A	Opc
191	Andrzej Witczuk – Firma Usługowo-Handlowa „MEGA”	21-400 Łuków, ul. Glinki 9	Opc
192	Mariusz Zalewski, Marcin Grzechnik – AUTO GAZ CENTRUM	21-400 Łuków, ul. Międzyrzecka 72C	Opc
193	Robert Goławski – Zakład Usługowo-Handlowy	21-422 Stanin, Stanin 2G	Opc
194	Firma Handlowo-Usługowa „E – MIR” Miroslaw Twardziak	21-426 Wola Mysłowska 64	Opc
195	„ŁUKTRANS” Rosiński Dariusz	21-440 Jedlanka, ul. Warszawska 6	Opc
196	Roman Stanisław Jończyk – Firma Handlowa „DĄBEK”	21-450 Stoczek Łukowski, Kobiałki Stare 107	Opc
197	Firma Usługowo-Handlowa „MAG-ART” SC Magdalena Chmielewska, Artur Chmielewski	21-500 Biała Podlaska, Czosnówka 95	Opc
198	Andrzej Makaruk – AUTO-MYJNIA i STACJA LPG	21-500 Biała Podlaska, ul. Janowska 71	Opc
199	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „REPER” Spółka Jawna Buczek Ryszard, Żawka Józef	21-515 Sławatycze, ul. Kraszewskiego 17	Opc
200	„EUROGAZ” SC P. Filipiuk, M. Gradus, J. Kot, J. Nożyński, T. Pulik	21-530 Piszczac, Kolonia Piszczac 92B	Opc
201	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „WERA” Antoni Wereszko	21-543 Konstantynów, Zakale 9B	Opc
202	Małgorzata Rachańska – „RACH-GAZ”	22-100 Chełm, ul. Lwowska 24	Opc
203	Paweł Knapieński – Mała Elektrownia Wodna Zemborzyce	22-100 Chełm, ul. Łowiecka 18	Wee
204	Anna Ilczuk, Krzysztof Kozłowski, Stanisław Kozłowski – Stacja Paliw SC	22-150 Wierzbica, ul. Chełmska 25	Opc
205	„AGIKO” Agnieszka Kościuk-Djabin	22-175 Dorohusk Osada, ul. Nadrzeczna 25	Opc
206	„GRZEGORCZYK” Grzegorz Krzysztof	22-234 Urszulin, ul. Leśna 4	Opc
207	Janusz Kalman – Zakład Rem-Bud, Punkt Sprzedaży Gazu – Zakład Wulkanizacyjny, Zakład Produkcji i Sprzedaży Brykietu	22-300 Krasnystaw, ul. Lwowska 7	Opc
208	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Krasnymstawie	22-300 Krasnystaw, ul. Szkolna 21	Opc
209	„ROP ROL” Czesław Wójcik, Zdzisław Czerwiński Spółka Jawna	22-310 Krasicyzn, Stara Wieś	Opc
210	Zbigniew Naklicki	22-375 Łźbica, ul. Lubelska 105	Opc
211	Marek Rybiński – Sprzedaż Gazu	22-400 Zamość, Lipowa 4	Opc
212	Mała Elektrownia Wodna w Bondyrzu Tadeusz Krzywosz	22-442 Adamów, Bondyrz 11	Wee
213	Krzysztof Marzec – PUH „MARK”	22-453 Dębina, Boża Wola 11	Opc
214	Przedsiębiorstwo Handlowe „APIKO OIL” Korkosz Piotr	22-470 Zwierzyniec, ul. Dębowa 3	Opc
215	Bogdan Jasina – Usługi Handlowo-Transportowe	22-500 Hrubieszów, Metelin 50	Opc
216	Andrzej Magus	22-540 Dolhobyczów, Przewodów 23/4	Opc
217	„KRESMOT” Zakład Remontowo-Produkcyjny Sp. z o.o.	22-565 Nieledeń 52	Opc
218	Bogdan Tucki	22-650 Łaszczów, Łaszczów Kolonia 22C	Opc
219	Mariusz Pawlat – „DEXOIL”	23-110 Krzczonów, Piotrkówek 19	Opc
220	BIURO „RUDNIK-TUMAY” Andrzej Marzec	23-204 Kraśnik, Al. Niepodległości 10 A	Opc
221	Aleksander Pawlikowski – FHU ROL.-MOT.	23-212 Wilkołaz, Ostrów 30	Opc
222	Rafał Gozdur – „Auto-Gaz”	23-251 Dzierzkowice, Ludmiłówka 228	Opc
223	DYSTRYBUCJA GAZU Kowalczyk, Paryś	23-300 Janów Lubelski, ul. Sienkiewicza 32	Opc
224	Stanisław Gzik – PHU „TRANS-PAL”	23-304 Dzwola 1	Opc
225	Przedsiębiorstwo Handlowe „SHEMAR” Maria Kaproń, Maria Próchno SC	23-305 Chrzanów, Chrzanów Czwarty	Opc
226	Marek Siembida – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowo-Transportowe	23-313 Potok Wielki, Radwanówka 37	Opc
227	„FOK” – Franciszek Malec	23-400 Biłgoraj, ul. Armii Ludowej 4	Opc
228	ARDO OIL Artur Dobrowolski	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 75A	Opc
229	Stacja Paliw Płynnych Kazimierz Nieścior i S-ka Spółka Jawna	23-415 Księżpol, ul. Tamogrodzka 1	Opc

230	Stacja Paliw Anna i Bogdan Olekszyk	23-424 Lipiny Dolne, Lipiny Górne 39	Opc
231	Grzyb Adam „AUTO MOBIL Sklep Wielobranżowy Stacja Paliw”	23-460 Józefów, Siedliska 13	Opc
232	Spółdzielczy Zakład Gospodarczy w Józefowie	23-460 Józefów, ul. Armii Krajowej 13	Opc
233	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „VERGIUS” Maciej Szczęsny	24-100 Puławy, ul. Kaniowczyków 15/13	Opc
234	Bogdan Skwarek – STACJA PALIW Klementowice	24-170 Kurów, Klementowice	Opc
235	„INVESTOR” Sp. z o.o.	24-310 Karczmiska 1/16	Opc
236	Joanna Zaręba-Kotowska, Dorota Zaręba – PUH „ADGAZ” SC	24-340 Józefów n/Wisłą, Kolczyn 80g	Opc
237	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „CELINKA – MARINE STATE” Wiesław Dzierżak	25-211 Kielce, ul. Wrzosowa 40	Wee
238	Kryspin Gruszka – G-Tech Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	25-320 Kielce, ul. Domaszowska 71a	Opc
239	„LIQUID FUELS” Sp. z o.o.	25-562 Kielce, ul. Peryferyjna 8	Opc
240	Firma Handlowo-Usługowa „NOWEK” Spółka Jawna	25-620 Kielce, ul. Kolberga 2	Opc
241	Przedsiębiorstwo Gospodarki Odpadami Sp. z o.o.	25-645 Kielce, ul. Piekoszowska 390	Wee
242	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe ZAMER Kazimierz Fabiański	26-021 Daleszyce, ul. Zakręty 1A	Wee
243	Bogusław Jeziński MEW	26-035 Raków, Jamno 24	Wee
244	Stacja Paliw Płynnych Anita Banaś	26-052 Sitkówka-Nowiny, ul. Składowa 5A	Opc
245	Paweł Kosiński Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „AUTO-GAZ”	26-056 Piekoszów, Podzamcze 54	Opc
246	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ROL-MECH Daniela i Marian Krzeszowscy Spółka Jawna	26-065 Piekoszów, ul. Częstochowska 93	Opc
247	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „JA-BIS” J. Cichoń, J. Petrus Spółka Jawna	26-070 Łopuszno, ul. Włoszczowska 42	Opc
248	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „SOTANK” Stacja Paliw Waldemar Socha, Sławomir Socha Spółka Jawna	26-080 poczta Mniów, Przełom 25	Opc
249	Halina Balcerak – ZPHU „ROB-METAL”	26-225 Gowarczów, ul. Krakowska 16	Opc
250	Stacja Paliw – Zenon Komisarski	26-230 Radoszyce, ul. Krakowska 99	Opc
251	„Elektrownia Wodna Soczyński i Han” Spółka Jawna	26-337 Aleksandrów, Dąbrowa n/Czarną 63	Wee
252	Bogumiła Bilka – KRAK-KURIER	26-600 Radom, ul. Królewska 15/30	Opc
253	Mirosław Sadowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „SAM”	26-600 Radom, ul. Słowackiego 224A/1	Opc
254	Tomasz Wawrzyn – „GAZOWNIK” Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	26-600 Radom, ul. Świętokrzyska 2/18	Opc
255	Gospodarstwo Pomocnicze przy Wojewódzkim Zarządzie Melioracji i Urządzeń Wodnych w Warszawie, Zakład w Radomiu	26-600 Radom, ul. Wemera 4a	Wee
256	Stańczycki Andrzej – „TARTAK”	26-652 Zakrzew, Gulin 42	Wee
257	Krzysztof Figurski – „AUTO-GAZ”	26-700 Zwolen, ul. S. Żeromskiego 4	Opc
258	Zakład Usługowo-Produkcyjny „MEW-BUD” Tadeusz Grudziński	26-800 Białobrzegi, Sucha, Al. Kasztanowa 2a	Wee
259	Centrum Ogrodniczo-Przemysłowe, Auto – Gaz Jan Kosiec	26-806 Stara Błotnica, Stary Osów 17	Opc
260	Edward Lament – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „LAKMAD”	27-200 Iłża, Walentynów 76	Opc
261	Zakład Usługowo-Handlowy „GAZ-SERWIS” Jacek Głowacki, Dariusz Głowacki SC	27-225 Pawłów, Pawłów 108	Opc
262	Irena Litwinek – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „IRENA”	27-230 Brody, Krynki, ul. Ostrowiecka 32	Opc
263	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „KUCHARSCY” Spółka Jawna Mieczysław Kucharski, Jarosław Kucharski, Katarzyna Kucharska	27-230 Brody, Lubienia, ul. Iłżecka 5	Opc
264	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „Lenart B. i S-ka” Spółka Jawna	27-300 Lipsko, ul. Spacerowa 31	Opc

265	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacji Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, Al. Jana Pawła II 45	Opc
266	PHU „Marchod” Marianna Chodakowska	27-440 Ćmielów, ul. Skala 5	Opc
267	„AR-PIT Stacja LPG” SC Arkadiusz Czajkowski, Piotr Gierach	27-530 Ożarów, Jakubowice 25	Opc
268	Dariusz Domańczuk – Stacja Paliw Płynnych „M & D”	27-532 Wojciechowice, Bidziny	Opc
269	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „METAROL” Sp. z o.o.	27-532 Wojciechowice, Drygulec 36 k/Ćmielów	Opc
270	„WMET” Sp. z o.o.	27-570 Iwaniska, Kamienna Góra 31 A	Opc
271	Jacek Sieradzki – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „BARYŁKA”	27-600 Sandomierz, ul. Czarnego 24	Opc
272	Przedsiębiorstwo Transportowo-Spedycyjne „SAN- TRANS” Sp. z o.o.	27-600 Sandomierz, ul. Zawichojska 13	Opc
273	FHU „SPECTANK” E. Jewiarz, J. Kowalik, M. Janicki Spółka Jawna	28-130 Stopnica, ul. dr. Piotrowskiego 25	Opc
274	Stacja Paliw Piotr Czystoń	28-133 Pacanów, Stupia	Opc
275	Leszek Kulicki – „FENIKS” Zakład Usługowo- Handlowy	28-136 Piasek, ul. Jasna 6	Opc
276	Stacja Paliw, Usługi Transportowe „GRA-PAL” Krzysztof Skwark	28-225 Szydłów, Grabki Duże 56	Opc
277	Mariusz Małek – MARGAZ	28-230 Połaniec, ul. Osiecka 15	Opc
278	Hubert Smorąg „SOFT-MEDIA” „PPHU HAKIS”	28-300 Jędrzejów, ul. 11 Listopada 113/59	Opc
279	Łucja i Zbigniew Wiatr Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „WIATR-PAL”	28-300 Jędrzejów, ul. Kolejowa 2	Opc
280	Spółdzielnia Usługowo-Zaopatrzeniowa Rolników i Kółek Rolniczych	28-300 Jędrzejów, ul. Rakowska 33	Opc
281	Gmina Sędziszów – Zakład Usług Komunalnych	28-340 Sędziszów, ul. Dworcowa 19	Occ
282	Barbara Filosek, Andrzej Filosek, Alicja Skiba, Stanisław Skiba – „EURO-TANK” SC	28-400 Pińczów, ul. Batalionów Chłopskich 175	Opc
283	TRANS BNG Sp. z o.o.	28-400 Pińczów, ul. Przemysłowa 2 A	Opc
284	Zofia Lidia Gajewska – Firma Produkcyjno- Handlowo-Usługowa	28-440 Działoszyce, Niewiatrowice 2	Opc
285	Zdzisław Kabat – Firma Usługowo-Handlowa „ZAGBUD”	28-506 Czarnocin, Sokolina	Opc
286	Witold Kłos – Mała Elektrownia Wodna	28-512 Bejsce, Bejsce 1	Wee
287	Falana Olga – Firma Handlowo-Usługowa „EURO-TANK”	29-100 Włoszczowa, Os. Broniewskiego 17/11	Opc
288	„FUGAZI” Tomasz Miksa, Marek Radoszyn, Jerzy Starmach Spółka Jawna	30-148 Kraków, ul. Lindego 5	Opc
289	Mała Elektrownia Wodna Biskupice SC Sylwia Kwiecień, Józef Kwiecień	30-218 Kraków, ul. Królowej Jadwigi 230A	Wee
290	GANIMA Sp. z o.o.	30-222 Kraków, ul. Morelowa 26A	Opc
291	Gospodarstwo Pomocnicze przy Regionalnym Zarządzie Gospodarki Wodnej w Krakowie	30-301 Kraków, ul. Zamkowa 2	Wee
292	„IMPERIAL” Sp. z o.o.	30-663 Kraków, ul. Wielicka 181 A	Opc
293	Marek Kucharczyk – Firma Handlowo-Usługowa MEGSTAR	30-703 Kraków, ul. Dekerta 45 a	Opc
294	Rafał Sienko – „LUSKAR-1” Transport i Handel	30-832 Kraków, ul. Plk. Dąbka 4	Opc
295	Sylwester Adamczyk – FHU SILWERPOL	30-868 Kraków, ul. Kurczaba 18/11	Opc
296	BUDOSTAL – 5 SA	31-587 Kraków, ul. Na Załączu 1	Opc
297	Jacek Przęczkowski – Stacja Paliw „WISŁA”	31-623 Kraków, Osiedle Piastów 16/82	Opc
298	Firma Handlowo-Usługowa „KRAKOIL” Dańko Piotr	31-710 Kraków, ul. Bolesława Wstydliwego 14	Opc
299	Zbigniew Kaim – Firma Handlowo-Usługowo- Produkcyjna „KAIM”	31-711 Kraków, ul. Poniatowskiego 5	Opc
300	Andrzej Zajac – Firma Handlowa „BAK”	31-999 Kraków, ul. Pysocice 7	Opc
301	DAR – POL Dariusz Szczurek	32-031 Mogilany, Włosań 198	Opc
302	Michał Kasprzyk – Firma Handlowo-Usługowa „MICHAŁ”	32-060 Liszki, Czuiów 164	Opc
303	Firma Handlowa Stacja Paliw SC Anna Chmielewska, Elżbieta Wajda	32-075 Gołcza, Maków	Opc

KONCESJE

KONCESJE NA WNIOSK

304	Czesław Ciszewski, Jolanta Ciszewska, Przemysław Ciszewski – Firma Handlowo-Usługowa „CISZEWSKI” SC	32–104 Koniusza, Biórków Wielki 100	Opc
305	Mirosław Romański – „RO-MI”	32–200 Miechów, Komorów 16	Opc
306	Jan Adam Drózdź	32–200 Miechów, Zagorzyce 17	Opc
307	NOWAKOWSCY Stacja Paliw Bożena Nowakowska, Krzysztof Nowakowski Spółka Jawna	32–222 Raclawice, Raclawice 12	Opc
308	Ewa Janus – Firma Handlowo-Usługowa AJ-GAS	32–340 Wolbrom, Lgota Wielka 7	Opc
309	„MAST” SC Maria Gawęł, Stanisław Krzywda	32–340 Wolbrom, ul. Szosa Olkuska 11	Opc
310	Michał Poznański – Firma „TRANZIT”	32–406 Zakliczyn, Czechówka 3	Opc
311	Piotr Dolot, Tadeusz Niechwiej – „KONSMECH” SC	32–552 Piąza, ul. Hetmańska 2	Opc
312	Firma Wielobranżowa „MAG-SZYM” Zbigniew Rzepka	32–821 Zaborów, Dołęga 39	Opc
313	Zbigniew Rabiasz – Firma Usługowo-Handlowa RABEK	32–860 Czchów, Jurków 53 B	Opc
314	„GAZTAR” Kęski, Mazur, Sierak Spółka Jawna	33–100 Tamów, ul. Fabryczna 22	Opc
315	„REA” Sp. z o.o.	33–100 Tamów, ul. Tuchowska 25	Opc
316	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	33–230 Szczucin, ul. Kościuszki 61	Opc
317	Spółdzielnia Kótek Rolniczych	33–260 Gręboszów 48	Opc
318	Artur Czamecki & Zbigniew Blak SC „EKO-TIAZ”	33–300 Nowy Sącz, ul. Bulwar Narwiku 4	Opc
319	Jerzy Czop – Firma „CZOP” Skład Opalu i Materiałów Budowlanych	33–300 Nowy Sącz, ul. Węgierska 11	Opc
320	Teresa Blak – Firma Handlowo-Usługowa „TER-GAZ”	33–300 Nowy Sącz, ul. Zielona 24	Opc
321	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „BASTA” Spółka Jawna	33–337 Nowa Wieś 155	Opc
322	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska” w Łącku	33–390 Łącko	Opc
323	INTER – SYSTEM OIL SC G. Borys, T. Borys	34–300 Żywiec, ul. Rynek 3	Opc
324	PPHU „GAZ GUM” SC Gómy B., Gómy J., Młynarski S.	34–325 Łodygowice, ul. Kasztanowa 122	Opc
325	„RAFAX” Rafał Rączka	34–325 Łodygowice, ul. Pszczelarzy 26	Opc
326	Zakład Usługowy DOM GAZ SC Ożga Paweł, Dzik Andrzej, Mrowiec Ryszard	34–331 Świnna 470	Opc
327	Firma Handlowo-Usługowa „KRAKOIL” SC Piotr Dańko, Magdalena Dańko-Ścigalska	34–350 Węgierska Górka, Cisiec – Stacja Paliw	Opc
328	Marek Talić – Firma „SPIN”	34–360 Miłowka, ul. Czarna 6	Opc
329	Tartacznictwo i Produkcja Palet Jan Jędroł	34–400 Nowy Targ, ul. Waksmundzka 89B	Wee
330	Stanisław Guzik, Małgorzata Kulak – „EKO-OPAL” SC	34–404 Klikuszowa, Lasek 64	Opc
331	Andrzej Kulach	34–407 Ciche, Ratułów 54	Wee
332	„ELSTAP” Elektrownia Bio-Gazowa A., A., G., P. Stanek SC	34–424 Szaflary, Zaskale 184	Wee
333	Stanisław Fudała – „HYDROELEKTROWNIA”	34–470 Czamy Dunajec, Podczerwone 134 A	Wee
334	Mała Elektrownia Wodna, Tartak Wodny, Handel Drewnem i Tarcicą Stoch Edward, Szuba Stanisław SC	34–470 Czamy Dunajec, ul. Kmiotowicza 183	Wee
335	Tadeusz Szuba	34–470 Czamy Dunajec, ul. Targowa 42	Wee
336	Marian Strama – Przedsiębiorstwo Transportowe	34–500 Zakopane, ul. Balzera 30	Opc
337	Mała Elektrownia Wodna Karpacz SC Jan, Janusz Bachleđa-Księdzularz	34–500 Zakopane, ul. Kościeliska 1	Wee
338	Mała Elektrownia Wodna Zakopane – Ustup SC Jan, Janusz, Adam Bachleđa-Księdzularz	34–500 Zakopane, ul. Kościeliska 1	Wee
339	Firma Handlowa „GAZ” Rafał Muras	34–500 Zakopane, ul. Nowotarska 36a	Opc
340	„RAB TRANS” Sp. z o.o.	34–700 Rabka-Zdrój, ul. Gamcarska 1	Opc
341	FHU „FAMA” Żądło Krzysztof	34–730 Kasinka Mała 30	Opc
342	„LABOREX” Sp. z o.o.	35–105 Rzeszów, ul. Przemysłowa 18	Wpc
343	Barbara Kaczor, Agnieszka Bachleđa-Księdzularz, Zofia Bachleđa-Księdzularz, Mariusz Bachleđa-Księdzularz – Mała Elektrownia Wodna Pilzno SC	35–211 Rzeszów, ul. Kruczkowskiego 24A	Wee
344	Stanisław Żuczek – „ZRÓDEŁKO”	35–326 Rzeszów, ul. T. Rejtana 49/10	Opc
345	Firma Usługowo-Handlowa „ULPOL” Urszula Kołodziej	36–004 Łąka, Łukawiec 539	Opc

346	Firma Handlowo-Uslugowa „BIO – ECO” Bogusław Świeca	36–060 Głogów Małopolskie, Rudna Mała, Bór	Opc
347	Jan Kocaj – „GAZ-STOL”	36–065 Dynów, ul. Grunwaldzka 37	Opc
348	Jerzy Zając – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „ETON”	36–200 Brzozów, ul. Kopernika 3	Opc
349	Jan Rogowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „ROJA”	37–110 Żołyń, ul. Mickiewicza 7d	Opc
350	„Stacja Paliw” Jerzy Jarosz	37–114 Białobrzegi 312	Opc
351	Józef Chamiec, Jan Student – Stacja Paliw „AUTO-GAZ” SC	37–300 Leżajsk, Jelna 495B	Opc
352	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	37–300 Leżajsk, ul. Nad Stojadłem 1	Opc
353	Elektrownia „Stalowa Wola” SA	37–450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 13	Pee
354	Eugeniusz Partyka – „AUTO-GAZ” Stacja Gazowa Montaż Instalacji Gazowych	37–450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 5	Opc
355	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „SKŁAD” Gałuszka & Bartoszak Spółka Jawna	37–500 Jarosław, Małeniska 7 b	Opc
356	Robert Żabiński – Firma Handlowo-Uslugowa „EKO-OIL-PLUS”	37–500 Jarosław, Osiedle Braci Prośbów 1/16	Opc
357	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MASTER” Stanisław Misiąg, Marek Porczak Spółka Jawna	37–500 Jarosław, ul. Spółdzielcza 1	Opc
358	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „KASBUD II” Sp. z o.o.	37–522 Wiązownica, Szówsko 392	Opc
359	Urszula Żyznowska – Stacja Paliw „JUR – MAR”	37–600 Lubaczów, ul. Kard. Stefana Wyszyńskiego 29	Opc
360	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych, Produkcyjnych i Handlu Sp. z o.o.	37–600 Lubaczów, ul. Kraszewskiego 7	Opc
361	Ryszard Musz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EREM”	37–700 Przemyśl, ul. Jasińskiego 9	Opc
362	B i P Bosek Stanisława, Piasecki Jan Spółka Jawna	38–114 Niebylec 5	Opc
363	Domaradzki Ryszard „EURORES”	38–115 Połomia 33	Opc
364	Elżbieta Wojtaszek – FPUH „ELKAR”	38–120 Czudec, Wyżne 1	Opc
365	Józef Pająk – ŻUKSTAR	38–130 Frysztak, ul. Godkówka 3	Opc
366	Zakład Miejskiej Komunikacji Samochodowej w Jasle (Gmina Miejska Jasło)	38–200 Jasło, ul. Piotra Skargi 84	Opc
367	Alfred Brzączyk – STACJA PALIW	38–204 Tamowiec	Opc
368	Halina Wojdacz	38–223 Osiek Jasielski, Samokłęski	Opc
369	Marian Pogorzelski, Wojciech Warywoda – „WOJMAR” SC	38–242 Skołyszyn	Opc
370	Miejski Zakład Komunikacyjny Sp. z o.o.	38–300 Gorlice, ul. Krakowska 42	Opc
371	„BOL-POL” Ryszard Bolek	38–300 Gorlice, ul. Węgierska 13	Opc
372	Andrzej Bolek – „AMB” Stacja Paliw i LPG Gaz	38–300 Gorlice, ul. Węgierska 13	Opc
373	Firma Handlowo-Uslugowa „PAK-POL” Jan Wierzanowski, Piotr Wierzanowski, Tomasz Gurgul Spółka Jawna	38–307 Jurowice, Pakoszówka	Opc
374	Krzysztof Balawajder, Andrzej Pelc – Firma Handlowa „GLOBAL” SC	38–400 Krosno, ul. Naftowa 30	Opc
375	Rejon Budowy Dróg i Mostów w Krośnie Sp. z o.o.	38–400 Krosno, ul. Tysiąclecia 38	Opc
376	Firma Transportowo-Handlowo-Uslugowa „PANMAR” Sz. Czekański, W. Szmyd Spółka Jawna	38–401 Krosno, ul. Podkarpacka 16b	Wee
377	Paweł Adamski – „ADAP”	38–500 Sanok, ul. Królowej Bony 23	Opc
378	Tadeusz Szalankiewicz – Firma Handlowo-Uslugowa „TEES”	38–530 Zarszyn	Opc
379	Ryszard Kochan – Firma Handlowo-Uslugowa „AUTO-GAZ”	38–606 Baligród, Mchawa 123	Opc
380	Stacja Paliw „RP” SC Roman Kwiatkowski, Piotr Piwowar	39–120 Sędziszów Małopolski, Al. 1000-lecia	Opc
381	Piotr Padło – Firma Handlowo-Uslugowa „PZP”	39–121 Bogumiłowice, Łętowice 40	Opc

382	Zofia Niedbalec, Marian Niedbalec – Firma Handlowo-Uslugowa „MOTEL MALIBU” SC	39-204 Żyraków, Brzeźnica 18A	Opc
383	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Transportowe Renata Pezda	39-306 Górki Mieleckie, Górki 54A	Opc
384	Kazimierz Idec – FH „IDGAZ”	39-432 Gorzyce, ul. Działkowców	Opc
385	BCC Sp. z o.o.	40-048 Katowice, ul. Kościuszki 35/3	Opc
386	Małe Elektrownie Wodne SA	40-142 Katowice, ul. Modelarska 9A	Wee, Oee
387	Firma Handlowo-Uslugowa „BE – JA” SC Beata Mazur, Damian Nieroba	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Kapicy 9	Opc
388	PHU „MONTOGAZ” SC Grzegorz Kajca & Arkadiusz Baldys	41-200 Sosnowiec, ul. Kukułek 41	Opc
389	Tadeusz Sergiel – „REMETKOR”	41-200 Sosnowiec, ul. Lenartowicza 188	Opc
390	Józefowicz Kazimierz PHU „CEMPOL”	41-200 Sosnowiec, ul. Mościckiego 14	Opc
391	Leszek Mańka – „PETRONAFT”	41-200 Sosnowiec, ul. Radocha 4	Opc
392	CAR-GAZ SC Piotr Jurkiewicz, Grzegorz Wójcik	41-200 Sosnowiec, ul. Stawowa 4	Opc
393	Tomasz Majczak – „AUTO – MAX”	41-200 Sosnowiec, ul. Witosza 3c/69	Opc
394	EUROGAZ SC Jerzy Karasek, Marcin Skuła	41-250 Czeladź, ul. Staszica 1	Opc
395	„POLMIN” Sp. z o.o.	41-253 Czeladź-Piaski, ul. Spacerowa 1C	Opc
396	EKOGAS ENERGY II SC A. Wieczorek & Z. Komorowski	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Starocmentarna 12	Opc
397	„BOZ” Olga Buras, Zdzisław Buras SC	41-400 Mysłowice, ul. Rudnickiego 18/4	Opc
398	Mariusz Galas – Firma „TANK”	41-403 Chełm Śląski, ul. Chełmska 5b	Opc
399	Michał Goczół – „AMIGO – Stacja Paliw”	41-409 Mysłowice, ul. Długa 150	Opc
400	Ryszard Ozimkowski – „STRZELEC”	41-706 Ruda Śląska, ul. P. Skargi 87	Opc
401	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „PHOENIX BUSINESS” Sp. z o.o.	41-707 Ruda Śląska, ul. Kalinowa 9	Opc
402	„Konkurent” Józef Trojnar	41-800 Zabrze, ul. Nad Kanalem 35a	Opc
403	Firma „EMI WASCH” Myjnia Samochodowa i Stacja Paliw Emilia Stachnik Muller	41-800 Zabrze, ul. Reymonta 21	Opc
404	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe EKOSYSTEM	41-819 Zabrze, ul. Skłodowskiej 14/20	Opc
405	Drewiczewski Zbigniew	41-908 Bytom, ul. Frenzia 46	Opc
406	FIRMA KAM GAZ Sławomir Kamiński	41-940 Piekary Śląskie, ul. Spółdzielcza 11	Opc
407	Handel Obwoźny Zdzisław Dymarek	42-100 Kłobuck, ul. Korczaka 51A	Opc
408	Dariusz Chajdas – Zakład Handlowo-Uslugowy	42-120 Miedźno, ul. Filipowicza 12	Opc
409	Zakład Usług Gazowych Dariusz Figiel	42-125 Kamyk, Łobodno, ul. Sienkiewicza 74	Opc
410	„DELTRANS” Sp. z o.o.	42-125 Kamyk, ul. Grunwaldzka 8	Opc
411	PHU GAZ Stępień Jakub	42-130 Wręczyca Wielka, ul. Krótka 5	Opc
412	Waldemar Krysiński, Jacek Adamik – Firma Handlowa „POLTANK” SC	42-130 Wręczyca Wielka, ul. Mickiewicza 13	Opc
413	Marek Wilk – Przedsiębiorstwo Obrotu Surowcami Włómnymi „MARKOL”	42-133 Węgłowice, Czarna Wieś, ul. Słoneczna 125	Opc
414	Artur Okręglicki – ARGO	42-200 Częstochowa, ul. Beskidzka 7	Wee
415	Firma Handlowa „NORD – GAZ” Marcin Łuczak	42-200 Częstochowa, ul. Dmowskiego 1	Opc
416	PHU „EDGAZ” Edward Piotrowski	42-200 Częstochowa, ul. Drogowców 9	Opc
417	Elżbieta Słomiany – INTER – TRADE	42-200 Częstochowa, ul. Palmowa 11/19/24	Opc
418	Majchrzak Paweł	42-200 Częstochowa, ul. Pużaka 1/62	Opc
419	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „CORA” Krystyna Jabłonowska Sługzak	42-202 Częstochowa, Wola Kiedrzyńska 30	Opc
420	PHUP „BUD-GAZ” Syc Andrzej	42-253 Olsztyn, Zrębice, ul. Janowska 19,	Opc
421	PHU „MAREK” Marek Marian	42-263 Huta Stara, ul. Tkacka 88	Opc
422	Miroslaw Jończyk – Dystrybucja Gazu „MIRGAZ”	42-274 Konopiska, Kopalnia, ul. Szkolna 6	Opc
423	Krzysztof Ciesielski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „KRZYŚ”	42-280 Częstochowa, ul. Szparagowa 17	Opc
424	Skup Drewna, Sprzedaż Tarcicy, Mała Elektrownia Wodna na Warcie SC Radosław Maciejewski, Danuta Maciejewska	42-282 Kruszyna, Łęg 33	Wee
425	AUTO GAZ Grzegorz Wolnicki	42-284 Herby, ul. Lubliniecka 56	Opc
426	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Michał Stroba	42-286 Koszęcin, ul. Łazowska 15	Opc

427	MOTO GAZ Halina Łukasiewicz	42-300 Myszków, ul. Jana Pawła II 99	Opc
428	Firma Handlowo-Usługowa Z. Sroślak	42-300 Myszków, ul. Puławskiego 7	Opc
429	Firma Handlowa „ASPOL” Arkadiusz Sołtysiak	42-300 Myszków, ul. Sikorskiego 59/10	Opc
430	ZPHU „IBUD” Ireneusz Zygier	42-300 Myszków, ul. Słowackiego 94	Opc
431	ZPHU „SIGMA” SC Krzysztof Wyporski, Krystyna Wyporska	42-310 Żarki, ul. Myszkowska 45	Opc
432	Tadeusz Szumilas – „ELEKTRO-SERWIS”	42-400 Zawiercie, ul. Obronców Poczty Gdańskiej 26	Opc
433	Alfred Dorobisz – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „AWA”	42-400 Zawiercie, ul. Oświatowa 2	Opc
434	Gmina Zawiercie – Zakład Komunikacji Miejskiej w Zawierciu	42-400 Zawiercie, ul. Polska 21	Opc
435	Zakład Usługowo-Handlowy „PILICA – OIL” Sp. z o.o.	42-436 Pilica, ul. Żarnowiecka 50	Opc
436	ELGAZ Elżbieta Słowik	42-440 Ogrodzieniec, ul. Kościuszki 129	Opc
437	PPHU „ŚWIT” Witold Adamus	42-445 Szczekociny, ul. Żeromskiego 181	Opc
438	Siewierskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	42-470 Siewierz, ul. Krakowska 45	Opc
439	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	42-480 Poręba, ul. Modrzewiowa 1	Opc
440	Stacja Benzynowa „ZET” Sławomir Zrobek	42-500 Będzin, ul. Królowej Jadwigi 1/42	Opc
441	Zakład Handlowo-Usługowy „PROGAZ” SC	42-500 Dąbrowa Górnicza, ul. Sportowa 16	Opc
442	Janusz Frey – Zakład Produkcyjno-Usługowy „GAL- MEW”	42-524 Dąbrowa Górnicza, ul. Białej Przemysły 3	Wee
443	Jerzy Bąk – Przedsiębiorstwo Handlowe „PETRO – TEAM”	43-100 Tychy, ul. Fabryczna 2	Opc
444	Stacja Auto Gaz „MARS” SC M. Loranty, E. Woźniak	43-100 Tychy, ul. Roweckiego 21	Opc
445	Przedsiębiorstwo Komunikacji Miejskiej Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Towarowa 1	Opc
446	FHU „PASZTERA” SC Bożena Szoltysek, Adam Walczuch	43-170 Łaziska Górne, ul. Jana III Sobieskiego 7C/5	Opc
447	Machulik Mirosław – Usługi Transportowe	43-178 Omontowice, ul. Zamkowa 105	Opc
448	PLESSGAZ Grzegorz Gaża	43-200 Pszczyna, ul. Bieruńska 57/2	Opc
449	„STW” Przedsiębiorstwo Transportowo-Warsztatowe Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Gómoślaska 17	Opc
450	Stacja Paliw – Paszek Jerzy	43-227 Miedźna, ul. Bieruńska	Opc
451	PROMYK GAZ Majewska Barbara	43-251 Pawłowice, ul. Gómicza 2a/3	Opc
452	„BOGNA” Spółka Jawna J. Olszynka, B. Byba	43-262 Kobielice, Suszec, ul. Pszczyńska 170A	Opc
453	Przedsiębiorstwo Handlowe „SINUS” Jacek Bąk	43-300 Bielsko-Biała, ul. Aleksandrowicka 43/1	Opc
454	Piotr Jaferniki – NORMAL	43-300 Bielsko-Biała, ul. Cieszyńska 319	Opc
455	Maciej Dyka, Andrzej Kołtoń – „ORIKON” SC	43-300 Bielsko-Biała, ul. Wadowicka 7/16	Opc
456	Grażyna Stoszek – „SILVER” Firma Handlowo-Usługowa	43-400 Cieszyn, ul. Michejdy 18	Opc
457	Firma Handlowo-Usługowa Stacja Paliw w Ogrodzonej Przeczek Bogusław	43-426 Dębowiec, Ogrodzona	Opc
458	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	43-430 Skoczów, Pogórze	Opc
459	FUH ALWI Wiesław Barański	43-430 Skoczów, ul. Gómy Bór 39	Opc
460	ANEW AUTO GAZ Anna Pierzchała, Ewa Szarzec-Turoń Spółka Jawna	43-450 Ustroń, ul. Baranowa 1	Opc
461	Firma Handlowo-Usługowo-Produkcyjna „BENIA” Bernadeta Bogdał	43-474 Koniaków 686	Opc
462	Izabela Brańka, Tomasz Praski – „BeTa” SC	43-502 Czechowice Dziedzice, ul. Kolejowa (rampa PKP)	Opc
463	ZUHP „KOM GAZ” Sp. z o.o.	43-502 Czechowice Dziedzice, ul. Legionów 85	Opc
464	Eugeniusz Rezik – „REZBUB” – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	43-512 Janowice, ul. Janowicka 75	Opc
465	B & G Fajerek Bogdan, Grzegorz Kucharski	43-513 Kaniów, ul. Szkolna 24	Opc
466	Firma Handlowo-Usługowa „TRAXOIL”	43-520 Chybie-Mnich, ul. Słowicza 6	Opc
467	Firma Handlowo-Usługowa „M. BURY”	43-525 Kończyce Małe, ul. Jagiellońska 68	Opc
468	Firma Handlowo-Usługowa EKO-GAZ Małgorzata Płonka, Henryk Płonka	43-525 Markłowice Górne, ul. Mickiewicza 28	Opc

469	PHUH CANDIA SC K. Jeleń, D. Młost	43-603 Jaworzno, ul. Grunwaldzka 275a	Opc
470	Adam Nartowski	43-606 Jaworzno, Podwale 48	Opc
471	Firma Wielobranżowa „CARO” SC Bogdan Homa, Sławomir Jarzębowski	44-100 Gliwice, ul. Jana Śliwki 87	Opc
472	„EKO – SERVICE” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 101	Wpc
473	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 11	Opc
474	Przedsiębiorstwo Składowania i Utylizacji Odpadów Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Zwycięstwa 36	Wee
475	JAN GAZ Ryszard Januskiewicz	44-120 Pyskowice, ul. Zaoluszany 4	Opc
476	PPHU „RE-PLAST” Krystian Pietrek	44-190 Knurów, ul. Niepodległości 46	Opc
477	„FAMOUS” Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Brzozowa 34	Opc
478	Łukasz Hensel – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MONTEX”	44-200 Rybnik, ul. Brzozowa 34	Opc
479	Krystyna Smoleń – Firma Produkcyjno-Handlowa „EKOPAL”	44-200 Rybnik, ul. Liliowa 14	Opc
480	Wioleta Anna Homola – „CENTER-GAZ”	44-200 Rybnik, ul. Rybacka 1B	Opc
481	Stacja AUTO GAZ Jolanta Brzoskowska	44-240 Żory, Osiedle Korfanteo 17e/6	Opc
482	„TRANSGAS-POL” Sp. z o.o.	44-251 Rybnik, ul. Kłokocińska 51	Opc
483	ZPU „INSTAL-GAZ” Antoni Zaremba	44-270 Rybnik ul. Janasa 7	Opc
484	ROBO-GAZ SC Skulski Roman, Rudnik Bogdan	44-270 Rybnik, ul. Gómośląska 95/21	Opc
485	Szmak Krzysztof	44-270 Rybnik, ul. Modrzewiowa 33	Opc
486	PPHU „JUSTYNA” Justyna Derkowska	44-295 Bogunice, ul. Zatoka 1	Opc
487	Bart-Ex SC Piotr i Joanna Czernieccy	44-325 Mszana, ul. Wodzisławska 5	Opc
488	EUROBAZA Sp. z o.o. Stacja Paliw	44-336 Jastrzębie Zdrój, ul. Piłsudskiego 6	Opc
489	Reclik Józef	44-341 Gołkowice, ul. Cmentarna 13	Opc
490	POWER GAZ SC Szynkiewicz Wiesław, Brudny Kornel	44-348 Skrzyszów, ul. 1 Maja 1	Opc
491	Zbigniew Walotek, Anna Walotek SC	45-110 Opole, ul. Wiśniowa 53	Opc
492	„AGA-GAZ 60” SC Benedykt Długosz, Gabriela Długosz, Zygmunt Polok	45-130 Opole, ul. Kępska	Opc
493	HUNGAPOL-2 SC Stacja Paliw L. Karwacki, Z. Starczewski	45-368 Opole, ul. Ozimska 60A	Opc
494	Edward Koszałka, Jolanta Michna – ER Stacja Paliw SC	46-050 Tarnów Opolski, ul. Cmentarna 5	Opc
495	Wiesława Jedlińska PPHU „JAWIS” Hurt-Detal	46-112 Świeraszów, ul. Brzeska 51	Opc
496	Halina Gienieczko – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	46-148 Siemysłów, Starościan, ul. Podlaska 8	Opc
497	„Mała Elektrownia Wodna Tadeusz i Krystyna Mucha” Tadeusz Mucha	46-220 Byczyna, ul. Poznańska 3B/1	Wee
498	Beata Dłutowska – CAR- MOT	47-100 Strzelce Opolskie, ul. Krakowska 43	Opc
499	Firma „THIEL” Alfred Thiel	47-120 Żędowice, ul. Stawowa 21	Wee
500	BL-TRANS Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn-Koźle, ul. Szkolna 15	Opc
501	„TIK” SC Tomasz Plich, Krzysztof Żebrowski	47-400 Cyrzanów, ul. Ogrodowa 10	Opc
502	Mieczysław Czajkowski – Mała Elektrownia Wodna	48-130 Kietrz, ul. Górska 39	Wee
503	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe Piotr Gómiak	48-130 Kietrz, ul. Nowa 5/1	Opc
504	Władysław Brzozowski	48-140 Branice, Bliszczycze 81	Wee
505	Elektrownia Wodna „Nowy Świątów” Stanisław Serema	48-330 Nowy Świątów 9	Wee
506	Mała Elektrownia Wodna „EKOWAT” SC M. Kraśniewski, W. Kraśniewski	48-340 Glucholazy, ul. Gen. Wł. Andersa	Wee
507	Sprzedaż Produktów Naftowych Stacja Paliw – Henryk Kliś	48-388 Kamiennik, ul. 1 Maja 21A	Opc
508	„HYDROELEKTROWNIE DOLNEGO ŚLĄSKA” Sp. z o.o.	49-200 Grodków, ul. Zawadzkiego 17	Wee
509	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „PETROPOL” Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. Sikorskiego 2	Mpc
510	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „EKORAPS” Sp. z o.o.	50-335 Wrocław, ul. Sienkiewicza 42/7	Opc
511	Gospodarstwo Pomocnicze przy Regionalnym Zarządzie Gospodarki Wodnej we Wrocławiu	50-966 Wrocław, ul. Braci Gierymskich 149a	Wee

512	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EKSPERT” Sp. z o.o.	51-114 Wrocław, ul. Obornicka 78	Opc
513	„NOORT” Sp. z o.o.	51-132 Wrocław, ul. Kępińska 12	Opc
514	Roman Komarnicki – „OLEJEOP”	51-168 Wrocław, ul. Sołtysowicka 62 A	Opc
515	Zakład Ślusarski Stanisław Sobolewski	54-131 Wrocław, ul. Mączna 5/2	Wee
516	ESV Sp. z o.o.	55-011 Siechnice, ul. Polna 12	Wee
517	„MSP” Małgorzata Skurzyńska-Paprocka	55-020 Żórawina, Galowice 22b	Opc
518	Marek Stawczyński – PHU – Stawczyński	55-065 Jordanów Śląski, ul. Wrocławska 90	Opc
519	Tadeusz Błaszczak, Stanisław Klajber – Sadowice EKO-ENERGIA SC	55-080 Kąty Wrocławskie, Sadowice, ul. Rzeczna 25	Wee
520	Doświadczalna Elektrownia Wodna „D.E.W.” Mietków Adam Malkiewicz, Ewa Nawalaniec, Piotr Świtalski SC	55-081 Mietków, Borzygniew, ul. Słoneczna 1	Wee
521	Zakład Usługowo-Handlowy „Magda” Józef Lisowski	56-100 Wołów, ul. Robotnicza 1 B/3	Opc
522	PW „WAKIMA” Wanda Balon	56-210 Wąsosz, ul. Letnia 6	Opc
523	Elżbieta Pająk – Stacja Paliw „PAJĄK”	56-410 Dobroszyce, ul. 11 Listopada 12	Opc
524	„BIMARK” Sp. z o.o.	56-416 Twardogóra, ul. Długa 2	Opc
525	„ATIF” SC Wiesław Fita, Krzysztof Fita	56-513 Międzybórz, Ose 16 B	Opc
526	ZHU „KAROL” SC Karol Dermowski, Kazimierz Dermowski	57-100 Strzelin, ul. Wrocławska 40	Opc
527	„ANNA” Sp. z o.o.	57-160 Borów, ul. 11 Listopada 21	Opc
528	Wojciech Bohdan, Stefan Barszcz – WATER SC	57-300 Kłodzko, Młynów 1	Wee
529	Elektrownie Wodne Usługi w Zakresie Naprawy Maszyn Marian Pomochaczi	57-300 Kłodzko, ul. Zagórze 2	Wee
530	„INTEGRALE” Sp. z o.o.	57-402 Nowa Ruda, ul. Kłodzka 27	Opc
531	Bogdan Otfinowski, Ireneusz Wiktor Semeniak – I.B. – PETROL SC	57-530 Międzyzylesie, ul. Wojska Polskiego 40/3	Opc
532	„AUTONAPRAWA” – Dystrybucja Gazu Propan-Butan Zbigniew Toch	57-540 Łądek Zdrój, ul. Mickiewicza 3	Opc
533	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Świdnicy Sp. z o.o.	58-100 Świdnica, ul. Kolejowa 3	Opc
534	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „D – B” Gaz – Józef Barnik, Dariusz Duda SC	58-105 Świdnica, ul. Prądyńskiego 95/4	Opc
535	Zbigniew Stańczyk – Pośrednictwo w Handlu Paliwami Płynnymi	58-140 Jaworzyna Śląska, Pasieczna 28	Opc
536	„WTÓRPOL” SC S. D. M. SIKORA	58-200 Dzierżoniów, ul. Wrocławska 32	Opc
537	Auto-Komis Warsztat Naprawy Samochodów Lesław Zdziebko	58-400 Kamienna Góra, ul. Bohaterów Getta 23	Opc
538	„AUTO-SERWIS” Jolanta Rudowicz	58-400 Kamienna Góra, ul. Wałbrzyska 18a	Opc
539	„Elektrownia Wodna Dąbrowica” SC Adam Jakimowicz, Tadeusz Wawrzykowski, Janusz Wrona	58-500 Jelenia Góra, Dąbrowica	Wee
540	Hanna Bronicz, Izabela Wesołowska – Elektrownia Biogazowa SC „BRONICZ-WESOŁOWSKA”	58-500 Jelenia Góra, Plac Energetyka 1/5	Wee
541	„EKOWAT” Leszek Twardziszewski	58-500 Jelenia Góra, Staniszów 12	Wee
542	„EKOMOC” SC Leszek Twardziszewski, Ryszard Twardziszewski	58-500 Jelenia Góra, Staniszów 12	Wee
543	„ELWOD” SC Marek Jakubowski, Krzysztof Pietryniec, Zbigniew Wróblewski	58-500 Jelenia Góra, ul. Daszyńskiego 25/32	Wee
544	Idalia Nowicka – „IDAR” PHP	58-500 Jelenia Góra, ul. Wolności 127	Wee
545	UNIVERSAL TRADING IMPORT – EXPORT Jerzy Stanisław Suchocki	58-570 Jelenia Góra, ul. Karkonoska 90a	Wee
546	„Elektrownia Wodna Nowa Ziemia” Jarosław Wilski	59-220 Legnica, ul. Cisowa 7	Wee
547	PPHU „Pasztecik” SC	59-220 Legnica, ul. Grunwaldzka 7/2	Wee
548	Mała Elektrownia Wodna SC Waldemar Wasylkowski, Ewa Socha	59-225 Chojnów, ul. Kilińskiego 32B/6	Wee
549	Adam Majewski, Włodzimierz Majewski, Mieczysław Majewski – Elektrownie Wodne Bracia Majewscy SC	59-230 Prochowice, ul. Legnicka 33a	Wee
550	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „JAREX” Jarosław Waclaw	59-241 Legnickie Pole, Bartoszków 24	Wee

551	Elektrownia Wodna „Przejęsław” Adolf Ziemba	59-700 Bolesławiec, ul. Willowa 24	Wee
552	„M & S” SC Piotr Puk, Joanna Puk	59-800 Lubań, ul. Boczna 15	Opc
553	Mała Elektrownia Wodna Radogoszcz SC Barbara Żaczek, Waldemar Chmura	59-800 Lubań, ul. Stawowa 13	Wee
554	Tomasz Zinkowski – Firma Handlowo-Uslugowa	59-800 Lubań, ul. Zawidowska 23 C	Opc
555	SC „EKOWAT” Bohdan Kiryluk, Jan Kiryluk	60-101 Poznań, ul. Czempieńska 3/1	Wee
556	Małgorzata Muszyńska i Grażyna Cecelska – TRAKS AUTO-GAZ SC	60-176 Poznań, ul. Grotkowska 26	Opc
557	Jerzy Łupicki – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ŁUPPLAST MAGIC”	60-427 Poznań, Luboń, ul. Juranda 16	Opc
558	Małe Elektrownie Wodne Jan Wieczorek	60-461 Poznań, ul. A. Czechowa 14	Wee
559	„ŁĘCZA I” Mała Elektrownia Wodna Witold Gendera	60-479 Poznań, ul. Strzeszyńska 160	Wee
560	Teresa Gendera – „ZGW AUTO SERWIS KOMPLET M.E.W.”	60-479 Poznań, ul. Strzeszyńska 160	Wee
561	Ryszard Lech – „PETROL” Firma Handlowa	60-558 Poznań, ul. Długosza 2/4	Opc
562	„MEW-KLAWEK” Elektrownia Wodna SC Konrad Olejnik, Zbigniew Sobański	60-591 Poznań, ul. Piękna 6	Wee
563	Katarzyna Jachowska – „Młyn Wielkopolski S. Kazińska”	60-688 Poznań, Osiedle Jana III Sobieskiego 6D/141	Wee
564	Wiesław Mikołajczak i Przemysław Mikołajczak „GAZOMEX” SC	60-689 Poznań, ul. Obornicka 327	Opc
565	Piotr Sosiński – „WOLF” Firma Handlowa	61-345 Poznań, ul. Skoczowska 11	Opc
566	Gospodarstwo Pomocnicze przy Regionalnym Zarządzie Gospodarki Wodnej w Poznaniu	61-625 Poznań, ul. Czarna Rola 4	Wee
567	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Technicznego „ZATECH” Sp. z o.o.	62-002 Suchy Las, Złotkowo, ul. Złota 25	Opc
568	Paweł Spaloniak i Tadeusz Makarewicz – AUTO-GAZ SC	62-005 Owińska Bolechowo, ul. Poznańska 31	Opc
569	Zakład Produkcyjno-Handlowy „HENRAD” SC Agnieszka Skubiszak, Henryk Skubiszak	62-020 Swarzędz, Garby, ul. Tulecka 4	Opc
570	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „EURO CONCEPT” Halina Czapla	62-020 Swarzędz, Osiedle M. Mielżyńskiego 80A	Opc
571	Filip Jaskuła – FIL-AN.	62-031 Luboń, ul. Fabryczna 36A	Opc
572	Zbigniew Jaskuła – AUTO BLACH	62-031 Luboń, ul. Fabryczna 36A	Opc
573	„QUARTET” Maria i Sławomir Gmurowski Spółka Jawna	62-045 Pniewy, ul. Lwówecka 22	Opc
574	„YUGOPETROL” Rajko Velicković	62-045 Pniewy, ul. Mickiewicza 26	Opc
575	Stanisław Tyłczyński – Przedsiębiorstwo Handlowo- Uslugowe „MARCO”	62-053 Pecna, ul. Główna 39	Opc
576	Radosław Sobocki – PHU „KEBOS”	62-065 Grodzisk Wielkopolski, Ptaszkowo 19	Opc
577	Firma Handlowo-Uslugowa Zdzisława Kłós	62-095 Murowana Goślina, ul. Starczanowska 6	Opc
578	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „JASTAN” Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Orcholska 39	Opc
579	Mieczysław Kucharski, Marek Libner – Dystrybucja Gazu	62-270 Kłecko, ul. Targowa 6	Opc
580	Mariusz Wąsik – FHU EKO GAZ PLUS	62-300 Września, Chocicza Wielka 4	Opc
581	Grzegorz Waszak	62-400 Słupca, ul. Kruczkowskiego 3	Opc
582	Gmina Miejska Konin – Miejski Zakład Komunikacji	62-500 Konin, ul. M. Dąbrowskiej 8	Opc
583	Maria Macudzińska – PHU „MOTOROL”	62-504 Konin, ul. Hubala 36	Opc
584	Jan Podlasiński – Przedsiębiorstwo Handlowo- Uslugowe „PODLASIŃSKI”	62-511 Kramsk, Bilczew 52	Wee
585	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Żabierek Sławomir	62-530 Kazimierz Biskupi, Posada, ul. Ignacego Krasickiego 2A	Opc
586	Krzysztof Roszak – „WULKOTECH”	62-570 Rychwał, ul. Żurawin 36 A	Opc
587	Jerzy Rzepecki i Jolanta Rzepecka – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „KONEX”	62-571 Stare Miasto, Modła Kolonia 3D	Opc
588	Grzegorz Oblizajek – Przedsiębiorstwo Usługowo- Handlowe „BUD-TRANS”	62-580 Grodziec, Janów 20	Opc
589	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	62-586 Rzgów, ul. Ogrodowa 38	Opc
590	„GOLMAR” Sp. z o.o.	62-590 Golina, Golina Kolonia 70	Opc

591	Andrzej Filipiak, Andrzej Tyl – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „PETRO-GAZ” SC	62-600 Koło, ul. Przesmyk 2	Opc
592	Tadeusz Kawka – AUTO-GAZ	62-640 Grzegorzew, ul. Autostrada 29A	Opc
593	A.C.T. Produkcja-Handel-Uslugi Jan Jaworski, Zbigniew Okulski SC	62-641 Olszówka 55A	Opc
594	Magdalena Pietras	62-700 Turek, Stodkowo 25 a	Opc
595	Zdzisława Bartczak, Łukasz Dura – Firma Handlowa „BADUR” SC	62-700 Turek, ul. Jałowcowa 8	Opc
596	PPHU „DOMAL” Czesław Dopieralski	62-709 Malanów, ul. Parkowa 6	Opc
597	Wytwórnia Narzędzi i Materiałów dla Budownictwa „KAWMET” Handel Wielobranżowy Lokalny i Obwoźny – Wiktor Karwacki	62-720 Brudzew, ul. Powstańców Wlkp. 30	Opc
598	Zdzisław Trzepacz	62-731 Przykona, Smulsko	Opc
599	Dariusz Maćkowiak – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	62-800 Kalisz, ul. Polaniecka 14	Opc
600	Izabela Jaworska – MEGA DACH CENTRUM POKRYĆ DACHOWYCH	62-800 Kalisz, ul. Wroclawska 218A	Opc
601	Firma Handlowo-Uslugowa „MALIK” Andrzej Ligocki, Mariusz Kowalczyk SC	62-808 Kalisz, ul. Fabryczna 1	Opc
602	Stacja Paliw Płynnych Ewa Dominiak	62-817 Żelazków 121/9	Opc
603	Stacja Paliw „MATEX” Danuta Dancewicz	62-840 Koźminek, Emilianów 11	Opc
604	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne „ASO OPATÓWEK” Sp. z o.o.	62-860 Opatówek, ul. Kościelna 42	Opc
605	Dariusz Haładyn – Firma Handlowo-Uslugowa EKO-TERM	62-865 Szczytniki, Radliczyce 44/1	Opc
606	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „KMS” M. Miklas, M. Skubisz Spółka Jawna	62-872 Godziesze Wielkie, Końska Wieś 6	Opc
607	Jacek Głowacki i Eugeniusz Kot – Zakład Usługowo-Handlowy G&G GAZ SC	63-000 Środa Wlkp., Osiedle Jagiellońskie 10/6	Opc
608	TOTEM Artur Strzelec	63-100 Śrem, ul. Kossaka 9	Opc
609	Spółdzielczy Zakład Usługowo-Handlowy Kółek Rolniczych	63-200 Jarocin, Mieszków, ul. Dworcowa 22	Opc
610	Tadeusz Klajn i Marian Mierzchała – Usługi Mechaniki Pojazdowej SC	63-400 Ostrów, ul. Kantaka 6	Opc
611	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Kotowiecku	63-460 Nowe Skalmierzyce, Kotowiecko, ul. Kaliska 22	Opc
612	Bronisław Tomaszewski – „POL-GAZ” Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	63-500 Ostrzeszów, ul. Krasickiego 4	Opc
613	Stacja Paliw Spółka Jawna Kucharczyk – Dębny	63-503 Kobyła Góra, Ligota 61	Opc
614	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Doruchowie	63-505 Doruchów, ul. Ostrzeszowska 14	Opc
615	Stacja Paliw „AMI” Aksamska Ewa	63-510 Mikstat, ul. Wroclawska	Opc
616	Ireneusz Marek Grzegorek – Transport-Handel	63-600 Kępno, Osiedle Kopa 11/13	Opc
617	Andrzej Pacyna – Dostawa-Wymiana-Montaż BUTLI GAZOWYCH	63-600 Kępno, ul. Armii Krajowej 15	Opc
618	Romuald Kopacki i Jacek Kopacki – Auto-Gaz Wymiana, Dostawa Butli Gazowych SC	63-600 Kępno, ul. Wiosny Ludów 12/77	Opc
619	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	63-708 Rozdrażew, ul. Koźmińska 19	Opc
620	„AUTO-MRÓZ” Sp. z o.o.	63-810 Borek Wielkopolski, ul. Powstańców Wielkopolskich 29	Opc
621	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „MIR – ZEN” Stachowiak Mirosław	63-830 Pępowo, Siedlec 5	Opc
622	Eugeniusz Tomczak, Stefan Stefański SC	63-930 Bartoszewice, ul. Łódzka 2	Opc
623	Darwin Laskowski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EKO-TRANS”	64-100 Leszno, Osiedle Wieniawa 7/1	Opc
624	Krzysztof Łęgowik – „FENIKS” Handel Hurtowy i Detaliczny Paliwami	64-100 Leszno, ul. 55 Pułku Piechoty	Opc
625	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	64-200 Wolsztyn, Berzyna 6	Opc
626	AXON PHU Sp. z o.o.	64-305 Bolewice, ul. Parkowa 15	Opc

627	Karłyk Witold Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe MAWIT Eksport-Import	64-310 Lwówek, ul. Młyńska 18	Opc
628	Darlana Kaszkowiak – PHUP „KADIX”	64-400 Międzychód, ul. Sikorskiego 37	Opc
629	Ryszard Guzik, Dorota Prętkiewicz, Janusz Bigaj, Barbara Łuczak, Sławomir Zborowski – „ECOBUD” SC Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	64-410 Sieraków, ul. Okręg Wieleński 40	Wee
630	Jarosław Opaczyński – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „JARGAS”	64-500 Szamotuły, Szczuczyn 16	Opc
631	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WAC – BENZ W. SOŁTYSIAK”	64-500 Szamotuły, ul. Zielona 26	Opc
632	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe Katarzyna Mańkowska	64-630 Ryczowól, ul. Obornicka 1b	Opc
633	Elektrownia Wodna „Żarki” SC inż. Aleksandra Augustowska, Andrzej Szumilo, Michał Szczucki	64-695 Okonek, Łomczewo 70	Wee
634	Usługi Transportowo-Młynarskie Handel Mąką i Drewnem Leszek Cichecki	64-700 Czarnków, ul. Wroniecka 24A	Wee
635	Zakład Usługowo-Handlowy „MARKUS” Marek Grochowski	64-710 Połajewo, ul. Szamotułska 31	Opc
636	Hieronim Kaczmarek, Ryszard Plich – „PROGAZ” SC	64-800 Chodzież, ul. Ujska 4	Opc
637	„TAMA” – Halina Szuty	64-920 Piła, ul. Kossaka 118	Wee
638	Jan Śmietana – RODAS	64-970 Piła, Dobrzyca 48	Wee
639	Ryszard Budzyński – Mała Elektrownia Wodna „Przetocznicza i Radziszyn”	66-010 Nowogród Bobrzański, Urzuty, ul. Łąkowa 2	Wee
640	Piotr Budzyński – „Mała Elektrownia Wodna w Prądocinku”	66-010 Nowogród Bobrzański, Urzuty, ul. Łąkowa 2	Wee
641	„ALPIS” SC Alina Suchocka, Piotr Suchocki	66-022 Dobrcz, ul. Jarzębinowa 20	Opc
642	Przedsiębiorstwo Usługowe Elżbieta Fruzińska	66-220 Łagów, Jemiołów 37A	Wee
643	Bożena Martyna – „Bożena Martyna”	66-235 Torzym, Boczków, ul. Zakładowa 6	Opc
644	Kocięcki Marek – Mała Elektrownia Wodna	67-100 Nowa Sól, ul. Piłsudskiego 19c/4	Wee
645	Grzegorz Maćkowski – Usługi Transportowe – Handel	67-100 Nowa Sól, ul. Piotra Skargi 6G/71	Opc
646	Stacja Auto-Gaz Maria Trzęsowska	67-200 Głogów, ul. Herkulesa 40/8	Opc
647	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Głogowie Sp. z o.o.	67-200 Głogów, ul. Łąkowa 52	Wee
648	Bolesław Borkowski – Mała Elektrownia Wodna „BOLKO”	67-300 Szprotawa, Wiechlice 8	Wee
649	„BIO-TECH” Andrzej Kopczyński	67-400 Wschowa, ul. Kazimierza Wielkiego 21/5	Opc
650	Andrzej Gwara – Stacja Paliw „AGRO”	67-410 Sława, Krzepielów 142	Opc
651	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Stanisław Pyziak	67-410 Sława, ul. Piwna 3	Opc
652	POLSTOFF Sp. z o.o.	68-100 Żagań, ul. Spółdzielcza 2	Opc
653	„ROKO” SC Konrad i Roland Podpirka	68-120 Iłowa, Czema 39A	Opc
654	Regina Naskrent – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „REGMAR”	68-205 Żary, Mirostowice Dolne, ul. Kolejowa 16	Opc
655	Rolnicza Spółdzielnia Produkcyjna „NADODRZE”	69-100 Słubice, Kunowice, ul. Słubicka 29	Opc
656	Młyn Gospodarczy SC Danuta Urbańska, Robert Urbański	69-110 Rzepin, ul. Poznańska 14	Wee
657	AGADAMPOL – Adam Materka, Agata Anna Bylina SC	71-121 Szczecin, ul. S. I. Witkiewicza róg Twardowskiego	Opc
658	Barbara Kwapis	71-226 Szczecin, ul. Środkowa 5	Wee
659	Stefan Żeromski – PHUP	72-200 Nowogard, ul. Krótka 5	Opc
660	Anna Król Stacja Paliw	72-200 Nowogard, ul. Nadtorowa 14	Opc
661	Antoni Gołębiowski, Zbigniew Krzysztof Janicki, Piotr Płoński – „EKOBIOGAZ” SC	72-320 Trzebiatów, ul. Nowotki 8A	Wee
662	Przedsiębiorstwo Produkcji Energii Elektrycznej „EKOPRAD” Krzysztof Kawa	73-150 Łobez, ul. Drawska 29	Wee
663	Marian Kurka – Wytwórnia Farb Suchych – Przedsiębiorstwo Handlowo-Produkcyjne „FARMAT”	74-100 Gryfino, Szczawno 11	Wee
664	Jan Matijuk – Zakład Usługowo-Handlowy „NAJAN”	74-300 Myślibórz, Pszczelnik 43	Opc
665	Spółdzielnia Kólek Rolniczych	74-400 Dębno, ul. Chojeńska 42	Opc
666	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „KAMA” Sp. z o.o.	74-400 Dębno, ul. Mickiewicza 45	Wee

667	„CANPOL” R. Chański i s-ka Ryszard Chański, Zofia Chańska, Maciej Chański Spółka Jawna	74–520 Cedynia, Osinów Dolny	Opc
668	Centrum Hurtowe „MDSA” Sp. z o.o.	75–500 Koszalin, ul. Piłsudskiego 52	Opc
669	Mała Elektrownia Wodna Wojciech Wereszka	76–100 Sławno, Bobrowiczki	Wee
670	Stefan Karabanik, Halina Lendzion – Firma Handlowa „Karlen” SC	76–142 Malechowo 3	Opc
671	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „HYDROWAT” SC Krzysztof Rasiak, Ryszard Woźniak	76–200 Słupsk, ul. Norwida 18/11	Wee
672	Janina Petruk – Zakład Usługowo-Handlowy „LPG”	76–200 Słupsk, ul. Tyszy 4	Opc
673	Jan Szurek – Stacje Benzynowe	76–270 Ustka, ul. Marynarki Polskiej 54/1	Opc
674	PPH Kruszywa Naturalne i Energetyka Wodna Edward Marcinkowski	77–116 Czarna Dąbrówka, Kozin 3	Wee
675	Elektrownie Wodne Remont – Sprzedaż Prądu Jerzy Żelazny	77–116 Czarna Dąbrówka, Podkomorzyce 1	Wee
676	Jan Janisz, Józef Piekarki, Robert Specht, Zdzisław Włodarczyk – „ENEKO” SC	77–200 Miastko, Kawczyn	Wee
677	Ryszard Kamiński	77–310 Debrzno, ul. Królewska 12/1	Wee
678	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Nowecki Jarosław	77–400 Złotów, ul. Królowej Jadwigi 24/6	Opc
679	Elektrownia „Niedalino” Jan Tuschik	77–420 Lipka, ul. Gajowa 20	Wee
680	Firma Sławomir Łagun	77–430 Krajenka, Skórka, ul. Młyńska 1	Wee
681	Andrzej Szczerbicki – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AM – OPAL”	77–430 Krajenka, ul. Domańskiego 22	Opc
682	Zakład Robót Inżynierskich „ROB – IN” Zbigniew Niziński	78–100 Kołobrzeg, ul. Jedności Narodowej 22	Opc
683	Tomasz Kuchta Mała Elektrownia Wodna	78–125 Rymań, Jaglino 2	Wee
684	MKB RENT Krzysztof Borys	78–200 Białogard, ul. B. Śmiałego 1B	Opc
685	Jonko Zbigniew – PPHU „JONKO”	78–200 Białogard, ul. B. Śmiałego 61/25	Opc
686	Adam Gajewicz – PICOLO	78–200 Białogard, ul. Grunwaldzka 50	Opc
687	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	78–400 Szczecinek, ul. Klasztorna 8	Opc
688	Komunikacja Miejska Sp. z o.o.	78–400 Szczecinek, ul. Cieślaka 4	Opc
689	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AGMA” Paweł Gręźlikowski	78–400 Szczecinek, ul. Wyszyńskiego 25/1	Opc
690	PHU „Auto – Parking” Dorota Ruskowska	78–425 Biały Bór, ul. Kamienna 1	Opc
691	PETRO-MAD Z. Maciejewski i J. Dowgielewicz Spółka Jawna	78–520 Złocieniec, ul. Piaskowa 19	Wpc
692	Bogdan Herwich, Ludmiła Szczepka – PP „HERON-Oil” SC	78–600 Wałcz, ul. Bydgoska 83	Opc
693	Jarosław Toruński – Usługi Transportowe	80–040 Gdańsk, ul. Dominika 5/1	Opc
694	Rafał Zblewski, Eugeniusz Zblewski – Stacja Tankowania Pojazdów Gazem Propan-Butan SC	80–119 Gdańsk, ul. Jacka Soplicy 34	Opc
695	Artur Grzywacz – Mała Elektrownia Wodna	80–156 Gdańsk, ul. Marsz. Ferdynarda Focha 45/4	Wee
696	„Małe Elektrownie Wodne” SC Witold Felberg, Grażyna Jędrusiak	80–299 Gdańsk, ul. Biwakowa 31	Wee
697	Przedsiębiorstwo Przewozu Towarów PKS Gdańsk-Oliwa SA	80–394 Gdańsk, ul. Kołobrzaska 28	Opc
698	Edward Ciesielczuk – Elektrownia Wodna w Żukczynie	80–526 Gdańsk, ul. Broniewskiego 5D/15	Wee
699	„GESSO” Sp. z o.o.	80–718 Gdańsk, ul. Elbląska 114	Opc
700	Jadwiga Jeleniewska	80–846 Gdańsk, ul. Kowalska 3/10	Wee
701	Gdańskie Młyny i Spichlerze Dr Cordesmeier Sp. z o.o.	80–873 Gdańsk, ul. Na Ostrowiu 1	Wee
702	„BIO-ENERGIA ESP” Sp. z o.o.	81–212 Gdynia, ul. Hutnicza 3	Wee
703	Zenon Borowiecki	82–200 Malbork, Kościeleczyki 49 C	Opc
704	Mała Elektrownia Wodna Krosno Janina Lacek	82–300 Elbląg, ul. Artyleryjska 5	Wee
705	Jan Tabero – Produkcja Energii Elektrycznej	82–300 Elbląg, ul. Kilińskiego 47/9	Wee
706	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „OIL – CAR” Zygmunt Klimowski, Dorota Klimowska-Pychyńska Spółka Jawna	82–300 Elbląg, ul. Łęczycza 29	Opc

707	„DOM-GAZ” Sp. z o.o.	82-400 Sztum, ul. Sienkiewicza 68	Opc
708	„MEW DZIERZGOŃ” Romuald Jarocki	82-440 Dzierzgoń, ul. Limanowskiego 25	Wee
709	„EDMAR” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe Edmund Turek	82-550 Prabuty, ul. Rypińska 10	Wee
710	Aleksandra Klatt Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „ERG”	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Stefana Batorego 3	Wee
711	„Mała Elektrownia Wodna – Wdecki Młyn” SC Adam Okroj, Grzegorz Kowalski	83-130 Pelplin, ul. Sienkiewicza 22	Wee
712	TARTAK Obróbka Drewna i Sprzedaż Wytrobów, Mała Elektrownia Wodna Piotr Rocławski	83-135 Mała Karczma 3	Wee
713	Brodzkie Młyny Elektrownia Wodna SC Lech Głowacki, Bogusław Puchowski	83-140 Gniew, ul. Gniewskie Młyny	Wee
714	Wiesław Brzeziński – Zakład Usługowo-Produkcyjny „WAMAR”	83-200 Starogard Gdański, ul. Jagodowa 4	Wee
715	Mała Elektrownia Wodna Czapla Hanna Kowalska	83-230 Smętowo Graniczne, ul. Kociewska 2	Wee
716	Władysław Nagórski – Młyn Usługowo-Handlowy	83-250 Skarszewy, ul. Kleszczewska 15	Wee
717	Przedsiębiorstwo Akwizycyjno-Usługowo-Handlowe Leszek Borucki	83-260 Kaliska, ul. Starowiejska 36	Wee
718	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „POLMOKART” Sp. z o.o.	83-300 Kartuzy, ul. Zamkowa 2	Opc
719	„W.C.T. HAASE” Władysław, Czesław, Tadeusz Haase Spółka Jawna	83-300 Żukowo, Pępowo, ul. Gdańska 62	Opc
720	Skład Opału i Materiałów Budowlanych Flis Zygmunt	83-320 Sulęczyno, Al. Zwycięstwa	Opc
721	Jadwiga Wanke – Przedsiębiorstwo Transportowo-Spedycyjne „WANTRANS”	83-330 Żukowo, ul. Zawadzkiego 7	Opc
722	Teofil Srok – Zakład Produkcyjno-Handlowy	84-106 Leśniewo, Baza SKR	Opc
723	Mała Elektrownia Wodna Marek Renusz	84-110 Żarnowiec, Żarnowiec 50	Wee
724	Indywidualna Praktyka Pielęgniarska, Sklep Spożywczo-Przemysłowy, Danuta Karpińska Stacja Paliw	84-200 Wejherowo, ul. 12 Marca 181	Opc
725	Tomasz Błoszyk – „TBA” Firma Handlowo-Usługowa	84-200 Wejherowo, ul. Obrońców Helu 1	Opc
726	Elektrownia Wodna „VOLT” Mieczysław Konkol	84-214 Bożepole Wielkie, Bożepole Małe, ul. Młyńska 2	Wee
727	Jerzy Kwiatkowski – Usługowe Przecieranie Drewna	84-218 Łęczyce, Kisewo 6	Wee
728	Zdzisław Sokolowski – Elektrownia Wodna „KŁODAWA”	84-230 Rumia, ul. Kilińskiego 45	Wee
729	Ewa Tempska – Mała Elektrownia Wodna „JONASZ”	84-242 Luzino, Paraszyno	Wee
730	Mała Elektrownia Wodna Stanisław Tutkowski	84-352 Wicko, Białogarda	Wee
731	„POL ENERGY” Sp. z o.o.	85-036 Bydgoszcz, ul. Welniany Rynek 11	Opc
732	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Sławomir Wytrykowski	85-092 Bydgoszcz, ul. Moniuszki 8	Opc
733	Piotr Gruno – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KOSMOS”	85-485 Bydgoszcz, ul. Smukałska 154 B	Opc
734	Justyna Falk – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Transportowe „PEGAZ”	85-758 Bydgoszcz, ul. Przemysłowa 27	Opc
735	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „NOWIPAL” SC Bogusław Paluszkiewicz, Zbigniew Nowak	85-790 Bydgoszcz, ul. Magazynowa 1	Opc
736	KAROR Mirosław Szubartowski i Spółka Spółka Jawna	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	Wee
737	„KRONOX” Sp. z o.o.	85-959 Bydgoszcz, ul. Królowej Jadwigi 18/415	Opc
738	Arkadiusz Kubalewski – PHU „ARKOPOL”	86-005 Białe Błota, ul. Cukiernicza 6A	Opc
739	„SOLBET” Sp. z o.o.	86-050 Solec Kujawski, ul. Toruńska 71	Opc
740	Remigiusz Markiewicz – Firma Handlowo-Usługowa „AUTO-GAZ”	86-060 Nowa Wieś Wielka, Tarkowo Dolne, ul. Bydgoska 11	Opc
741	Mirosława Lewandowska – Restauracja „Leśniczanka”	86-060 Nowa Wieś Wielka, ul. Bydgoska 10	Opc
742	PUH-PRODUKCYJNE Ewa Pawłowska, Wiesław Pawłowski	86-070 Dąbrowa Chełmińska, ul. Bydgoska 56	Wee
743	Katarzyna Pilarska	86-120 Pruszcz, Partin 58	Opc

744	Spółka Komunalna „BŁYSK” Sp. z o.o.	86-120 Pruszcz, ul. Sportowa 10	Opc
745	„Piła Młyn – Elektrownia Wodna” Bogusław Puchowski	86-131 Jeżewo, Piła Młyn 18	Wee
746	„EDGAZ” Edward Knorst	86-302 Grudziądz, Zakurzewo	Opc
747	Marian Zakrzewski – Usługi Transportowe – Sprzedaż Opaku	86-320 Łasin, ul. Bratkowa 5	Opc
748	Jacek Chybiński – Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa BASTION	87-100 Toruń, Plac 18-go Stycznia 4	Opc
749	Michał Ziemczonek	87-100 Toruń, ul. Fałata 54/12	Wee
750	Wojciech Duda – PPHU – DUWO	87-100 Toruń, ul. Narcyzowa 79	Opc
751	Mirosław Talarek – Firma Handlowo-Usługowa Stacja Paliw	87-100 Toruń, ul. Polna 124	Opc
752	ENERGIA Rokiciński i Wspólnicy Spółka Jawna	87-100 Toruń, ul. Wapienna 6/8	Opc
753	Janusz Śmieszek – „MOTO-GAZ”	87-200 Wąbrzeźno, ul. Kętrzyńskiego 7	Opc
754	Waldemar Duks	87-320 Górzno, ul. A. Mickiewicza 3	Wee
755	Mała Elektrownia Wodna MĘDRZYCE PLUS S. Kwella, T. Weiss SC	87-320 Górzno, ul. Bożogrobców 3	Wee
756	Zofia Więczkowska – Sprzedaż Paliw, Olejów Art. do Produkcji Rolnej	87-337 Wąpielsk 99	Opc
757	Jan Pawlik – PHU „AUTOGAZ”	87-400 Golub Dobrzyń, Antoniewo 1a	Opc
758	Firma Usługowo-Produkcyjno-Handlowa Melnicki Karol	87-408 Ciechocin, Świętosław 41	Opc
759	Zakład Teleradiomechaniczny Daniela Teresa Piechowiak	87-500 Rypin, ul. Dłutka 6/13	Wee
760	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Lipnie	87-600 Lipno, ul. Wojska Polskiego 25	Opc
761	Andrzej Podkowski – Stacja Paliw Płynnych „ANDIPOL”	87-605 Tuchowo, Suminek 21	Opc
762	Jan Mańkowski, Mirosława Mańkowska Zakład Usługowo-Handlowy „ROLMOT”	87-707 Zakrzewo, ul. Radziejowska 1	Opc
763	Sławomir Malecha	87-800 Włocławek, ul. Starodębska 21/4	Wee
764	Mała Elektrownia Wodna – Hanna Walker-Marshak	87-800 Włocławek, ul. Starodębska 9	Wee
765	Marcin Zamrzycki – MARGAZ	87-800 Włocławek, ul. Toruńska 157	Opc
766	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EURO-TRANSCHEM” Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Toruńska 222	Opc
767	„BUDMEW” Edward Cwojdzński	87-800 Włocławek, ul. Żytnia 53/101	Wee
768	Elżbieta Słabęcka – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ZBIG”	87-880 Brześć Kujawski, ul. I Armii Wojska Polskiego 32A	Opc
769	Mariusz Suchomski i Cezary Suchomski – „MARGAZ” SC	88-100 Inowrocław, ul. Kościelna 6	Opc
770	Roman Wojtysiak Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe	88-100 Inowrocław, ul. M. Skłodowskiej-Curie 3	Opc
771	Eugeniusz Skawiński – PHU SARA Stacja Auto-Gaz	88-101 Inowrocław, Tupadły 5	Opc
772	PPHU „WBEDGAS” Iwona Bednarska	88-140 Gniewkowo, ul. Paderewskiego 11	Opc
773	Irena Miętkiewicz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	88-200 Radziejów, ul. Żytnia 15	Opc
774	„ZORBUD-2000” Sp. z o.o.	88-230 Piotrków Kujawski, Świątniki 10	Opc
775	„ZŁOMSTAL” Halina Królikowska	88-231 Bytoń, Brylewo 1	Wee
776	Marian Łukomski – Firma Prywatna „EKO-GAZ”	88-400 Żnin, Sarbinowo 11	Opc
777	Spółka Usługowo-Handlowa „MROKET” Elżbieta Grys, Franciszek Nowakowski Spółka Jawna	89-100 Nakło n/Notecią, ul. Poznańska 18	Opc
778	Tomasz Buczyński – „AUTOGAZ”	89-100 Nakło n/Notecią, ul. Wzgórze Wodociągowe 59	Opc
779	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Produkcyjne „SKAT – HEYMANN” Spółka Jawna	89-115 Mrocza, ul. 30-lecia LWP 24	Opc
780	Handel Przemysłowy Wielobranżowy i Usługi Transportowe SC Urszula Berka, Krystian Berka	89-207 Królikowo, ul. Zaleska 1	Opc
781	K.W. ENERGIA Władysław Kurek	89-240 Kcyria, ul. Ogrodowa 8	Wee
782	Stacja Paliw „EKOTANK” SC Urbanowska Edyta, Drewczyński Jerzy	89-500 Tuchola, ul. Transportowa 3	Opc
783	Gospodarstwo Rolne Karczewo Jan Pospiszył	89-520 Gostycyn, Karczewo 1	Wee
784	„OIL – TRANS” Paweł Wasiak	90-019 Łódź, ul. Traktorowa 196	Opc
785	Krystyna Jadwiga Studzińska – „AUTO-GAZ”	90-604 Łódź, ul. Spadochroniarzy 1	Opc
786	„OIL – TEXAS” Sp. z o.o.	91-120 Łódź, ul. Aleksandrowska 8	Opc

787	Wojewódzka Stacja Ratownictwa Medycznego w Łodzi	91-202 Łódź, ul. Warecka 2	Opc
788	Jadwiga Rutkowska	91-229 Łódź, ul. Aleksandrowska 179	Opc
789	„Ekovolt” Henryk Trociński	91-520 Łódź, ul. Gotycka 9	Wee
790	PPHU „AND – MAR” SC Andrzej Kasprzak, Małgorzata Zbrożek	92-109 Łódź, ul. Pstrowskiego 38	Opc
791	Łukasz Szwed – „EUROPOL” Przedsiębiorstwo Handlowo-Uługowe	92-546 Łódź, ul. Beli Bartoka 39/4	Opc
792	FHU ADAM SKRZEK	92-735 Łódź, Al. Piłsudskiego 141	Opc
793	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Turzu	93-113 Turze	Opc
794	Dorota Wiśniewska – „Złota Rybka”	95-010 Starowa Góra, ul. Szeroka 3	Opc
795	Piotr Stasiak	95-035 Ozorków, ul. Wschodnia 2	Opc
796	Spółdzielnia Produkcji i Usług Rolnych „AGRITECH”	95-054 Ksawerów, ul. Nowotki 10A	Opc
797	Dorota Jezierska – Stacja Paliw	95-073 Grotniki, Jedlicze „B”, ul. Podleśna 21	Opc
798	Stefan Kosiewicz – „KOSPAL” Stacja Paliw	95-100 Zgierz, Emilia, ul. Zgierska 16	Opc
799	Edmund Jabłoński – „TEXAS”	95-100 Zgierz, ul. Ozorkowska 12	Opc
800	Elżbieta Szafran, Włodzimierz Szafran – „ELWO-GAS” SC	95-200 Pabianice, ul. Armii Krajowej 38	Opc
801	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, ul. Czerwona 7	Opc
802	Sławomir Wisławski, Tadeusz Biesiadecki – Przedsiębiorstwo Handlowe „RAWS” SC	96-100 Skierniewice, ul. Domarasiewicza 3/5	Opc
803	PPHU „JURGREG” SC Grzegorz Szupiński, Jerzy Krajewski	96-100 Skierniewice, ul. Kpt. Hali 2/12	Opc
804	PH ANDAR A., D. Stodulski SC	96-214 Cielądz, Mroczkowice 13A	Opc
805	FM Polska Sp. z o.o.	96-320 Mszczonów, ul. Ługowska 30	Opc
806	Jan Wosik – Przedsiębiorstwo Produkcyjno- Usługowo-Handlowe „MALANOWO”	96-500 Sochaczew, Brochów 119	Opc
807	Mirosław Mateusiak, Tomasz Bogdan Najmrocki – „GASNET” SC	96-500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 12 a	Opc
808	„ECOENERGIA BIS” SC Michał Milczarek, Izabella Milczarek	96-500 Sochaczew, ul. Traugutta 37A	Wee
809	AMBER Andrzej Zientara, Marcin Biemat Spółka Jawna	96-521 Brzozów, Giżyce 38	Opc
810	Firma Handlowo-Uługowa MARGAZ Mariusz Kampert	97-100 Toruń, ul. Szosa Lubicka 2/18	Opc
811	„TEDEX PRODUCTION” Sp. z o.o.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, Cygan 2	Opc
812	„Mała Elektrownia Wodna” SC Krzysztof Swarbuła, Piotr Tomczyk	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Mazowiecka 2A/1	Wee
813	„RAV” Sp. z o.o.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Szeroka 47	Opc
814	„DESTRA” Sp. z o.o.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Metalowców 10	Opc
815	Firma Handlowo-Uługowa „KABZIŃSCY” SC	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Sulejowska 45	Opc
816	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uługowe „PJK” Spółka Jawna P. Gradowski, J. Jagiełło	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Towarowa 14	Opc
817	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uługowe „BIOEKOL” Zdzisław Białkowski	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Wyspiańskiego 1/26	Opc
818	„BUDEX-SZCZEPANIAK” Spółka Jawna	97-319 Będków, Będków Kolonia 1	Opc
819	Andrzej Szafnicki – Stacja Paliw	97-320 Wolbórz, ul. Warszawska 41	Opc
820	Halina Kulbat – Firma Handlowo-Uługowa „HA – KUL”	97-330 Sulejów, Przyglów, ul. Słoneczna 69	Opc
821	Firma Handlowo-Uługowa „MAD” – Stacja Paliw M. Berłowski, A. Berłowska	97-400 Bełchatów, Dobiecín 1	Opc
822	„TERMALL” Sp. z o.o. Rozruch Moc Ekologia	97-400 Bełchatów, ul. Czyżewskiego 50	Wee
823	Zakład Handlowo-Uługowo-Produkcyjny „AREX” Maria Załączna, Krzysztof Mielczarek Spółka Jawna	97-400 Bełchatów, ul. Lipowa 53A	Opc
824	Sylwester Nadajewski – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „SKORPION”	97-400 Bełchatów, Zawady 62	Opc
825	Przedsiębiorstwo SNART Dariusz Łaskiewicz	98-100 Łask, Gorczyn 77	Opc
826	Józef Klink	98-160 Sędziejowice, Nowe Kozuby	Wee
827	Henryk Kłys – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uługowe	98-200 Sieradz, Monice 3	Opc
828	Przedsiębiorstwo Usług Technicznych Jacek Kolano	98-220 Zduńska Wola, ul. Królewska 7	Wee
829	Dystrybucja Gazu „OLIGAZ” Jan Sagan	98-240 Szadek, ul. Warszawska 10	Opc
830	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uługowe „SEMERS” Semeres Dorota	98-300 Wieluń, Osiedle Stare Sady 60/48	Opc

831	Damian Szokalski, Sławomir Marcinkowski – „PW PROPAN” SC	98–300 Wieluń, ul. Sieradzka 67	Opc
832	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „SPATEKS” Sp. z o.o.	98–311 Ostrówek, Okalew 86	Opc
833	Bogusław Lacki – Firma Handlowo-Uslugowa	98–337 Strzelce Wielkie, ul. Częstochowska 15	Opc
834	Halina Kuśmierk	98–358 Kielczyglów, ul. Piotrowska 26	Opc
835	Józef Szewczyk – Przedsiębiorstwo Handlowo- Uslugowe „AGAT-BIS”	99–200 Poddębice, Borysew 27	Opc
836	Andrzej Krajewski – „KAR – MAT”	99–200 Poddębice, Praga 93	Wee
837	Witold Jaruga	99–232 Zadzim, Małyń 54	Wee
838	Stanisław Pińkowski „Mała Elektrownia Wodna”	99–311 Bedlno, Wola Kałkowa 23	Wee
839	Waldemar Małtański – „EURO – MAL OIL”	99–400 Łowicz, ul. Dolna 13	Opc
840	Małe Elektrownie Wodne Waldemar Gładki	99–417 Bolimów, Sokołów 17	Wee
841	Sławomir Hołewa – Firma Handlowa „SŁAWEK”	99–423 Bielawy, ul. Warszawska 12	Opc

Legenda:

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ogz – obrót gazem z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Produkcja Pozytywnej Energii SC Jan Jungst, Jędrzej Lachowicz	00–640 Warszawa, ul. Mokotowska 17/20	Wee
2	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Pojezierze”	10–444 Olsztyn, ul. Kołobrzaska 13	Pcc, Occ
3	„Bioelektrownia Hydropol – 4” Sp. z o.o.	25–528 Kielce, ul. Zagnańska 27	Wee
4	Janusz Szabla – Mała Elektrownia Wodna Sulów	54–151 Wrocław, ul. Pilczycka 51/8	Wee
5	Wiatropol International Sp. z o.o.	81–345 Gdynia, Al. Zjednoczenia 1	Wee
6	Przedsiębiorstwo Inżynieryjno-Energetyczne Innowacyjno-Wdrożeniowe „Multi-Bud System Ecoenergia” Grzegorz J. Kowalski	95–035 Ozorków, ul. Wyszyńskiego 23	Wee

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 22.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	CENTRUM Konrad Guenther	01–147 Warszawa, ul. Górczewska 12/26
2	ABAR Piotr Łubiarz, Halina Jastrzębska	01–318 Warszawa, ul. Szobera 6/40
3	ALFA TRADE Paweł Orzolek	01–450 Warszawa, ul. Astronomów 3/422
4	D.G.Z. FOX Group Sp. z o.o.	01–836 Warszawa, ul. Kasprowicza 45/47
5	Blue Parking Sp. z o.o.	02–017 Warszawa, Al. Jerozolimskie 123
6	Euro Group Holding Sp. z o.o.	02–876 Warszawa, ul. Puzonistów 9
7	Wasbruk Sp. z o.o.	03–199 Warszawa, ul. Modlińska 65
8	Maria Kuśmierska	05–092 Łomianki, ul. Gościńcowa 133
9	Męczyński Antoni	05–119 Legionowo, ul. Zegrzyńska 45/15
10	Janusz Pałaś	05–240 Tuszcz, ul. Klonowa 60a

11	FPHU „REGAZ” Regmunnt Bożenna	05-462 Majdan 86A
12	Grzegorz Janota	05-600 Grójec, ul. Spacerowa 7
13	Marek Zalesny	05-850 Ożarów Mazowiecki, ul. Poznańska 127/82
14	EKO-WAT SC	06-100 Pułtusk, ul. Baltazara 19B
15	Usługi Transportowo-Handlowe Jakub Głazewski	06-213 Zamość, Gąsewo
16	„NADZIEJA” Bożena i Krzysztof Włodkowsy Stacja Paliw	06-300 Przasnysz, ul. Romany Sebory
17	PHU „TANK-GAZ”	06-406 Opinogórze, Chrzanówek
18	Ryszard Rudaś, Beata Paczuska PPUH PARTNER	07-100 Węgrów, ul. Kościuszki 86
19	PUH HURT-DETAL Alicja Rybacka	09-140 Raciąż, ul. 11-go Listopada
20	Antoni Filip ZPHU „FILPOL”	09-300 Żuromin, ul. Szkolna 11/39
21	TRANS-PAL Sp. z o.o. A. Adamski, W. Stańczak	09-451 Radzanowo, ul. Ściepkowo Szlacheckie 32
22	Stacja Paliw „WOPAL” Wawrzyniec Ostrowski	11-001 Dwikozy, ul. Spółdzielcza 6
23	KRETO-TECHNIK SC Bożena Nowotko, Ryszard Nowotko	11-010 Barczewo-Wótowo, ul. Modrzewiowa 8
24	EKOENERGIA Sławomir Bojar	11-036 Gietrzwałd, ul. Guzowy Młyn 33
25	Kazimierz Sokołowski	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Runowo 80
26	MEW w Szestnie filia Sępapol W. Gromek, G. Wiszniewski	11-210 Sępapol, ul. Lipowa 3
27	Stacja Benzynowa NON-STOP Stanisław Korytko	11-513 Miłki, ul. Giżycka 6
28	Stara Kuźnia Ogonki	11-600 Węgorzewo, ul. Ogonki 3a
29	Elżbieta Szabelska	11-700 Mrągowo, ul. Młynowa 5E/9
30	ROTOM Juliusz Sochoń	14-100 Ostróda, ul. Sportowa 10
31	MAT-SEN SC Matwiejczyk Wojciech, Sadowski Andrzej	14-300 Morąg, ul. Przemysłowa 8
32	Jarosław Onacewicz	15-661 Białystok, ul. A. Krajowej 2B/19
33	Turidis Sp. z o.o.	20-207 Lublin, ul. Turystyczna 1
34	Safari SC Maciej Boguszewski & Grzegorz Bordzół	20-211 Lubliniec, ul. Gospodarcza 27
35	PPKS w Lublinie	20-218 Lublin, ul. Hutnicza 1
36	SYL-TRANS Sylwester Pawłat	20-445 Lublin, ul. Gałczyńskiego 29
37	PHU MAL-SPED SC S. Jabłoński, T. Wojciechowski	20-631 Lubliniec, ul. Pana Balcera 1/95
38	PHU Smyk Sławomir	21-110 Ostrów Lub., ul. Rozkopaczew 139
39	PPKS w Radzynie Podlaskim	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Budowlanych 2
40	Osiak Dariusz	21-307 Ulan Majorat, ul. Stok 16
41	PHU „CHRUŚLIŃSKI” Chruśliński Zdzisław	21-450 Stoczek Łuk., ul. Wola Kisielska 71
42	PPHU CENTRUM Ryszard Osypiuk, Magdalena Osypiuk	21-550 Terespol, ul. Kodeńska 19
43	PPHU „Bamar” Basa Marian	22-310 Kraśniczyn, ul. Surhów 63
44	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	22-465 Turobin, ul. Piłsudskiego 48
45	PHU „RADO” Stacja Paliw	23-251 Dzierzkowice, ul. Terpentyna 176
46	„HUBEKS” Marcin Lubelski	23-300 Janów Lubelski, ul. Biała Droga 2
47	Firma Handlowa Kurowski Stanisław	23-412 Łukowa 127
48	FULL Profil Renata Chabros	24-160 Wąwolnica, ul. Rynek 2
49	AUTO PIKUL, MARIOLA PIKUR	24-170 Kurów, Olesin 11
50	PUH VEREZANO Dariusz Łojek Stacja Paliw LPG	26-008 Gómo 135 „A”
51	PHU „REN” Hen Renata	26-020 Chmielnik, ul. Zrecze Małe 22a
52	Zakład Instalatorstwa C.O. i Gaz Kondrak Krzysztof	26-050 Zagnańsk, ul. Turystyczna 121
53	PUPH STURSKI	26-060 Chęciny, Osiedle Sosnowka 1c
54	PHU ENERGIA Jarosław Socha	26-085 Miedziana Góra, ul. Ćmińsk-Świątełek 20
55	Pach Robert	26-212 Smyków, ul. Gliniany Las 22
56	EURO-GAZ SC Dorota Chuda, Andrzej Koldziejczyk	26-300 Opoczno, ul. Inowódzka 15
57	Grzegorz Piotrowski Przedsiębiorstwo Handlowe Eksport Import	26-434 Gielniów, Plac Wolności 73
58	K&S EKO-ENERGIA Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Nowospacerowa 37
59	TRANS-ART. Import-Export Artur Zieliński	26-600 Radom, ul. Piastowska 7/39
60	JOKER” Spółka Jawna Czesław Iwański i Andrzej Szymański	26-700 Zwoleni, ul. Mieczysławów 68
61	Elektrociepłownia Starachowice Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29
62	PEC „Bugaj” Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29

63	PH ZACZ POL Małgorzata Zaczewicz	27-225 Pawłów, ul. Ambrożów
64	PUH „GIP-GAZ” Grzegorz Wasiel	27-300 Lipsko, ul. Boczna 5/18
65	MEW Adamski, Miernowski Spółka Jawna	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Waryńskiego 53a
66	Detaliczna Sprzedaż Paliw „Eko-GAZ” Jerzy Janeczko	27-530 Ożarów, ul. Jarzębinowo 10
67	Krzysztof Żurek	28-300 Jędrzejów, ul. Sudół 94A
68	Grzegorz Szpunar Przedsiębiorstwo Handlowe „JLM”	30-103 Kraków, ul. Stachowicza 17/8
69	Paweł Kluska Przedsiębiorstwo Handlowe „JLM”	30-134 Kraków, ul. Zarzecze 25
70	Tesco Polska Sp. z o.o.	30-347 Kraków, ul. Kapelanka 56
71	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GAMLUNG” Sp. z o.o.	30-864 Kraków, ul. Mała Góra 18/161
72	FHPU PALBUD SC J. Czopik, R. Pietrzewicz, M. Siudak	31-965 Kraków, Osiedle Sportowe 7/5
73	BUDOKOP Kmita Ryszard	32-095 Iwanowice, ul. Damice 46
74	Firma Handlowa „AUTO-MOTO” Cieślak Wiesław	32-120 Nowe Brzesko, ul. Partyzantów 5
75	Firma Handlowo-Usługowa Sylwester Tomczyk	32-130 Koszyce, ul. Jaksice 80
76	Danuta Toboła-Bartosik MATGAZ	32-865 Uszew 91
77	Firma Handlowa AQUA Maria Pilich	33-100 Tarnów, ul. Jasna 103C
78	FHUB Wibrobet Zdzisław Janiszewski	33-200 Dąbrowa Tarnowska, ul. Warszawska 13c
79	Tadeusz Wijas Stacja Paliw i Usługi	33-206 Luszowice, ul. Tarnowska 6
80	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne Sp. z o.o.	33-310 Nowy Sącz, ul. Wyspiańskiego 22
81	Handel Hurtowy i Detaliczny Import Eksport Plewa Andrzej	34-400 Nowy Targ, ul. Podtatrzańska 47/15
82	Biuro „Dunajec” Sp. z o.o.	34-440 Kluszkowce, ul. Kamieniarska 10b
83	DANSTRAM Import-Eksport Handel, Transport, Spedycja Stanisław Strama	34-500 Zakopane, ul. Zamoyskiego 13a
84	Jan Cancarczyk	34-608 Kamienica, ul. Zalesie 225
85	SASO Elżbieta Bugalska	36-021 Budzów, ul. Bł. Ks. J. Kowalskiego 123
86	AGRO-OILS Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Zbożowa 7a
87	Firma „WILK” Tadeusz Karczewski	37-743 Fredropol, ul. Aksanice 32
88	„Colonia” Artur Banaś	38-100 Strzyżów, ul. Dobrzechów 26
89	„OLPAL” SC	38-212 Brzyska 375
90	TRAFUNEK BIS Sp. z o.o.	38-220 Dębowiec 455
91	Stacja Paliw „AZ” Zbigniew Antonik	38-606 Baligród
92	FEDERAL MOGUL Gorzyce SA	39-432 Gorzyce, ul. Odlewników 52
93	RAWEN Sp. z o.o.	40-153 Katowice, Al. Korfantego 191
94	Grażyna Woźniak Stacja Paliw	41-219 Sosnowiec, ul. Wyspiańskiego 79a/6
95	PUH „BODEX”	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Żeromskiego 12/35
96	PUP „POCIAN” Pocian Krystyna	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Laski 2
97	Krzysztof Niewiadomski Zakład Robót Ziemnych i Transportowych	41-600 Świętochłowice, ul. Hutnicza 8
98	Przedsiębiorstwo Usług Zwalowo-Drogowych „DROKOL” Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. 3-go Maja 91
99	Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowo-Usługowe MAKO-Trans	41-800 Zabrze, ul. Makoszowska 16a
100	PPUH „PRIMAX” Sp. z o.o.	41-936 Bytom Stolarzowice, ul. Ptakowicka 4
101	PPHU „NAFTOGAZ” Justyna Prendela	42-134 Truskolasy, ul. 1 Maja 21
102	PHU ŻARPOL Dorota Widła	42-242 Rędziny, ul. Nowa 87
103	FHU „MARTIN” Marcin Ciupa	42-400 Zawiercie, ul. Kopernika 4
104	PH „CMTRANS”	42-450 Wysoka, ul. Paderewska 51
105	Transport Międzynarodowy i Ciężki Grzegorz Sośnierz	42-530 Dąbrowa Górnicza, ul. Główna 42
106	PHU „ELBAH” Sławomir Sosna	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Staszica 11A
107	Michał Bańka „PARTNER-POŚREDNICTWO”	42-700 Lubliniec, ul. 3-go Maja 15/49
108	Firma Handlowa „CHIMEX” Krzysztof Chuchala	43-300 Bielsko-Biała, ul. Hutnicza 22
109	Kaskada Sp. z o.o.	43-356 Kobiernice, ul. Krakowska 24
110	EMU Sp. z o.o.	43-426 Dębowiec, ul. Rolnicza 20
111	„KANPOL” T.S. Transport-Spedycja Jerzy Gruzy	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Konopnickiej 4
112	GAZ-PRIM Harazim Barbara	44-203 Rybnik, ul. Studzienna 43A
113	Michał Piecha	44-270 Rybnik, ul. Jarzębinowa 19
114	EKOINWEST Sp. z o.o.	46-073 Wrzoski k/Opola, ul. Wrocławska 80

115	GABI Wesolowski Krzysztof	49-300 Brzeg, ul. Morcinka 3/7
116	ERGO-PLUS Sp. z o.o.	50-127 Wrocław, ul. Św. Mikołaja 59-60
117	Farma Wiatrowa „ŁEBCZ” Sp. z o.o.	50-541 Wrocław, ul. Armii Krajowej 6a/3
118	EKO Sp. z o.o.	51-114 Wrocław, ul. Paprotna 3
119	„TOK” Ktyle Antoni	52-121 Wrocław, ul. Woskowa 1
120	FHU „TRANS-PAL” Teresa Krzemienowska	54-432 Wrocław, ul. Strzegomska 312/2
121	Zakład Obsługi Rolnictwa Skup i Sprzedaż Żywca	55-200 Oława, ul. J. Tuwima 5
122	DEKA Agnieszka Sączawa-Kwiatkowska	58-100 Świdnica, ul. Łączna 4
123	Zakład Usługowo-Handlowy „POMEL” Eliza Kalinowska	58-150 Strzegom, ul. Wieśnica 17
124	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe BOROWCZYK	59-101 Polkowice, ul. Biedrzykowa 6a
125	Firma Handlowo-Usługowa „MIREX”	59-300 Lublin, ul. Rynek 1/13
126	EKOPETROL Sp. z o.o.	59-300 Lubliniec, ul. Kolejowa 9
127	Firma Handlowa GAZ-RAFAŁ Gryczon Rafał	59-600 Lwówek Śląski, ul. Sobota 50/4
128	Karol Rybczyński TRANS-OIL	60-135 Poznań, ul. Raszyńska 38c/2
129	FHU GRAMI Roman Górnjak	60-161 Poznań, ul. Jawornicka 52
130	Źródłana Grodziska Sp. z o.o.	60-713 Poznań, ul. Graniczna 12
131	HD Poland Sp. z o.o.	62-060 Stęszew, ul. Narutowicza 10
132	FHU „ELBO” Bogdan Tórz	62-400 Słupca, Al. 1000-lecia 1/19
133	Firma Handlowo-Usługowa „TRANS-POL” Paweł Sompolski	62-400 Słupca, ul. Cienin Kościelny 81
134	PHU Jarosław Kubiak	62-650 Kłodawa, ul. Dębica 82
135	Firma Handlowa „WIKTORIA” Stacja Paliw Tobolska Zofia	62-652 Chodów, ul. Czerwonka
136	PHU TRANS-OIL Jarosław Kwiatkowski	62-710 Władysławów, ul. Felicjanów 11A
137	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe EKO-BUD Ziolo Jan	62-740 Tuliszków, ul. Dryja 41
138	PHU WULKANIZACJA Małgorzata Manicka	62-740 Tuliszków, ul. K. Zaremby 5
139	„WĘGLOSTAL” Sp. z o.o.	63-100 Śrem, ul. Szymanowo 7a
140	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska” w Rososzycy	63-405 Sieroszewice, ul. Ostrowska 9
141	PPHU „Stolmax” Grzegorz Przybyła	63-500 Ostrzeszów, ul. Pustkowie 32
142	Miejski Zakład Oczyszczania Sp. z o.o.	63-800 Gostyń, ul. Nad Kanią 107
143	PPUH „ADACH” Halina Olejniczak	63-842 Pudliszki, ul. Fabryczna 55
144	Tanie Paliwa Rafał Szymański	65-001 Zielona Góra, ul. M. Skłodowskiej-Curie 15/6
145	„CORRADO” Transport International Sp. z o.o.	66-016 Czerwieńsk, ul. Lubuska 15A
146	„DEMER” Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Borowskiego 1/1
147	FHU Paweł Bonarek	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Niemcewicz
148	KANNE GROUP POLSKA Sp. z o.o.	66-470 Kostrzyn, ul. Orła Białego 2
149	Tomasz Ogórek, Edward Klułowicz PHU TOM-EK SC	66-600 Krosno Odrzańskie, ul. Boh. WP 33
150	Przedsiębiorstwo Drogowe „KONTRAKT” Sp. z o.o.	66-600 Krosno Odrzańskie, ul. Szosa Poznańska 17
151	GEOBUD Sp. z o.o.	69-108 Cybinka, ul. Maczków 8
152	DARKPOL Damian Poznański	70-026 Szczecin, ul. Smolańska 3
153	„TOTAL” Sp. z o.o.	70-030 Szczecin, ul. Tama Pomorzańska 14E
154	Spółdzielnia Inwalidów im. Botwina, Zakład Pracy Chronionej	70-524 Szczecin, ul. Kadłubska 41
155	Jan Wojnarowski	72-300 Gryfice, ul. Trzygłów 72a/2
156	Józef Wojnarowski	72-310 Płota, ul. Luciąża 2
157	Ryszard Wojnarowski	72-310 Płota, ul. Luciąża 2
158	HENGGAZ Henryk Adamowicz	72-315 Resko, ul. Poznańska 21
159	„PROGRES” Sp. z o.o. Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	74-500 Chojna, ul. Szczecińska 1
160	Władysław Wojnarowski	75-523 Koszalin, ul. Broniewskiego 3/15
161	Ryszard Motyka PHU HANTUR	76-270 Ustka, ul. Grunwaldzka 17
162	FHU Małgorzata Koza	78-220 Tychowo, ul. Bobolicka 25
163	Marek Niepelt Gaz „Propan-Butan”	78-446 Silnowo, Dąbie 8
164	PHU „LOTUS” Elżbieta Gebhardt-Bosiecka	78-520 Złocieniec, ul. Drawska 1
165	„CO-AGRA” Sp. z o.o.	80-746 Gdańsk, ul. Przyokopowa 9B/15
166	Dalkia Sopot Sp. z o.o.	81-740 Sopot, ul. Polna 62

167	PHU „OILAND” Stacja Paliw SC Michał Rodziewicz, Krzysztof Podgórski	82–400 Sztum, ul. Akacyjowa 19, Czernin
168	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EDEX” Sp. z o.o.	83–211 Jabłonowo, ul. Pelplińska 19
169	Zakład Produkcji Rolnej „AGRA” Sp. z o.o.	84–100 Puck, ul. Gdańska 26
170	Mała Elektrownia Wodna Roman Pikron	84–242 Luzino, ul. Długa 9
171	Usługowy Zakład Stolarski Ramczykowski Zdzisław	84–312 Cewice, ul. Osowo 24/6
172	PW GREMAN Anita Protasiewicz	85–831 Bydgoszcz, ul. Toruńska 139
173	Stacja Paliw „Trzeciewiec” Ewa Augustyniak	86–022 Dobrcz, ul. Trzeciewiec 33a
174	INFRATECH Krzysztof Emmert Spółka komandytowa	86–200 Chełmno, Al. 3 Maja 3-4
175	Zakład Usług Taborowych „REMTRAK” Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Kluczyki 17-21
176	Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Gdańsku Gospodarstwo Pomocnicze w Toruniu	87–100 Toruń, ul. Ks. J. Popiełuszki 3
177	Stacja Tankowania Pojazdów Gazem LPG ANGAZ Trojakowska Anna	87–500 Rypin, ul. B. Prusa 18B
178	Zdzisław Kraciński	87–875 Topółka, Wola Jurkowa 5
179	Góralski Robert	88–100 Inowrocław, ul. Szarych Szeregów 8/26
180	PPHU „BO&DO” Jerzy Borowiak, Krzysztof Domański Spółka Jawna	88–101 Inowrocław, ul. Budowlana 4
181	PHOU „RAMEX” Stanisław Tabisz	88–190 Barcin, ul. Ludowego Wojska Polskiego 4/20
182	TERMIKA Sabina Śmigielska	88–343 Brody Żarskie, ul. Zasioeki 74
183	PPHU „SPA-W-POL-GAZ” Krystyna Pazdan	88–400 Żnin, ul. Kopernika 8/56
184	PUH „KAMIONKA” Sp. z o.o.	89–520 Gostycyn, ul. Usługowa 2
185	Frank Spedytor Międzynarodowy Sp. z o.o.	89–604 Chojnice, ul. Kościarska 12A
186	FLOORS Sp. z o.o.	89–632 Brusy, ul. 2-go Lutego 10
187	BM Reflex Sp. z o.o.	90–113 Łódź, ul. Sienkiewicza 9
188	Anna Derędowska Dziewiarstwo Maszynowe	91–316 Łódź, ul. Sierakowskiego 21
189	RAN-OLE-PAR Sp. z o.o.	91–341 Łódź, ul. Brukowa 90
190	AUTO-GAS Dystrybucja M. Pawlak, L. Styczyński SC	92–303 Łódź, ul. Widzewska 22
191	PHTU „STACH” Stanisław Spychalski	92–619 Łódź, ul. Wybickiego 3
192	FHU „KRIS” Bożena Cieniak, Krzysztof Potulski	92–703 Łódź, ul. Brzezińska 183
193	ROY Dystrybucja Paliw Płynnych Paweł Jaworski	93–259 Łódź, ul. Umiński 6/28
194	Paweł Pajor AKCES AUTO-GAZ	95–020 Andrespol, ul. Fredry 18
195	„ARTI” Auto Gaz Artur Szklarek	95–063 Rogów, ul. Leśna 11
196	Przemysław Śledziński T.P. AUTO-GAZ	96–330 Puszcza Mariańska, ul. Kamion 107A
197	Kamil Zagajewski	96–515 Teresin, ul. Słoneczna 13
198	RAV Sp. z o.o.	97–200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Szeroka 47
199	PPHU TRANS-NAFT SC Leszek Kielb, Stanisław Szpera	97–320 Wolbórz, ul. Studzianki 30
200	FHU Henryk Szczyński	97–330 Sulejów, ul. Kopalnia Dolna 22
201	PHU „PAL-GAZ” SC Bogusława Palka, Kazimierz Bednarek	98–100 Łask, ul. Objazdowa 4
202	GALAXIA LTD Sp. z o.o.	98–300 Wieluń, ul. Rymarkiewicza 6
203	Krzysztof Staszewski	99–400 Łowicz, ul. Żwirki-Wigury 43
204	Electrabel SA	B 1000 Brussels, ul. Regentlaan 8

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 24.11.2004 r.)

LP	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Enion SA	30-417 Kraków, ul. Łagiewnicka 60	2.09.2004	WCC/1117A/2717/W/OKR/2004/WWS	zmiana zakresu działalności
2	Fabryka Maszyn Glinik SA	38-320 Gorlice, ul. Michalusa 1	8.09.2004	PCC/641B/764/W/OKR/2004/RW OCC/172A/764/W/OKR/2004/RW	zmiana zakresu działalności
3	MPEC Kraków SA	30-969 Kraków, ul. Jana Pawła II 188	24.09.2004 25.10.2004	WCC/175D/215W/OKR/2004/JM WCC/175E/215W/OKR/2004/JM OCC/61A/215W/OKR/2004/JM	zmiana zakresu działalności
4	Energetyka Dwory	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1	29.09.2004	PCC/997A/3273/W/OKR/2004/JM	zmiana zakresu działalności
5	Zakład Przetwórstwa Owocowo-Warzywnego „Hortino”	37-300 Leżajsk, ul. Fabryczna 2	30.09.2004	WCC/862A/1245/W/OKR/2004/MG	zmiana zakresu działalności
6	Miasto Głowno – Miejski Zakład Komunalny	95-015 Głowno, ul. Dworska 3	1.10.2004	WCC/898A/1473/W/OKO/2004/TB	ZPIZPD*)
7	PEC Chrzanów Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Jordana 7	4.10.2004	WCC/233E/195W/OKR/2004/JI	zmiana zakresu działalności
8	Przedsiębiorstwo Usług Inżyniersko-Komunalnych Sp. z o.o.	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Kosowska 75	7.10.2004	WCC/235A/409W/OWA/2004/AR	zmiana wydajności trwałej maksymalnej źródła ciepła
9	PEC Sp. z o.o.	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Nasienna 6	8.10.2004	WCC/31A/244/OSZW/2004/JC	rozszerzenie koncesji o nowe źródła
10	Blanka Katarzyna Kotkiewicz – MARCO-OIL	04-161 Warszawa, ul. Komorska 50 m. 4/6	11.10.2004	OPC/3073A/4914/W/1/2004/ALK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
11	Elektrociepłownia „GIGA” Sp. z o.o.	21-045 Świdnik, ul. Żwirki i Wigury 1	11.10.2004	WCC/349A/1335/W/OLB/ 2004/MSZ	ZPIZPD oraz zamiana REGONU na KRS i NIP
12	ELEKTRONICS Centrum Techniki Oświetleniowej SA	31-031 Kraków, ul. B. Joselewicza 21	11.10.2004	OPC/2203A/3641/W/1/2004/ALK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
13	Firma Handlowo-Usługowa „GL” Spółka Jawna Zbigniew Leżoń, Urszula Leżoń, Janusz Garbarz, Stefania Garbarz	33-200 Dąbrowa Tarnowska, ul. Sucharskiego 9	11.10.2004	OPC/1998A/3444/W/1/2004/ALK	przekształcenie spółki cywilnej w spółkę jawną
14	Wiesław Malinowski, Waldemar Malinowski „WM” Spółka Jawna	72-006 Szczecin, Mierzyn, ul. Welecka 2	11.10.2004	OPC/2442A/3967/W/1/2004/ALK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności

15	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ARPOL” Sp. z o.o.	65-119 Zielona Góra, ul. Trasa Północna 14	12.10.2004	WCC/760D/509W/OSZ/2004/JC	zmiana wynika z obniżenia mocy zainstalowanej
16	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	72-010 Police, ul. Bankowa 18	12.10.2004	WCC/599B/2002/OSZW/2004/JC	rozszerzenie działalności w związku z przejęciem lokalnej kotłowni
17	Franciszek Stenka – Stacja Paliw	83-200 Starogard Gdański, ul. Zblewska 89	12.10.2004	OPC/682A/9744/W/2/2004/PK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
18	Żuromińskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	09-300 Żuromin, ul. Szpitalna 125	13.10.2004	WCC/633B/571W/OWA/2004/ML	zmiana mocy zainstalowanej
19	STOMIL Sp. z o.o.	63-000 Środa Wlkp., ul. Prądyńskiego 16	14.10.2004	WCC/351B/1363W/ OPO/2004/AJ	ZPIZPD
20	„ELEKTRIX” Sp. z o.o.	02-611 Warszawa, ul. 1. Krasickiego 19 lok. 1	15.10.2004	OEE/356A/4439W/2/2004/BT	zmiana adresu siedziby
21	KAROR – Mirosław Szubartowski i Spółka – Spółka Jawna	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	15.10.2004	WCC/993B/2579W/ OPO/2004/AJ	ZPIZPD
22	Elektrownia Polaniec SA – Grupa Electrabel	28-230 Polaniec	18.10.2004	OEE/332A/1273W/2/2004/BT	zmiana nazwy
23	Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	34-441 Niedzica, ul. Widokowa 1	18.10.2004	WEE/50A/42W/2/2004/MS PEE/188A/42W/2/2004/MS OEE/214A/42W/2/2004/MS	zmiana nazwy
24	Dalkia Sopot Sp. z o.o.	81-740 Sopot, ul. Polna 62	19.10.2004	WCC/937C/1737W/OGD/2004/JG	ZPIZPD
25	Krajowa Spółka Cukrowa SA	87-100 Toruń, ul. Kraszewskiego 40	20.10.2004	WEE/177A/5074W/3/2004/JB	ZPIZPD
26	NAFTIMEX J. Trybus i Wspólnicy Spółka Jawna	30-134 Kraków, ul. Kunickiego 5	22.10.2004	OPC/2662A/4354W/1/2004/MJ	przekształcenie spółki z o.o. w spółkę jawną
27	Przedsiębiorstwo Obrotu Energią i Paliwami „EGW” Sp. z o.o.	40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29, lok. 17.73	22.10.2004	OEE/212A/356W/2/2004/MS	zmiana nazwy
28	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6c	22.10.2004	PCC/65C/1258W/OKA/2004/PPS	zmiana z numeru REGON na NIP
29	Sydkraft Złotów Sp. z o.o. w Złotowie	77-400 Złotów, ul. Za Dworcem 3	22.10.2004	WCC/131C/300W/OPO/2004/AJ PCC/138B/300W/OPO/2004/AJ	ZPIZPD oraz zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
30	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	17-200 Hajnówka, ul. Łowcza 4	25.10.2004	PCC/297C/436W/OLB/2004/MSZ OCC/84A/436W/OLB/2004/MSZ	ZPIZPD oraz zamiana REGONU na KRS i NIP
31	MPEC Wrocław SA	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	25.10.2004	PCC/41C/252M/OWR/2004/JK OCC/15A/252M/OWR/2004/JK	zmiana zakresu działalności

KONCESJE

32	Metaplast-System Sp. z o.o.	64-600 Oborniki, ul. Łukowska 7/9	25.10.2004	WCC/697C/103W/OPO/2004/AJ	ZPIZPD oraz zmiana oznaczenia przedsiębiorcy;
33	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „RENIA” Robert Jagieło	38-400 Krosno, ul. Dębowa 49	26.10.2004	PCC/723C/103W/OPO/2004/AJ	zmiana oznaczenia przedsiębiorstwa
34	„LAMONT” Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Wyzwolenia 22	26.10.2004	OPC/4697A/4269W/1/2004/MJ	zmiana adresu siedziby
35	Firma Handlowo-Usługowa Import-Export Bogusław Dominas	58-100 Świdnica, ul. Jodłowa 5/7	26.10.2004	OPC/2074A/3254W/1/2004/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
36	Stacja Paliw „TAKRYS” T. Kaczor, A. Dega, P. Kaczor Spółka Jawna	64-600 Oborniki, ul. Łukowska 11	26.10.2004	OPC/2813A/4596W/1/2004/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
37	„SZWAGIER” A. Adamczyk, I. Adamczyk Spółka Jawna	34-124 Klecza Góra, Łękawica 233A	27.10.2004	OPC/2775A/4533W/1/2004/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
38	ENEA SA	60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11	27.10.2004	PEE/51D/2688W/2/2004/MS OEE/53C/2688W/2/2004/MS	przekształcenie spółki cywilnej w spółkę jawną
39	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-600 Oborniki, ul. Wybudowanie 56	27.10.2004	WCC/117C/398W/OPO/2004/AJ	zmiana nazwy
40	LAMOGAS KARGAS Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, ul. Ceramiczna 2	27.10.2004	PCC/123B/398W/OPO/2004/AJ	ZPIZPD oraz zmiana oznaczenia przedsiębiorcy;
41	PEC Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Zaborska 144	27.10.2004	OPC/1233A/1011W/1/2004/AS	zmiana oznaczenia przedsiębiorstwa
42	Energetyka Poznańska Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	61-815 Poznań, ul. Ratajczaka 20/9	28.10.2004	OPC/1233A/1011W/1/2004/AS PCC/1C/187W/OKR/2004/JM OCC/1C/187W/OKR/2004/JM	zmiana zakresu działalności
43	„BUMAR” Sp. z o.o.	00-828 Warszawa, Al. Jana Pawła II 11	3.11.2004	WEE/207A/2855W/3/2004/JB	wykreślenie pkt 7 Polecenia w decyzji nr WEE/207/2855W/3/2004/JB
44	PPH „BUD-OIL” Spółka Jawna Zbigniew Rzepliński, Aleksandra Rzeplińska	06-400 Ciechanów, ul. Moniuszki 17	4.11.2004	OPC/94A/3W/1/2004/MJ	zmiana nazwy
			5.11.2004	OPC/1085C/987W/1/2004/BP	zmiana nazwy

45	„EKOENERGIZ” SA	11–015 Olsztynek, Sudwa 12 B	5.11.2004	PPG/76A/3840/W/2/2004/MS OPG/77A/3840/W/2/2004/MS OGZ/11A/840/W/2/2004/MS	zmiana siedziby spółki
46	„SIMEX” Sp. z o.o.	20–147 Lublin, ul. Spółdzielczości Pracy 47	5.11.2004	OPC/3894A/7021/W/1/2004/BP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
47	„EKO – TRANS” A. Rafalik, J. Rafalik, A. Budziński Spółka Jawna	43–335 Jastrzębie Zdrój, ul. Podhalańska 25	5.11.2004	OPC/1157C/1078/W/1/2004/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
48	„WROPOL ENGINEERING” Józef Korsak	55–330 Miękinia Lutynia, ul. Wróblowicka 3	5.11.2004	OPC/572C/9509/W/1/2004/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
49	„MEFISTO” Mirosław Kłosowski	67–400 Wschowa, ul. Garbarska 28	5.11.2004	OPC/3495B/7503/W/1/2004/BP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
50	„ARCTURUS” Sp. z o.o.	83–000 Pruszcz Gdański, ul. Grunwaldzka 60	5.11.2004	OPC/3110A/4887/W/1/2004/BP	zmiana siedziby spółki
51	PHU „BUDROPAL” Sp. z o.o.	92–516 Łódź, ul. Puszkina 76	5.11.2004	OPC/2561A/4177/W/1/2004/BP	zmiana siedziby spółki
52	Maryla Pliszka – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ADMAG”	96–515 Teresin, Paprotnia, ul. Skośna 15	5.11.2004	OPC/2390A/2121/W/1/2004/BP	zmiana nazwy
53	„KOGA – GAZ” Spółka Jawna S. Kowalewski, M. Frankiewicz	21–002 Jastków, Marysin, ul. Ziemska 36	8.11.2004	OPC/3895A/7589/W/1/2004/BP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
54	Agata Nartowska	25–335 Kielce, ul. Źródłowa 21	8.11.2004	OPC/4193A/12185/W/1/2004/BP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
55	„ARTEL” Czarniecki Spółka Jawna	37–500 Jarosław, Szówsko-Cegielnia	8.11.2004	OPC/1462B/2148/W/1/2004/BP	zmiana nazwy
56	MEC Sp. z o.o.	78–100 Kolbrzeg, ul. Kolałaja 3	8.11.2004	WCC/282E/284/OSZW/2004/JC	zmiana wyniku z uruchomienia nowego źródła
57	Sebastian Pietrzak – „HUSAR” Hurt, Detal Paliw Płynnych	88–101 Inowrocław, Krusza Duchowna 1	8.11.2004	OPC/2555A/4080/W/1/2004/BP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
58	Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka-Żar SA	34–312 Międzybrodzie Bialskie, ul. Energetyków 9	9.11.2004	WEE/116A/2375/W/3/2004/KG	zmiana siedziby spółki
59	„Zamet – Budowa Maszyn” Sp. z o.o.	42–680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83	16.11.2004	PEE/278A/6562/W/2/2004/BT OEE/376A/6562/W/2/2004/BT	rozszerzenie zakresu działalności

60	Waldemar Wojewoda – Firma Handlowo-Usługowa „VALDI”	33–111 Koszyce Wielkie, ul. Borki 17	17.11.2004	OPC/3730A/5150/W/1/2004/AJP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
61	WASBRUK Sochoń Arkadiusz, Sochoń Witold Spółka Jawna	03–199 Warszawa, ul. Modlińska 65	18.11.2004	OPC/1969A/3124/W/1/2004/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności

Legenda:

- Wcc – wytworzenie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Occ – obrót ciepłem
- Wee – wytworzenie energii elektrycznej
- Peo – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi
- Ogz – obrót gazem z zagranicą

* Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Towarowa 1	22.10.2004	Pcc	sprostowanie oczywistej pomyłki

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	„KALOR” Frankowski, Misztela Spółka Jawna	05-870 Błonie, ul. Poznańska 12	15.10.2004	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
2	„BARYŁKA” Sp. z o.o.	33-100 Tamów, ul. Mościckiego 197	22.10.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
3	„AUTO ŚLĄSK” Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Ujejskiego 5	22.10.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
4	„BMG” Bogdan Goworowski	81-537 Gdynia, ul. Łużycka 9	5.11.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
5	„KRYSPOL” Spółka Jawna Kryspin Federowicz	03-321 Warszawa, ul. Palestyńska 1E	8.11.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
6	Przedsiębiorstwo Usługowo-Wytwórcze WROSZAR Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Kusocińskiego 3	10.11.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
7	Spółdzielnia Mleczarska SUDOWIA	16-400 Suwałki, ul. Wojska Polskiego 110 c	15.11.2004	Pee, Oee	zaprzestanie prowadzenia działalności
8	Przedsiębiorstwo Budowy Wodociągów, Kanalizacji i Melioracji „WODMEL” Sp. z o.o.	05-200 Wołomin, ul. Łukasiewicza 14	17.11.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/ uchylenia, uzasadnienie
1	Heat Engineering Poland Sp. z o.o.	20-061 Lublin, ul. Tomasza Zana 39, I p.	11.10.2004	Pee, Oee	odstąpienie od zamiaru prowadzenia działalności koncesjonowanej samodzielnie
2	Piotr Rozynek – IZOR	61-615 Poznań, ul. Skwierzyńska 35	12.10.2004	Opc	umorzenie postępowania
3	Przemysław Wrzeszcz – Zakład Usługowo-Handlowy GAZMAX	77-400 Złotów, ul. Królowej Jadwigi 26/4	12.10.2004	Opc	umorzenie postępowania
4	PW Cezary Ozga	20-515 Lublin, Zemborzyce Tereszyńskie 101A	12.10.2004	Opc	umorzenie na wniosek strony
5	Wiesław Stępień – PPHU „STALMET”	42-445 Szczekociny, ul. Śląska 106	20.10.2004	Opc	zmiany organizacyjne i rozwiązanie umowy podnajmu stacji paliw
6	Marek Kapuściński – „NAFT – HURT” Hurtownia Wielobranżowa	85-791 Bydgoszcz, ul. Rzeźniackiego 4/21	26.10.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
7	GAZ HANDEL USŁUGI Rafał Kotuła	23-200 Kraśnik, ul. Koszarowa 8/38	26.10.2004	Opc	umorzenie na wniosek strony
8	Zofia Mazurek – „EVA”	80-462 Gdańsk, ul. Dywizjonu 303 9d m. 18	27.10.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
9	PHU „AUTO-GAZ” Paweł Unolt	58-500 Jelenia Góra, ul. Gałczyńskiego 20/5	27.10.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
10	Dorota Flak – Zakład Produkcyjno-Handlowo-Usługowy	42-575 Strzyżowice, ul. Szosowa 36	5.11.2004	Opc	brak możliwości spełnienia warunków niezbędnych do rozpoznania wniosku o koncesję
11	Grzegorz Dziwisz – Firma Handlowo-Usługowa „GREG”	41-706 Ruda Śląska, ul. Grodzka 7/10	5.11.2004	Opc	rezygnacja z prowadzenia działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi
12	Wojciech Ręczkowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Eksportowe „REVOY”	87-100 Toruń, ul. Koniuchy 19/25	5.11.2004	Opc	brak możliwości spełnienia warunków niezbędnych do rozpoznania wniosku o koncesję
13	Kolumna Transportu Sanitarnego	10-602 Olsztyn, ul. Pstrowskiego 28 B	5.11.2004	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
14	Waldemar Gotzmann – „MARKO”	47-480 Pietrowice Wlk., ul. Fabryczna 24	5.11.2004	Opc	rezygnacja z ubiegania się o koncesję
15	Robert Brzyski – FABET II	05-804 Pruszków, Parzniew, ul. Przejazdowa 2	5.11.2004	Opc	rezygnacja z ubiegania się o koncesję

16	Krzysztof Kurczyna, Grzegorz Plusa – PPT MAXIM SC	97–300 Piotrków Trybunalski, ul. Wolborska 83	5.11.2004	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
17	Południowe Zakłady Rafineryjne „NAFTOPOL” SA	00–871 Warszawa, ul. Żelazna 69a/6	5.11.2004	Wpc	rezygnacja z ubiegania się o koncesję
18	Tadeusz Stopyra – „CAPITAL” Produkty Techniczne i Naftowe	37–500 Jarosław, ul. Kraszewskiego 64	5.11.2004	Opc	rezygnacja z ubiegania się o koncesję
19	Tomasz Jakubiak – Mała Elektrownia Wodna, Usługi Elektrotechniczne	22–400 Zamość, ul. Wałowa 6	9.11.2004	Wee	postępowanie koncesyjne stało się bezprzedmiotowe
20	Usługi Transportowe Mirosław Lipiński	06–212 Krasnosielc, ul. Wolności 26	9.11.2004	Opc	brak dokumentów niezbędnych do uzyskania koncesji
21	Stacja Paliw – Leszek Grzeszkowiak, Sebastian Białasik Spółka Jawna	64–520 Obrzycko, ul. Dworcowa 27a	15.11.2004	Opc	postawienie spółki w stan likwidacji
22	„EKO-TANK” Sp. z o.o.	83–330 Żukowo, ul. Kościerska 11	18.11.2004	Opc	zmiana koncepcji rozwoju firmy

Legenda:

- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
 Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
 Oee – obrót energią elektryczną
 Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
 Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGAŚŁY DECYZJE KONCESYJNE (stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	KAROR – Mirosław Szubartowski i Spółka – Spółka Jawna	85–871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	21.10.2004	Pcc	zaprzeszanie działalności

Legenda:

- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI LUB ZMIANY WARUNKÓW KONCESJI

(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Rodzaj odmowy, uzasadnienie
1	Teresa Krzemieniowska – Firma Handlowo-Usługowa „TRANS-PAL”	54–432 Wrocław, ul. Strzegomska 312/2	20.10.2004	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
2	K.H. ADPOL Jan Adam Kwiatkowski	07–200 Wyszków, ul. Pułtуска 151/14	20.10.2004	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
3	Sławomir Wójcik – Biuro Usługowe „SAGA”	40–219 Katowice, ul. Lubuska 23	22.10.2004	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
4	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETRO – TANK” Fatima Markowska	66–400 Gorzów Wlkp., ul. Kombatantów 34 lok. 3	8.11.2004	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego

Legenda:

- Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WZNOWIONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE

(stan na 24.11.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	KOCH-GAZ Leszek Koch Usługi Gazyfikacji Bezprzewodowej	59-830 Olszyna, ul. 3 Maja 16	6.10.2004	Opc	anulowanie postanowienia o pozostawieniu bez rozpoznania

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

- 3) bariery techniczne (niedostosowana infrastruktura gazownicza, brak opomiarowania, niewystarczający poziom połączeń międzysystemowych, brak systemów informatycznych, brak podziału sieci gazowniczych wg kryterium funkcjonalnego).

Likwidacja powyższych barier miałyby być realizowana poprzez wykonanie kolejnych zadań o charakterze:

- technicznym: oddzielenie w ramach struktury PGNiG SA działalności sieciowej od pozostałych działalności – poszukiwania i obrotu hurtowego gazem, opomiarowanie systemu, rozbudowanie w niezbędnym zakresie sieci gazowniczej połączeń międzysystemowych oraz wyznaczenie punktów dostaw technicznych i handlowych,
- prawnym: opracowanie kodeksu sieci – najważniejszego dokumentu dla sprawnego działania systemu, opracowanie jednolitych standardów telemetrycznych i informatycznych dla sprawnego przekazu danych uczestnikom rynku, opracowanie przez PGNiG SA systemu wymiany informacji rynkowej,
- ekonomicznym: eliminowanie subsydiowania w ramach procesów zatwierdzania taryf.

Mając zatem w ręku dwa strategiczne dokumenty dotyczące restrukturyzacji i urynkowania sektora gazu, można pokusić się o zadanie pytania – czy zawartość merytoryczna tych dokumentów jest satysfakcjonująca i czy zapisy w nich zawarte dają podstawę do stwierdzenia, że sprawy idą w dobrym kierunku?

A zatem wracając do zmienionego *Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA* należy podkreślić, że aczkolwiek zakłada on pewne rozwiązania idące we właściwym kierunku, to po pierwsze zachowuje pozycję monopolistyczną spółki, a po drugie nie oddziela obrotu gazem od pozostałych działalności, a na domiar złego łączy obrót gazem z wydobyciem, eliminując całkowicie możliwość konkurencji w obszarach do tego predestynowanych.

Usytuowanie Operatora Sieci Przesyłowej było jednym z głównych dylematów *Programu restrukturyzacji PGNiG*. Przyjęta konstrukcja polegająca na umowie leasingu składników systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG SA a PGNiG Przesył Sp. z o.o. została potraktowana jako jedyny możliwy do zrealizowania wariant, korzystny wprawdzie z punktu widzenia PGNiG SA, niestety niekoniecznie korzystny z punktu widzenia wprowadzania zasad rynkowych⁶⁾. Pro-rynkowe rozwiązanie polegające na jednorazowym wydzieleniu poza strukturę PGNiG SA operatora systemu przesyłowego wiązało się z ogromnymi kosztami, jakie musiałby ponieść Skarb

Państwa, aby stać się właścicielem tej spółki⁷⁾. Transakcja taka nie mogła dojść do skutku z oczywistych względów, jednocześnie nie znalazł się nikt, kto podjąłby odważną decyzję wydzielenia operatora bez ponoszenia tych kosztów – wszakże wszystko odbyłoby się w ramach przekazywania majątku tego samego właściciela, czyli Skarbu Państwa. Tak oto będziemy mieli niezależnego pod względem organizacyjnym i prawnym Operatora Systemu Przesyłowego, który ze względu na przyjęte rozwiązania będzie prawdopodobnie do momentu przejścia strategicznych części majątku przesyłowego, realizował wyznaczone mu zadania w ograniczonym zakresie⁸⁾. Takie stwierdzenie znajduje również swoje uzasadnienie w zapisach dyrektywy gazowej – art. 27 brzmi: „jeżeli OSP pozostanie w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, to przewiduje się możliwość czasowego odstępstwa od obowiązku świadczenia usług przesyłowych jeżeli z powodu podjętych w kontraktach na zakup gazu zobowiązań typu „bierz lub płac” przedsiębiorstwo to napotkałoby poważne trudności finansowe i ekonomiczne.”.

Ustanowienie zasad obrotu gazem jest kolejnym dylematem, który wymaga analizy ze względu na zmianę koncepcji w podejściu do usytuowania obrotu w strukturze PGNiG SA.

Program restrukturyzacji zakłada wspólne prowadzenie działalności produkcyjno-handlowej co oznacza, że spółka poszukiwawczo-wydobywcza została włączona w strukturę importera tj. PGNiG SA. Przy czym założono, że tak długo jak PGNiG SA będzie jedynym odpowiedzialnym za odbiór gazu z „kontraktu jamalskiego”, obie te działalności będą połączone. I znowu, podobnie jak przy kwestii wydzielenia operatora systemu przesyłowego, pojawił się dylemat czy wybrać rozwiązanie korzystne dla spółki czy dla wdrażania zasad rynkowych? Argumenty za zaproponowanym rozwiązaniem były następujące:

- jednoczesne wydzielenie Operatora Systemu Przesyłowego jak i spółki poszukiwawczo-wydobywczej charakteryzowało się bardzo niską efektywnością finansową, a działalność realizowana przez PGNiG SA – spółkę-matkę przynosiłaby wysokie straty⁹⁾,

7) Podana przez PGNiG SA, przybliżona wartość elementów wchodzących w skład systemu przesyłowego to ok. 5,9 mld zł.

8) W *Programie* został zawarty zapis, że do 31 grudnia 2004 r. PGNiG SA dokona zbycia na rzecz Skarbu Państwa własności pakietu 100% udziałów w OSP PGNiG Przesył Sp. z o.o.

9) Wyodrębnienie obszaru wydobycia w ramach grupy kapitałowej niesłusznie jest utożsamiane z wydzieleniem tego podmiotu poza strukturę holdingu. Interpretacja taka daje możliwość manipulacji pokazując, że przyjęty wariant jest nieefektywny. Natomiast praktyka pokazuje zupełnie co innego, a mianowicie, że wyodrębnienie poszczególnych łańcuchów wartości – wydobycie, obrót, przesył-dystrybucja, zwiększa przejrzystość funkcjonowania podmiotów zintegrowanych pionowo, zmniejsza możliwość subsydiowania jednego obszaru działalności przez drugi. Wiedzy o tym, ▶

▶ a jedynie art. 9 porozumienia przewiduje możliwość konsultacji bądź renegotiacji kontraktu, jeżeli wystąpią okoliczności spowodowane siłą wyższą. W 2004 r. rząd Polski zakończył renegotiację kontraktu, w wyniku których udało się zmniejszyć ilość odbieranego gazu w ramach KDT do 2022 r.

6) Koszty leasingu majątku przesyłowego będą musiały znaleźć swoje odzwierciedlenie w taryfie przesyłowej operatora, podnosząc znacznie stawki przesyłowe.

- obowiązek zakupu gazu przez PGNiG SA od spółki wydobywczej na zasadach komercyjnych spowodowałyby wzrost kosztów pozyskania gazu krajowego, co miałoby negatywny wpływ na ceny gazu dla odbiorców końcowych,
- możliwość bezpośredniego zakupu gazu od spółki wydobywczej przez pewnych odbiorców mogłoby zagrozić wywiązaniem się przez PGNiG SA ze zobowiązań „kontraktu jamalskiego”¹⁰⁾.

Założono jednak, że w 2006 r. będą ponownie przeprowadzone analizy ekonomiczne dotyczące celowości i skutków rozdzielenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej od obrotu.

Jak widać obie te kwestie – zasady obrotu gazem oraz źródła zapatrzania w gaz – których znaczenie podkreślałam 3 lata temu, pozostają nadal aktualne, tyle, że zmienił się prawny kontekst ich analizy wynikający przede wszystkim z Dyrektywy Gazowej 2003/55/WE oraz zmienionej ustawy Prawo energetyczne.

Czy mamy zatem szansę zmienić aktualną sytuację w najslabszym ogniwie rynku gazu czyli wprowadzić realną możliwość wyboru dostawcy?

Jak wynika z przyjętego Programu, przez kolejne 2 lata korzystanie przez odbiorców z krajowego źródła gazu znajdującego się w rękach PGNiG SA nie będzie możliwe. Nie sprawdziły się również koncepcje z 2000 r., że za sprawą otwarcia sektora poszukiwań dla inwestorów zagranicznych będą dostępne inne źródła gazu krajowego (brak istotnych odkryć złóż gazu spowodował wycofanie się części inwestorów). Koncepcja dywersyfikacji dostaw gazu, mocno lansowana przed dwoma laty, spaliła na panewce. Prowadzone równolegle negocjacje ze stroną rosyjską i norweską nie przyniosły oczekiwanych rezultatów – wyrenegocjowany „kontrakt

jamalski” obniżył co prawda wolumen zakontraktowanego gazu, biorąc jednak pod uwagę niezmienną się zużycie gazu, import tego surowca z dodatkowych źródeł, w tym przede wszystkim z planowanego gazociągu norweskiego okazał się zbyt drogi.

Teoretycznie odbiorcy gazu mają jeszcze możliwość wyboru dostawcy zagranicznego.¹¹⁾ Może to być gaz pochodzący z zachodu (de facto gaz rosyjski, ale dużo droższy) lub ze wschodu. Niestety odbiorcy gazu planujący sprowadzać tani gaz z kierunku wschodniego mogą napotkać przeszkody stawiane przez operatora systemu przesyłowego, wynikające z zapisów prawa energetycznego. Art. 4 ust. 4 zawiera zapis o tzw. „zasadzie negatywnej wzajemności”, zgodnie z którą przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją gazu nie ma obowiązku świadczenia usług przesyłowych, jeżeli paliwo dostarczane byłoby z systemu gazowego innego państwa, które nie nałożyło tego obowiązku na działające w tym państwie przedsiębiorstwa lub gdy odbiorca, do którego gaz ziemny miałby być dostarczony, nie jest uznany za odbiorcę uprawnionego do korzystania z TPA w tym państwie. Inną, potencjalną możliwością korzystania z wyboru dostawcy jest sytuacja, kiedy duży odbiorca – spółka obrotu działająca lokalnie – zdecyduje się na budowę własnej sieci gazowej, aby pominąć procedury związane z udostępnieniem sieci przez operatora sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Przypuszcza się jednak, że ze względu na ograniczenia finansowe oraz problemy z wykupem gruntu takie projekty mogą być sporadyczne¹²⁾.

Aby podsumować trzy lata prac nad urynkowaniem sektora gazu w Polsce, warto również odnotować sygnały docierające w ostatnim czasie z Unii Europejskiej. Na konferencji zorganizowanej w dniach 19-20 października 2004 r. w Brukseli przez Sekretariat Karty Energetycznej pt. „Energy Transit” był omawiany temat związany z liberalizacją sektora gazu. Konkluzja była następująca: wprowadzanie zasad konkurencji na poszczególnych rynkach narodowych gazu państw Unii Europejskiej prawdopodobnie będzie ograniczone do minimum ze względu na specyficzne uwarunkowania sektora – ograniczona dostępność do źródeł gazu, konieczność zawierania kontraktów długoterminowych

▶ jak duże korzyści przynosi takie rozdzielenie, dostarczając nam skonsolidowane wyniki finansowe grupy kapitałowej i 6 spółek dystrybucyjnych za 2003 r. i połowę 2004 r. Od momentu wydzielenia spółek dystrybucyjnych wyniki finansowe spółek jak i całej grupy kapitałowej rosną (pomimo pesymistycznych prognoz finansowych, które pokazywały, że przez kolejne trzy lata wyniki te będą ulegać pogorszeniu). Nie ulega wątpliwości, że jednym z powodów wzrostu jest zwiększona przejrzystość struktury, która pozwala zarządowi holdingu i zarządom poszczególnych spółek dystrybucyjnych na identyfikację źródeł powstawania kosztów i dzięki temu zwiększenia efektywności działania w każdym z obszarów. Na potwierdzenie tego należy dodać, że w podanym okresie wzrost sprzedaży gazu był znikomy, nie zmieniły się również warunki taryfowe a fala redukcji zatrudnienia była na przełomie lat 2002/2003, czyli przed wyodrębnieniem dystrybucji.

10) Nasuwa się pytanie, czy rzeczywiście w strukturze kapitałowej wydzielona spółka może podejmować całkowicie niezależne od centrali decyzje? Charakterystyczną cechą grup kapitałowych jest podporządkowanie celów częściowych poszczególnych podmiotów jednemu lub kilku celom strategicznym grupy. Nie można na pewno doprowadzić do sytuacji, gdzie decyzje spółki-matki będą negatywnie wpływały na wyniki spółki-córki, ale jest możliwa sytuacja, w której umowy cywilnoprawne między tymi dwoma podmiotami zapewnią optymalną realizację ich celów.

11) Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, z dniem 1 stycznia 2004 r. odbiorcami uprawnionymi stali się ci, którzy w 2003 r. zużyli paliwa gazowe na własne potrzeby w wielkości nie mniejszej niż 15 mln m³ oraz odbiorcy wykonujący działalność gospodarczą na podstawie udzielonej koncesji na wytworzenie energii elektrycznej z wykorzystaniem tych paliw w zakresie ilości wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej.

12) Przewidywany jest rozwój sieci gazowniczej w zachodniej Polsce przez prężnie działającą na tym terenie spółkę Media Odra Warta. Pojawiają się również informacje o zainteresowaniu gazyfikacją Polski północno-wschodniej, określanej jako „biała plama gazyfikacji” przez spółkę Ekoenergiz.

na dostawy gazu, ograniczona możliwość budowy gazociągów, dominacja struktur monopolistycznych w większości krajów europejskich. Przewiduje się natomiast możliwość występowania konkurencji między poszczególnymi podmiotami krajowymi. Będzie temu sprzyjać dostęp do źródeł gazu z kierunku wschodniego poprzez budowę nowych gazociągów, czy też wykorzystywanie w coraz większym stopniu gazu LNG.¹³⁾

Reasumując: obszarami na których, moim zdaniem, powinna być skupiona szczególna uwaga w trakcie prac nad tworzeniem konkurencyjnego rynku gazu są:

1. Koncepcja i plan prywatyzacji sektora gazu – prywatyzacja powinna być traktowana jako wymuszanie zachowań rynkowych dla sektora.
2. Pełne wdrożenie zasady TPA – faktyczne wydzielenie działalności Operatora Systemu Przesyłowego ze struktury kapitałowej PGNiG SA z majątkiem przesyłowym.
3. Tworzenie odbiorcom możliwości dostępu do źródeł gazu spoza „kontraktu jamalskiego” – eliminowanie z kontraktów reguły zakazu reeksportu, wprowadzenie formuły „gas release scheme”¹⁴⁾, umożliwienie renegotjacji warunków umów długoterminowych z dużymi odbiorcami gazu¹⁵⁾,

Można się zatem pokusić o krótki bilans trzech lat prac nad zmianami w naszym sektorze gazu.

Jesteśmy na początku drogi urynkowienia sektora. Dopiero w kwietniu 2004 r. powstał „Program wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu i harmonogram jego wdrażania”, program awizujący podstawowe cele związane z rynkiem gazu ale nie wskazujący konkretnych rozwiązań, w jaki sposób osiągnąć te cele. Mało tego, rozwiązania zaproponowane w drugim dokumencie – „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA”, wykluczają realizację celu podstawowego – wprowadzenia mechanizmów rynkowych w sektorze.

Perspektywa urynkowienia polskiego sektora gazu to nie okres 5, 10 lat, to okres 20 lat lub więcej, mozolnych zmian. Polski rynek gazu ma szansę być nowoczesny i konkurencyjny w skali europejskiej. Żeby tak

się stało należy konsekwentnie realizować podstawowe cele, jednocześnie mając na uwadze dynamikę zmian i konieczność dostosowywania się do nowych wyzwań. Z niemałym rozczarowaniem należy stwierdzić, że nadal nie został wypracowany jeden, spójny dokument określony jako strategia urynkowienia sektora gazu. A były ku temu odpowiednie przesłanki, bowiem pod koniec 2002 r. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki powstał obszerny dokument opracowany przez firmę konsultingową Frąckowiak i Wspólnicy Sp. z o.o. pod znamionym tytułem: „Analiza uwarunkowań prawnych i strukturalnych w zakresie możliwości wprowadzania rynku gazu w Polsce wraz z koncepcją modelu tego rynku i propozycjami działań umożliwiającymi jego utworzenie”, pierwszy i jedyny dotąd dokument mogący stanowić doskonały wstęp do prac nad urynkowaniem sektora gazu. Niestety jak to u nas często bywa, lekką ręką wydawane są środki publiczne na różnego rodzaju opracowania, które na koniec trafiają do szuflad i stają się zupełnie bezużyteczne. A szkoda, bo wykorzystanie takich pogłębionych analiz pozwoliłoby uniknąć tworzenia dokumentów o wątpliwej zawartości merytorycznej, w dodatku będących często ze sobą w diametralnej sprzeczności.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

13) Podkreślono, że odnoszenie się do przykładu W. Brytanii, gdzie została przeprowadzona całkowita liberalizacja, nie całkowicie jest uzasadnione. Kiedy podjęto decyzję o wprowadzeniu zasad rynkowych, W. Brytania dysponowała przede wszystkim dużymi własnymi źródłami gazu. Rząd Margaret Thatcher podjął decyzję o likwidacji kopalń, czyli wyeliminował największą konkurencję dla gazu – węgla. Powstały sprzyjające warunki dla rozbicia monopolu jednego przedsiębiorstwa gazowego jakim był British Gas. W żadnym innym państwie takie warunki nie istnieją a głównym problemem państw członkowskich Unii Europejskiej jest dostęp do innych źródeł gazu niż ten od Gazpromu.

14) Ang. „gas release scheme” – pol. „plan uwalniania gazu”.

15) Warunki wypowiedzania umów cywilnoprawnych zawartych przez dotychczasowych odbiorców gazu z PGNiG SA regulowane są powszechnie obowiązującymi przepisami Kodeksu cywilnego i leżą poza jurysdykcją prawa energetycznego co oznacza, że Prezes URE nie będzie miał możliwości ingerowania w treść takich umów np. w kwestiach dotyczących renegotjacji ilości odbieranego gazu. Podmioty, które będą zainteresowane korzystaniem z wyboru dostawcy, w pierwszej kolejności będą musiały wynegocjować z PGNiG SA zmniejszenie ilości odbieranego gazu. I tu mogą napotkać na barierę, ponieważ w umowach tych jest przeniesiony na odbiorców „kontrakt jamalski”.

ROZWÓJ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W LATACH 1999-2004 – OCENA MECHANIZMÓW WSPIERANIA

Krzysztof Giermek, Witold Włodarczyk

Pierwsze regulacje prawne promujące energię odnawialną weszły w życie w roku 1999. Było to rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 1999 r. Nr 13, poz. 119). Na jego podstawie spółki dystrybucyjne miały obowiązek zakupu całkowitej produkcji ze wszystkich źródeł odnawialnych (OZE) przyłączonych do ich sieci, po najwyższej cenie energii elektrycznej zawartej w taryfie danej spółki. W praktyce była to jedna z taryf z grupy C. Pamiętać należy, że okres obowiązywania tego mechanizmu promowania OZE przypadła na lata zatwierdzania pierwszych taryf na energię elektryczną. Taryfy te były w znacznym stopniu obciążone negatywnymi zjawiskami istniejącymi przed rokiem 1999 – m.in. zróżnicowaniem stawek ze względu na czynniki społeczne, a nie ekonomiczne, a także znacznym zróżnicowaniem regionalnym. Ponadto spółki dystrybucyjne dopiero „uczyły się” właściwej alokacji kosztów pomiędzy dystrybucją i obrót. Następstwem tego stanu rzeczy było istotne zróżnicowanie cen po jakich nabywana była „zielona” energia pomiędzy poszczególnymi zakładami energetycznymi.

Mechanizm ten miał też istotną wadę – nie nakłaniał spółek do przyłączania nowych źródeł odnawialnych, a wręcz przeciwnie – wywoływał ich niechęć wobec wszelakich inwestycji w OZE. Każde nowe źródło generowało wzrost kosztów zakupu energii, co dla spółek przygotowujących się do konkurencji o klienta (wtedy wyłącznie dużego) było poważnym problemem.

Dziś z perspektywy czasu można zauważyć jeszcze jedną wadę tego systemu. W efekcie działań Prezesa URE następowała i nadal następuje stopniowa racjonalizacja kosztów zakładów energetycznych oraz odchodzenie od subsydiowania skrośnego, co powoduje relatywne obniżanie się cen energii elektrycznej w grupie C. Można więc stwierdzić, że mechanizm ten działałby również negatywnie dla samych OZE przyczyniając się do obniżki rentowności tego typu działalności.

Mając na uwadze powyższe problemy niezbędna była nowelizacja przepisów. W dniu 1 stycznia 2001 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2000 r.

Nr 122, poz. 1336), które w wyniku obowiązującej od 1 stycznia 2003 r. nowelizacji art. 9a ustawy – Prawo energetyczne zostało, z dniem 1 lipca 2003 r., zastąpione rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971). Zgodnie z zawartymi w nich regulacjami obowiązek zakupu energii odnawialnej został nałożony na wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną obligując je do zapewnienia w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odpowiedniego udziału energii z OZE. W roku 2001 udział ten wynosił 2,4%, w roku 2002 – 2,5%, w roku 2003 – 2,65% i docelowo miał wzrosnąć do 7,5% w roku 2010.

Przepisy te miały na celu rozwój OZE poprzez administracyjne wykreowanie popytu na tę energię, co w efekcie miało zaowocować nowymi inwestycjami w odnawialne źródła energii. **Niestety do tej pory cel ten nie został osiągnięty.**

Każdego roku obowiązywania tych przepisów pogłębia się niedobór podaży energii odnawialnej w stosunku do ilości wynikającej z obowiązku zakupu samych tylko spółek dystrybucyjnych. I tak:

- w roku 2001 podaż wyniosła 2 377 GWh, zapotrzebowanie 2 407 GWh;
- w roku 2002 podaż wyniosła 2 378 GWh, zapotrzebowanie 2 542 GWh;
- w roku 2003 podaż wyniosła 1 997 GWh, zapotrzebowanie 2 548 GWh.

W okresie tym rosły również ceny energii, o ile w 2001 r. przeciętna cena zakupu energii wynosiła poniżej 190 zł/MWh, o tyle w roku 2002 wzrosła do 211,36 zł/MWh, a w roku 2003 osiągnęła 219,42 zł/MWh.

Główne negatywne zjawiska występujące w całym analizowanym okresie:

1. Brak inwestycji w nowe źródła energii odnawialnej

Przede wszystkim nie dostrzega się istotnego rozwoju inwestycji w nowe moce wytwórcze. W praktyce poza budową farm wiatrowych przez firmy Energia-Eco Sp. z o.o. oraz Wolin North Sp. z o.o., o łącznej mocy zainstalowanej 48 MW nie oddano do użytku jakichkolwiek znaczących elektrowni. Chociaż corocznie będące w mocy warunki przyłączeniowe, wydane przez spółki dystrybucyjne inwestorom w źródła odnawialne, obejmują

mują kilka tysięcy megawatów, to jednak fakty wskazują, że tylko nieliczne inwestycje dochodzą do skutku. Już wyłącznie na tej podstawie można stwierdzić, że istniejące mechanizmy są nieskuteczne.

2. Ograniczenie dostępu do rynku wytwórcom energii odnawialnej

W kwestiach przesyłu i dystrybucji energia wytworzona w OZE traktowana jest na tych samych zasadach, co energia wytworzona w elektrowniach systemowych. Należy mieć jednak na uwadze, iż dominująca większość OZE ma moc rzędu kilkudziesięciu lub co najwyżej kilkuset kilowatów. W efekcie, po uwzględnieniu zasad zawierania umów przesyłowych oraz kosztów rynku bilansującego, praktycznie nie jest możliwa sprzedaż energii przez OZE do odbiorców umiejscowionych poza siecią spółki dystrybucyjnej, do której jest ono przyłączone. Z tego powodu, nie licząc sporadycznie występujących dużych źródeł „zielonej” energii, będących zazwyczaj własnością podmiotów sektora dystrybucji (np. elektrownia wodna we Włocławku), **wytwórcy energii odnawialnej nie mają możliwości poszukiwania odbiorców i zdani są na dyktando cenowy** lokalnej spółki dystrybucyjnej. Różnica pomiędzy średnią ceną, jaką spółki dystrybucyjne płaciły w 2003 r. przedsiębiorstwom obrotu za zakup „zielonej” energii, a ceną płaconą wytwórcom wynosi blisko 18 zł/MWh. Jest to sytuacja zdecydowanie **zniechęcająca inwestorów do budowy nowych źródeł.**

3. Akumulacja środków w przedsiębiorstwach obrotu

De facto obrót rynkowy energią odnawialną mogą prowadzić **wyłącznie przedsiębiorstwa obrotu, będąc beneficjentami korzyści wynikających z wysokich cen rynkowych energii z OZE.** Nie są zaś zainteresowane inwestowaniem w budowę nowych OZE, ponieważ wytwarzanie energii elektrycznej nie jest ich przedmiotem działania. Wyrazisty przykład to sposób sprzedaży energii z elektrowni wodnej we Włocławku – pośrednik w obrocie tą energią potrafił w 2001 r. osiągnąć średnią roczną marżę przekraczającą 80 zł/MWh. Pogłębiająca się co roku różnica pomiędzy ilością energii niezbędną do zakupu a krajową podażą, przy ograniczonym dostępie wytwórców do rynku, stwarza dodatkowe zagrożenie ściągania pieniędzy z rynku przez przedsiębiorstwa obrotu.

4. Brak zaangażowania wytwórców

Przedsiębiorstwa wytwarzające energię konwencjonalną nie były dotychczas szczególnie zainteresowane inwestycjami w nowe odnawialne źródła energii. Dopiero uznanie za energię odnawialną części energii wytwarzanej w procesie wspólnego spalania biomasy z paliwami kopalnymi zwiększyło ich zaangażowanie, jednak wyłącznie w ramach posiadanych już mocy wytwórczych.

Problemy występujące w poszczególnych latach:

1. Lata 2001-2002

- Niejasne przepisy doprowadziły do patologicznych zjawisk wielokrotnego obrotu tą samą ilością energii z OZE w celu realizacji obowiązku. Dopuszczenie tego typu zachowań umożliwiłoby wywiązanie się

z obowiązku przy wykorzystaniu zaledwie niewielkiej ilości faktycznie wyprodukowanej „zielonej” energii. Znany jest przypadek, kiedy dwie spółki zawarły transakcję sprzedaży energii z OZE, a następnie transakcję odwrotną na tę samą ilość energii po tej samej cenie. Obie spółki wystąpiły do Prezesa URE o uznanie tych zakupów za realizację ciążącego na nich obowiązku. Ponadto spółki dystrybucyjne stojąc na stanowisku, że wielokrotny obrót jest dopuszczalny dopuściły do sytuacji, że zanim energia dotarła od wytwórcy do odbiorcy finalnego „przeszła” przez cztery czy pięć spółek obrotu drożając przy tym nawet kilkunastokrotnie.

- Przepisy prawa nie dotyczyły bezpośrednich transakcji wytwórca konwencjonalny-odbiorca, co stawiało w nierównej sytuacji spółki obrotu objęte obowiązkiem i przedsiębiorstwa wytwórcze sprzedające energię bezpośrednio do odbiorców finalnych – nieobjęte obowiązkiem.
- Znaczna część przedsiębiorstw objętych obowiązkiem tzw. przemysłówki, czyli przedsiębiorstw, dla których działalność energetyczna jest działalnością uboczną, zaopatrujących zazwyczaj nielicznych odbiorców przyłączonych do wewnętrznej sieci tego przedsiębiorstwa przemysłowego, nie była w stanie go wypełnić – nie posiadały prawa do korzystania z zasady TPA, do swojej sieci nie miały przyłączonych OZE, a całość energii kupowały od spółek dystrybucyjnych.

2. Rok 2003

- Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisów wykonawczych nie ograniczyła zjawisk negatywnych i nie wprowadziła mechanizmów umożliwiających wejście wytwórców energii odnawialnej na rynek.
- Nowa metoda określania wielkości obowiązkowego zakupu energii z OZE przez przedsiębiorstwa obrotu w stosunku do sprzedaży energii do odbiorców finalnych pozornie tylko uczyniła przepisy bardziej przejrzystymi. W praktyce bardzo trudne lub wręcz niemożliwe jest wiarygodne ustalenie tych wielkości w przypadku sprzedaży energii do przedsiębiorstw zajmujących się obrotem i jednocześnie zużywających energię na potrzeby własne. W efekcie przepisy są jeszcze mniej czytelne i co niezwykle istotne – trudne do wyegzekwowania. W poprzednich latach Prezes URE za niewypełnienie obowiązku ukarał: w 2001 r. 6 przedsiębiorstw, a w 2002 r. – 11 przedsiębiorstw. Łącznie kwota, na którą zostały udzielone kary pieniężne, przekroczyła 4,5 mln zł.

3. Rok 2004

- Zaliczenie do energii odnawialnej energii wytwarzanej w procesie współspalania doprowadziło do zaangażowania wytwórców energii konwencjonalnej w wytwarzanie „zielonej” energii, jednak wyłącznie w ramach tej technologii.
- W wytwarzanie tego rodzaju energii zaangażowały się:

- Elektrownia Opole SA (w przeciągu zaledwie 2 dni wytworzyła 178 MWh),
 - Elektrownia Połaniec SA (produkcja we wrześniu 2004 r. ponad 4 500 MWh),
 - Południowy Koncern Energetyczny SA,
 - Zespół Elektrowni Dolna Odra SA,
 - Elektrownia Stalowa Wola SA,
 - inne jednostki (elektrociepłownie, elektrownie w przemyśle celulozowym).
- Rozszerzenie obowiązku na wytwórców sprzedających energię do przedsiębiorstw zużywających energię na potrzeby własne domknęło lukę prawną, nie uczyniło jednak zasad egzekwowania obowiązku bardziej przejrzystymi. Odwrotnie, stały się one jeszcze trudniejsze do realizacji, a przez to mniej znaczące dla podmiotów, których dotyczą.
- Wprowadzenie od 1 maja 2004 r. świadectw pochodzenia **nie przyniosło ŻADNYCH korzyści wytwórcom**, wręcz przeciwnie – nałożyło na nich dodatkowe obowiązki biurokratyczne. Ułatwiło natomiast handel przedsiębiorstwom obrotu i spowodowało wzrost cen na rynku wtórnym. Ceny te potrafią sięgać obecnie 290 zł/MWh.

Generalnie oceniając dotychczasowe mechanizmy wsparcia rozwoju OZE należy stwierdzić, że:

- nie przyczyniły się do rozwoju mocy wytwórczych w OZE,
- spowodowały wzrost cen na wtórnym rynku energii odnawialnej,
- korzyści rynkowe ze wzrostu cen energii odnawialnej, zamiast jej wytwórcom, w sposób nieuzasadniony przypadły pośrednikom (przedsiębiorstwom obrotu),
- istniejące przepisy są niejasne, budzą wątpliwości interpretacyjne i nie nakłaniają do inwestowania w OZE.

W związku z tym konieczne jest dokonanie takich zmian legislacyjnych, które przede wszystkim stworzyłyby faktyczny, a nie tylko iluzoryczny dostęp wszystkich wytwórców energii odnawialnej do rynku. Istotne jest, aby ich przychody kształtowały się przede wszystkim w wyniku działania mechanizmu popytowo-podażowego, tak aby mogli oni czerpać korzyści z cen, które gotowe są zapłacić przedsiębiorstwa objęte obowiąz-

kiem i aby pojawiające się nadwyżki finansowe kierowane były na inwestycje w nowe moce wytwórcze.

Przy obecnych techniczno-instytucjonalnych ograniczeniach wynikających z zasad zawierania umów przesyłowych jest to możliwe jedynie poprzez umożliwienie obrotu samymi świadectwami, jako dokumentami odzwierciedlającymi wartość dodaną, swoistą „zieloną cechę”, energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych. Natomiast transakcje związane z bezpośrednim przepływem energii odbywały by się po cenach energii „czarnej”. Dzięki temu producent energii otrzymywałby:

- 1) płatność za sprzedaż energii po cenie energii konwencjonalnej,
- 2) przychód z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia na rynku konkurencyjnym.

Należy się spodziewać, że suma tych przychodów powinna odpowiadać przychodom uzyskiwanym na rynku hurtowym energii odnawialnej, a więc być znacznie wyższa od przychodów realizowanych obecnie przez większość OZE.

Niezbędne są również zmiany przepisów wskazujących przedsiębiorstwa objęte obowiązkiem oraz definiujących sposób kalkulacji przez nie wielkości obowiązkowych zakupów energii odnawialnej. Regulacje te muszą być przede wszystkim przejrzyste, proste i jednoznaczne.



*Krzysztof Giermek
starszy specjalista*



*Witold Włodarczyk
dyrektor*

Departament Przedsiębiorstw Energetycznych URE

**Warunki prenumeraty
na rok 2005**

Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki

– na stronach 55-56

ODBIORCA DETALICZNY NA RYNKU ENERGII. DOŚWIADCZENIA BRYTYJSKIE WYZWANIEM DLA POLSKI

Mariola Juszcuk

Regulacja energetyki, spośród innych działań administracji publicznej, charakteryzuje się znaczną podbudową teoretyczną. Mogłam się o tym przekonać podczas szkolenia w ramach Florenckiej Szkoły Regulacji.¹⁾ Szeroki zakres przekazywanej wiedzy o energetyce, o rynkowych oraz administracyjnych narzędziach oddziaływania na nią, odpowiadający zawodowym potrzebom pracowników instytucji regulacyjnych, a także duża intensywność procesu dydaktycznego niewątpliwie przelożyły się na wprowadzenie jego uczestników w techniczne, ekonomiczne oraz prawne arkana sztuki regulacji.

Każdy z bloków tematycznych przybliżał najbardziej aktualne zagadnienia jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu, związane z urzeczywistnieniem tej koncepcji w poszczególnych krajach członkowskich. Mowa była więc i o TPA, o handlu i taryfach transgranicznych, zasadach dostępu do sieci, jakości i bezpieczeństwie dostaw, ochronie odbiorców oraz handlu emisjami.

Zarówno zakres prezentowanych problemów, jak i specyfika, a wręcz – odmienność procedur i metodologii charakteryzujące krajowych regulatorów, sprawiły, że szkolenie stało się platformą wymiany wiedzy i doświadczeń w odniesieniu do różnych koncepcji modeli regulacyjnych oraz upowszechniania najlepszych praktyk. Posłużyło również jako forum do przewidywania zadań oraz wymagań regulacyjnych, którym przyjdzie stawić czoła. Przede wszystkim zaś, przyczyniło się do kształtowania wspólnego „języka” oraz „kultury” regulacyjnej, niezbędnych dla identyfikacji strategicznych celów działań Unii na rzecz szybkiego tworzenia rynku energii elektrycznej i gazu, a także zrozumienia norm, zasad i mechanizmów związanych z tym procesem.

Wiele z problemów omawianych podczas Florenckiej Szkoły Regulacji z pewnością zasługuje na uwagę i warty jest osobnej prezentacji. Dlatego wybór, który z problemów przybliżyć czytelnikom Biuletynu URE, jest szczególnie trudny.

1) W trwającej od 15 do 23 października 2004 r. – trzeciej edycji *Training Course for Energy Regulators*, organizowanej pod auspicjami *Florence School of Regulation*, wzięło udział 29 pracowników średniego szczebla z europejskich instytucji regulacyjnych. Najliczniej reprezentowane były Austria, Czechy, Włochy, Słowenia i Hiszpania, które wydelegowały po 3 uczestników.

Kierując się więc zainteresowaniami szerszego kręgu czytelników, postanowiłam poświęcić moją wypowiedź, najbardziej, moim zdaniem, aktualnej problematyce – przygotowaniem nas odbiorców do zaistnienia na w pełni zliberalizowanym, konkurencyjnym rynku energii elektrycznej i gazu. Jak, w jaki sposób zachęcić i przekonać odbiorców końcowych do podjęcia ryzyka uczestnictwa w konkurencyjnym rynku tych mediów? Jak robią to ci, których tradycje gospodarki rynkowej w ogóle, a w sektorze energii szczególnie, mają o wiele dłuższy horyzont czasowy? Jakie rezultaty osiągnęli na tym polu, a na jakie liczą w przyszłości? Czy odbiorca na tym rynku musi być pozostawiony sam sobie, naprzeciw ekonomicznie silnych i bezwzględnych przedsiębiorstw energetycznych? Pytania można mnożyć, ale bardziej uzasadnione i użyteczne, chociażby z uwagi na zbliżający się milowymi krokami obligatoryjny i wspólny dla całej Unii termin urynkowania energetyki²⁾, byłoby szybkie udzielenie na nie odpowiedzi, a w ślad za tym – sformułowanie stosownych rekomendacji dla Polski.

Powszechnie wiadomo, że Unia Europejska „stawia” na jednolity, konkurencyjny rynek energii elektrycznej i gazu. Konkurencja w energetyce ma być tą siłą motoryczną, która ma ułatwić obronę pozycji Wspólnoty w gospodarce światowej, co oznacza również, że obywatele Unii będą mogli pełniej i taniej zaspokajać swoje potrzeby, a przedsiębiorstwa, z racji swojej efektywności i dysponowania tanią energią, wygrają rywalizację z innymi. Kluczem do powstania silnego i efektywnego rynku konkurencyjnego jest nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe obligatoryjnego TPA (*Third Party Access*) – zasady dostępu stron trzecich jako narzędzia służącego przełamaniu ich naturalnego monopolu.³⁾

- 2) Przypomnijmy, że cezura czasowa dla TPA w odniesieniu do wszystkich państw członkowskich określona została w nowych dyrektywach unijnych – elektrycznej (2003/54/WE) i gazowej (2003/55/WE), które przewidują, iż najpóźniej od 1 lipca 2004 r. odbiorcami uprawnionymi staną się odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi, natomiast od 1 lipca 2007 r. status odbiorcy uprawnionego będą posiadali wszyscy odbiorcy.
- 3) Jeden z ekspertów w zakresie konkurencji w obszarach monopolu naturalnego twierdzi, iż: „*Realizacja TPA oznacza rewolucję w warunkach działania sektorów sieciowych i poddanie ich działaniu sił rynkowych*”, zob. A. Szablewski, „*Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego*”, PAN INE, Warszawa 1998, s. 19.

W większości krajów europejskich proces ten, ze względu na jego złożoność, wysoki stopień komplikacji oraz zasięg, został rozłożony w czasie. I tak np. trójstopniowe wprowadzanie konkurencyjnego rynku w Wielkiej Brytanii trwało około ośmiu lat i było nierozdzielnie związane z procesem prywatyzacji, przy czym ścieżka dochodzenia do w pełni zliberalizowanych, konkurencyjnych rynków różnicowała się w zależności od nośnika energii. W przypadku gazu, prywatyzacja poprzedziła wprowadzenie konkurencji w tym sektorze, zaś w odniesieniu do energii elektrycznej, w wyniku prywatyzacji utworzone zostały nowe przedsiębiorstwa, w związku z czym tempo procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej było znacznie szybsze.

Ujmując powyższe w ramy chronologiczne: sektor gazu został sprywatyzowany w 1986 r., konkurencja została zainicjowana w 1992 r. w odniesieniu do odbiorców przemysłowych, zaś budowa w pełni konkurencyjnego rynku została zakończona w 1997 r.

W przypadku energii elektrycznej zarówno proces prywatyzacji, jak i proces konkurencji zostały zainicjowane w 1990 r.⁴⁾ Począwszy od kwietnia 1990 r. stanowiący 30% rynku odbiorcy końcowi, których maksymalne zapotrzebowanie wynosiło 1 MW, mogli zaopatrywać się w energię elektryczną u publicznego dostawcy energii elektrycznej (*Public Electricity Supplier*) lub dostawcy drugiego rzędu⁵⁾. To samo prawo otrzymali od kwietnia 1994 r. działający na obszarze 15% rynku odbiorcy końcowi, których maksymalne zapotrzebowanie wynosiło 100 KW. Końcowy etap wprowadzania konkurencji dla pozostałych 55% rynku, tj. 26 milionów odbiorców indywidualnych, zużywających 1/3 energii, trwał od 14 sierpnia 1998 r. do czerwca 1999 r.⁶⁾

Ten wieloletni proces liberalizacji brytyjskiej energetyki, nierozdzielnie związany z prywatyzacją, nie tylko zaowocował całkowitym urynkowaniem, ale też zapoczątkował lub spotęgował zjawiska i procesy występujące wcześniej w dużo mniejszej skali lub nieistniejące w ogóle, zarówno o pozytywnym, jak i negatywnym charakterze. Do grupy tych pierwszych można z całą pewnością zaliczyć finansowe uniezależnienie się firm energetycznych od działań rządu, szerszy dostęp do własności oraz większe zaangażowanie pracowników w sukcesy przedsiębiorstw energetycznych. Dla całej brytyjskiej społeczności całkowitą nowością było natomiast wprowadzenie możliwości wyboru dostawców energii

przez odbiorców oraz rozdział monopolistycznych rodzajów działalności energetycznej (przesyłu i dystrybucji) od elementów działalności, które mogły być poddane konkurencji (wytwarzanie i obrót).

Wśród zjawisk i tendencji, których się obawiano, można wskazać związane z tzw. społecznymi aspektami transformacji, tj. z możliwością zawężenia zakresu usług publicznych, znaczną redukcją miejsc pracy i koniecznością objęcia szczególną opieką słabych ekonomicznie grup ludności. Większość z tych obaw, poza rzeczywistą redukcją miejsc pracy, nie spełniła się. Konkurencja oznaczała bowiem, iż z jednej strony dostawcy musieli wyjść naprzeciw oczekiwaniom odbiorców, z drugiej zaś możliwość dominacji interesów przedsiębiorców rodziła troskę o utrzymanie jakości usług. W odniesieniu do ubogich odbiorców działania rządowe miały na celu ochronę interesów najuboższych.⁷⁾

Dla nadzoru realizacji celów reformy energetyki i zarazem aktywnego przeciwdziałania potencjalnym zagrożeniom i perturbacjom wynikającym z bezwzględności działania mechanizmu rynkowego, w tym także minimalizowania społecznych skutków urynkowania, powołano do życia wieloinstytucyjny system regulacji, w skład którego aktualnie wchodzi: brytyjski Regulator (*Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem*)⁸⁾, współdziałający m.in. z: Radą Konsumentów Gazu i Energii Elektrycznej (*Energywatch*)⁹⁾, Narodową Agencją ds. Audytu (*National Audit Office – NAO*) oraz Stowarzyszeniem Detalicznych Przedsiębiorców Energii (*Energy Retail Association – ERA*)¹⁰⁾.

7) Szerzej o społecznych aspektach transformacji w Wielkiej Brytanii w: *The Social Effects of Energy Liberalisation the UK Experience*, Lisbon 5/6 June 2000, na: www.dti.gov.uk.

8) Więcej na temat w: A. Doborczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski i inni, *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Biblioteka Regulatora, Warszawa, 2003, s. 148-152.

9) Zadaniem Rady Konsumentów jest: ochrona i promocja interesów odbiorców poprzez informowanie oraz zapewnienie doradztwa dla ministerstw, Regulatora, koncesjonariuszy i indywidualnych odbiorców w sprawach mających bezpośredni wpływ na odbiorców, a także rozpatrywanie i załatwianie skarg odbiorców. Działalność informacyjna Rady Konsumentów dotyczy każdego odbiorcy (włączając w to informację statystyczną o ustalonych dla dostawców przez Regulatora standardach działalności). Funkcję tę Rada może wykonywać w dowolny sposób, który uzna za odpowiedni, dla określonych grup odbiorców. Więcej na ten temat na: www.energywatch.org.uk.

10) Utworzone w październiku 2003 r. Energy Retail Association (ERA) stowarzysza wszystkich głównych dostawców energii, działających na brytyjskim rynku, tj. British Gas, EDF Energy, npower, Powergen, Scottish Power, oraz Scottish and Southern Energy. Utworzone przez przedsiębiorców Zrzeszenie określiło swój cel jako: budowanie więzi z akcjonariuszami dla udoskonalenia działania sektora przy współuczestnictwie decydentów, opiniodawców oraz konsumentów; współdziałanie z organami rządowymi na rzecz przeciwdziałania regulacjom hamującym rozwój przedsiębiorczości; współtworzenie efektywnych procedur samoregulacyjnych. Do zidentyfikowanych priorytetowych obszarów działań Zrzeszenia należą m.in.: efektywność ▶

4) *Electricity Competition Review, Research Study Conducted for OFFER*, February/March 1999, www.ofgem.gov.uk.

5) W odróżnieniu od dostawców posiadających koncesję publiczną PES (*Public Electricity Supplier*) dostawcy posiadający koncesję drugiego rzędu mogą dostarczać energię elektryczną do odbiorców uprawnionych poza ich regionem. Koncesje drugiego rzędu przyznawane są regionalnym firmom prowadzącym obrót energią elektryczną, głównym wytwórcom w Anglii i Walii, firmom szkockim oraz niektórym nowym dostawcom.

6) Patrz m.in. w: *Electricity Deregulation Report, Global*, ABS Energy Research 2004.

Jednym z najważniejszych zadań związanych z przyjętym harmonogramem liberalizacji sektora elektroenergetyki oraz sektora gazu, było zapewnienie odbiorcom energii – podmiotowej, a nie jak dotychczas – przedmiotowej roli na tworzącym się rynku. Aby tak się stało, należało ich do tej roli właściwie przygotować. Służyły temu m.in. kompleksowe kampanie informacyjne, w których Regulator przekonywał i udowydniał, dlaczego warto i w jaki sposób można zmienić dotychczasowego dostawcę energii, jakie prawa na konkurencyjnym rynku posiada odbiorca i na jakie dodatkowe korzyści, oprócz spadku cen dostawy, może liczyć.¹¹⁾

Były to z pewnością ważne i społecznie niezbędne działania. Ale wydaje się, iż w ostatecznym rozrachunku, dla upowszechnienia zmian dostawcy, znacznie ważniejsza okazała się rywalizacja o klientów pomiędzy różnymi dostawcami. Warto pamiętać, iż w tym przypadku przymiotnik „różny” oznacza przede wszystkim odrębną własność, własność zaś oznacza zróżnicowane interesy, czyli po prostu konkurencję. Tak więc prywatni dostawcy prześcigali się w oferowaniu potencjalnym klientom atrakcyjnych warunków cenowych za dostarczaną energię lub gaz (w przypadku 65% odbiorców stanowiło to główny bodziec zmiany dostawcy), ale też obiecywali dodatkowe usługi, chociażby związane z drobnymi naprawami sprzętu, przejściem na siebie pewnych obowiązków spoczywających dotąd na odbiorcy, itp.¹²⁾

Na uwagę zasługuje samo zachowanie odbiorców, którzy pomimo wskazywania najniższej ceny (gazu lub energii elektrycznej) jako zasadniczej przyczyny zmiany dostawcy, w przypadku np. korzystania z tzw. liczników przedpłatowych (a więc z najwyższymi cenami nośnika energii) byli zainteresowani innymi możliwościami zaoszczędzenia na płatnościach.¹³⁾ Proces liberalizacji okazał się jak najbardziej korzystny, bowiem o ile w 2003 r. gospodarstwa domowe mogły liczyć na 22% oszczędności w opłatach za energię elektryczną, to w odniesieniu do całej brytyjskiej gospodarki na przeciągu 4 ostatnich lat ceny hurtowe spadły o 40%, ceny dla odbiorców przemysłowych oraz przedsiębiorstw spadły o 20-25%, zaś dla odbiorców końcowych o 8%.¹⁴⁾

Zasadniczymi narzędziami wprowadzającymi i umacniającymi konkurencję są normy prawne, zarówno ustawowe, jak i indywidualnie adresowane do przedsiębiorstw energetycznych w formie określonych warunków koncesyjnych.¹⁵⁾ Ze względu na specyfikę systemu prawnego Wielkiej Brytanii na wnikliwą uwagę zasługują zwłaszcza te ostatnie. Wśród nich, istotnym dla odbiorców i dla rynku okazały się warunki koncesyjne (*Standard Licence Conditions – SLC*)¹⁶⁾. Zgodnie z SLC nr 40 dostawcy mają obowiązek informowania odbiorców o ilości zużytego gazu oraz energii elektrycznej (lub szacowanym zużyciu), co zamieszczane jest na rachunku. SLC nr 42 określa m.in. jaka informacja musi zostać przedstawiana odbiorcy jako część zawartej z nim umowy, włączając w to cenę, za którą koncesjonariusz będzie dostarczać gaz lub energię elektryczną. Jeśli umowa zawarta przez odbiorcę dotyczy oprócz dostaw energii, również innych usług, w umowie opłata za dostawę energii elektrycznej musi zostać przedstawiona oddzielnie od opłaty za pozostałe usługi. SLC nr 44 nakłada natomiast na dostawców np. obowiązek powiadomienia przez dostawcę w ciągu 10 dni o niekorzystnych dla odbiorcy zmianach w warunkach umowy (w tym o zmianach ceny) oraz pouczenia go w tych okolicznościach o prawie do rozwiązania umowy z dostawcą. *Ofgem* może prowadzić dochodzenia w wypadku ewentualnego naruszenia warunków koncesyjnych. W przypadku stwierdzenia złamania warunków koncesyjnych może nałożyć na dostawcę karę pieniężną. Od momentu wprowadzenia tej regulacji w życie, tj. od kwietnia 2002 r. łączna kwota kar finansowych na dostawców wyniosła ponad 2 mln funtów.

- energetyczna, zmiana dostawcy, problemy najbiedniejszych grup odbiorców, w tym zadłużenie, odnawialne źródła energii. Więcej na temat na: www.energy-retail.org.uk.
- 11) Obecnie 60% odbiorców gazu i 70% odbiorców energii elektrycznej otrzymuje informację o aktualnych cenach bezpośrednio od dostawców, coraz większa liczba odbiorców (12% – gazu i 10% – energii elektrycznej) korzysta z internetu. Ponad 50% odbiorców czytuje ulotki informacyjne dostawców w poszukiwaniu interesujących ofert. Gdy konsumenci nie zmieniają dostawcy, jest to spowodowane brakiem chęci, natomiast nie wynika z faktu, iż nie zdają sobie sprawy z korzyści płynących z konkurencyjnych ofert. Zob. *Improving Information for Customers, An occasional paper*, July 2004, na: www.ofgem.gov.uk.
- 12) W tym miejscu, ze względu na konieczność oszacowania ilościowej skali zjawiska, warto przytoczyć, że całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną w Wielkiej Brytanii wynosi 369 TW, a zainstalowane moce netto 79 121 GW. Obok sześciu głównych wytwórców: British Energy, Innoy, Powergen, Edison Mission Energy, AES – wytwarzających 60% ogółu energii oraz 4 operatorów systemów przesyłowych: dla Anglii i Walii – NGC Transco plc, Szkocji – Scottish Power plc i Scottish & Southern Energy plc, dla Irlandii Północnej – Sony Viridian, na brytyjskim rynku funkcjonuje 6 konkurujących dostawców, dostarczających 99,7% energii. W Wielkiej Brytanii ogółem około 50% odbiorców zmieniło swojego dostawcę, co rozkłada się na 10 mln odbiorców (47%) gazu oraz 13 mln (51%) energii elektrycznej, zaś w 2003 r. swoich dostawców zmieniło 3,1 mln odbiorców gazu i 4,2 mln odbiorców energii elektrycznej. Tygodniowo swoich dostawców zmieniało ok. 150 000 odbiorców. Tak było pomiędzy październikiem a grudniem 2003 r. Patrz m.in. w: *Electricity Deregulation Report, op. cit.* oraz *Energy Competition Working for Customers* na: www.ofgem.gov.uk/ofgem/press/factsheets.jsp.

13) Zob. *Improving Information for Customers, op. cit.*

14) Zob. *Electricity Deregulation Report, op. cit.*

15) System prawny regulacji energetyki w Wielkiej Brytanii można określić jako dwuszczeblowy: ustawy (zwłaszcza Utilities Act) plus licencje (koncesje), przy czym koncesje dla przedsiębiorstw energetycznych mogą być pierwszego lub drugiego stopnia. Dla porównania w Polsce wygląda to następująco: ustawy – rozporządzenia – koncesje. Stąd konkluzja, iż brytyjskie licencje odpowiadają w gruncie rzeczy naszym rozporządzeniom i koncesjom razem wziętym, co z kolei implikuje ich wysoki stopień szczegółowości.

16) Zob. *Improving Information for Customers, op. cit.*

Przywództwo Wielkiej Brytanii w liberalizacji rynku energii elektrycznej i rynku gazu uzyskało w ostatnich latach istotne wsparcie i swoisty impuls reformatorski ze strony Unii Europejskiej. Znowelizowane dyrektywy – elektryczna i gazowa, szereg innych dyrektyw implementowanych do brytyjskiego systemu prawnego, oraz przygotowywany przez Komisję Europejską pakiet legislacyjny, przyspieszający postęp w liberalizacji rynku energii¹⁷⁾, niewątpliwie przyczyniły się do dalszego przyspieszenia działań na rzecz konkurencji i silniejszego upodmiotowienia odbiorców.¹⁸⁾ Odpowiedzialność za wdrażanie w życie zmienionego prawa spoczywa przede wszystkim na Ministrze Przemysłu i Handlu, który formalnie ogłosił decyzję na temat¹⁹⁾ procesu konsultacji w tym zakresie oraz Regulatorze, który z nim współpracuje m.in. w opracowaniu nowych warunków koncesyjnych dla dostawców. Dyrektywy zawierają rozwiązania korzystne dla odbiorców, polegające na tym, że odbiorcy nie będą ponosić opłat związanych ze zmianą dostawcy. Zmiana dostawcy wiąże się jednakże z kosztami ponoszonymi przez poszczególnych uczestników rynku, co i tak ostatecznie przekłada się na opłaty rozłożone na wszystkich odbiorców w ogólnej cenie energii (dostawcy) lub taryfach (dystrybutorzy). Ważne jest zatem, by koszty zostały zminimalizowane, a admini-

nistracyjne procedury dostosowane do dostawców, dystrybutorów oraz konsumentów.²⁰⁾

Obok działań wysoce sformalizowanych, wynikających bezpośrednio z litery prawa (zarówno z ustaw lub licencji), istotnymi dla konkurencyjnego rynku i pozycji odbiorcy na tym rynku okazały się być również i te, mające swoje źródło w nieformalnych działaniach Regulatora.²¹⁾ Przyjęły one postać rekomendowanych zasad, do respektowania w praktyce przez uczestników rynku w procesie zmian dostawcy, które zapewniają jednakowe warunki funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz służą pobudzaniu konkurencji. I tak:²²⁾

1. Proces zmiany dostawcy podlega kontroli. Kontrolę sprawuje wybrany przez odbiorcę nowy dostawca.
2. Nowy dostawca powinien mieć możliwość przystąpienia do realizacji dostaw z minimalnym okresem wypowiedzenia lub natychmiast.
3. Zmiana dostawcy powinna być prosta i dostępna dla wszystkich dostawców, zwłaszcza dla nowo wchodzących na rynek.
4. Zmiana dostawcy nie powinna być uciążliwa dla odbiorcy, a wręcz niezauważalna.
5. Zmiana dostawcy powinna odbywać się przy minimalnej ingerencji regulatora, na podstawie umów dwustronnych.
6. Zmiana dostawcy nie powinna naruszać dokładności i integralności rozliczeń oraz rodzić dodatkowych komplikacji lub kosztów.
7. Wszędzie, gdzie jest to możliwe strony powinny mieć swobodę zmiany zasad i relacji ich łączących w drodze porozumienia.

Tak sformułowane zasady są zbieżne z punktem widzenia Komisji Europejskiej, która w *Średniookresowej Strategii Jednolitego Rynku Energii Elektrycznej*²³⁾ wskazuje, że odbiorcy powinni mieć zapewnione prawo wyboru dostawcy przy zachowaniu uproszczonych procedur, jasności informacji oraz gwarancji – popartej regulacją, iż w żaden jawny, bądź inny sposób, nie będą oni karani na wypadek chęci lub potrzeby powrotu do poprzedniego dostawcy, ani też nie będzie to związane z jakimikolwiek innymi obciążeniami. W ten sposób zarysowuje się kolejny obszar występowania zbieżności

17) W grudniu 2003 r. Komisja Europejska opublikowała Komunikat ws. Infrastruktury i Bezpieczeństwa Dostaw (*Communication on Energy Infrastructure and Security of Supply*). Zawierał on m.in. propozycję dyrektywy, dotyczącej promocji efektywności końcowego zużycia energii oraz usług (*Directive of the European Parliament and of the Council on energy end-use efficiency and energy services*), która miałaby zostać przeniesiona do krajowych porządków prawnych, najpóźniej do 1 lipca 2006 r. Warto zwrócić uwagę na jej art. 13, zgodnie z którym odbiorcy powinni zostać wyposażeni w indywidualne urządzenia pomiarowe, dokładnie określające bieżące zużycie energii oraz okres, za który prowadzone jest rozliczenie. Rozliczanie powinno w jasny i zrozumiały sposób odzwierciedlać bieżące zużycie energii oraz być przeprowadzane z częstotliwością umożliwiającą regulowanie własnego zużycia. Informacja o opłatach związanych z dystrybucją energii, z pobranym wolumenem energii oraz o innych opłatach powinna zostać przedstawiona na rachunkach, tak, by dać odbiorcom pełne wyobrażenie na temat kosztów energii. Rachunki i materiały promocyjne powinny również zawierać: informację o obowiązujących cenach oraz bieżącym zużyciu, porównanie w graficznej formie bieżącego zużycia energii przez odbiorcę ze zużyciem za analogiczny okres poprzedniego roku, porównanie z przeciętnym użytkownikiem tej samej grupy, wpływ na środowisko, np. CO₂, dystrybuowanej lub sprzedanej energii, adresy stron internetowych o dostępnych usługach, programach wydajności energetycznej oraz dane techniczne sprzętu wykorzystującego energię elektryczną.

18) Zgodnie z nowymi regulacjami dostawcy muszą zapewnić odbiorcom informację o proporcjach różnych rodzajów paliw używanych do wytworzenia dostarczanej im energii. Dostawcy muszą wskazać dostępne źródła informujące o wpływie energii elektrycznej, wytwarzanej z danej mieszanki paliw, na środowisko naturalne.

19) Implementation of EU Directive 2003/54 concerning common rules for the internal market in electricity, DTI March 2004.

20) *Guidelines for customer switching*, Union of the Electricity Industry – EUROELECTRIC, June 2004.

21) Ten rodzaj oddziaływania Regulatora ma charakter tzw. *moral suggestion*. Nie jest żadną normą prawną, ale jedynie pewnym poglądem i sugestią dla uczestników rynku. Nieprzestrzeganie lub niestosowanie tych sugestii nie jest związane z żadną sankcją, co najwyżej z dezaprobatą. Jeśli Regulator wyrazi ją publicznie, może to spowodować wielorakie implikacje wśród klientów, akcjonariuszy, potencjalnych inwestorów, kontrahentów. A zatem warto brać je pod uwagę. W Polsce jest to raczej nieznanie narzędzie, a z pewnością nie jest ono respektowane przez przedsiębiorstwa sektora.

22) *Customer Transfer Process*, Discussion Document, June 2003, na: www.ofgem.org.uk, op. cit.

23) *Medium Term Vision for the Internal Energy Market*, Bruksela, 2004.

pomiędzy krajem – liderem konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu oraz Komisją Europejską. W konsekwencji, za sprawą mechanizmów funkcjonowania w ramach tego ugrupowania, będziemy zapewne świadkami dyfuzji tych zasad na znacznie szerszą skalę, w tym także i na Polskę.

Nieodparcie, w świetle dotychczasowych wywodów, nasuwa się refleksja, iż państwo brytyjskie, działając poprzez Regulatora, stanęło na wysokości zadania, dbając, poprzez sprawną implementację zasad konkurencyjnego rynku, w pierwszej kolejności o swoich podatników – odbiorców energii. Wspomagając postulaty niedyskryminacyjności, transparentności, prostoty, efektywności zorganizowano szereg akcji i programów o prospołecznym charakterze, wśród których na szczególną uwagę zasługują:

- realizowany przez *Ofgem* we współpracy z *Energywatch* *Program Działań Prospołecznych*²⁴⁾ (*Social Action Plan*). Zainicjowany w 2000 r. obejmuje: monitorowanie rynku, w tym konsumenckiego, w zakresie wywiązywania się dostawców z wypełniania wymogów kodeksów dobrych praktyk (*codes of practice*), upowszechnianie wiedzy o: standardach obsługi odbiorców, metodach ograniczania opłat ponoszonych przez odbiorców, sposobach zwiększenia wydajności energetycznej urządzeń oraz działalność związaną z ochroną grup tzw. wrażliwych odbiorców (*vulnerable customers*), w tym zapobieganie zadłużeniu i odłączeniu. Na lata 2004-2005 jako priorytetowe zostały określone następujące cele: zapewnienie odbiorcom korzystającym z drogich systemów rozliczeń (np. wszelkich systemów przedpłatowych) dostępu do taniej energii, zapewnienie efektywnego dialogu dostawców z zadłużonymi odbiorcami, wspieranie rozwoju systemu specjalnych taryf i metod płatności odzwierciedlających rzeczywiste koszty, który jednocześnie odpowiadałby potrzebom odbiorców wrażliwych, likwidacja barier dostępu dostawców do ekonomicznie efektywnych przedpłatowych systemów rozliczeń i innych standardowych metod rozliczeń, redukcja płatności odbiorców przez system kontroli cen i zwiększenie konkurencji w sektorze wytwarzania, zapewnienia pełnego uwzględnienia potrzeb osób starszych, upośledzonych i chorych;²⁵⁾
- zainicjowany przez *Ofgem* projekt pod nazwą *Udoskonalenie Procesu Zmiany Dostawcy*²⁶⁾ (*Improving Customer Transfers*), którego celem jest modyfikacja procedur procesu zmiany dostawcy dla zwiększenia jego efektywności;²⁷⁾
- wynikający ze współpracy m.in. ERA, *Ofgem*-u, *Energywatch* i DTI program propagujący zmianę dostaw-

cy *Program Zmiany Dostawcy*²⁸⁾ (*Customer Transfer Programme – CTP*) stanowi odpowiedź na kierowane pod adresem przedsiębiorców zarzuty, że proces zmiany dostawcy wiąże się dla odbiorców z negatywnymi doświadczeniami. W założeniu jego twórców, podzielony na dwa etapy program ma spowodować, iż: z perspektywy odbiorcy proces zmiany dostawcy nie będzie kreować problemów, a dla dostawcy – będzie efektywny; rozliczanie i zawieranie umów ułatwi zaadoptowany na potrzeby odczytów układów pomiarowych margines tolerancji; realizowane długoterminowo zmiany przyczyną się do redukcji kosztów;²⁹⁾

- organizowane przez *Energywatch* następujące akcje: Przyjazne Rachunki (*Better Billing*) – propagująca ideę dokładniejszych, dostarczanych na czas i łatwych do zrozumienia rachunków; Jak Mądrze Zmienić Dostawcę (*Smart Switching*) – kierowana do dostawców kampania dla zwiększenia efektywności procesu zmiany dostawcy, tak by był on realizowany bez opóźnień oraz konfliktów między nimi; Koniec z Udręką Zadłużenia (*End Debt Misery*) – akcja mająca na celu zmniejszenie liczby odbiorców – dłużników oraz przygotowanie racjonalnych planów spłaty zadłużenia; Natychmiastowa Odpowiedź (*Respond Now*)³⁰⁾ – akcja służąca udoskonaleniu systemu odpowiedzi na skargi i zapytania.³¹⁾

Analizując stan zaawansowania konkurencji w Wielkiej Brytanii, powstaje pytanie o polski stan posiadania w tym zakresie. Chciałoby się rzec, że koń jakiś jest, każdy widzi, a jaki jest polski konkurencyjny rynek energii elektrycznej i gazu, widać jasno.

By nie być gołosłowną, przypomnę pewne charakterystyczne dane. Proces urynkowania polskiej energetyki, jeśli przyjąć za jego początek wejście w życie ustawy – Prawo energetyczne (4 grudnia 1997 r.) trwa już ponad siedem lat. Z jakimi rezultatami? Wydaje się, że z niewielkimi. Nie ma tu znaczenia fakt, iż w Anglii pełne urynkowanie zajęło 9 lat. My, bogatsi o ich doświadczenie, powinniśmy zrobić to nieco szybciej. Niestety, nawet w formalnym ujęciu, za sprawą pierwszego w tym zakresie rozporządzenia ministra gospodarki na pełne urynkowanie przeznaczylismy 8 lat.³²⁾

28) Tłumaczenie autorskie.

29) Więcej o *Customer Transfer Programme* na: www.energy-retail.org.uk/changingsuppliers.html.

30) Występujące w tym paragrafie polskie nazwy akcji zorganizowanych przez *Energywatch* stanowią tłumaczenie autorskie.

31) Zob. *Making competition work for all consumers. Energywatch Forward Work Programme 2003/2004* na: www.energywatch.org.uk.

32) Chodzi o rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 1998 r. Nr 107, poz. 671), uchylone rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, obowiązujące do dziś. Ale też pamiętać trzeba, że mimo bra-

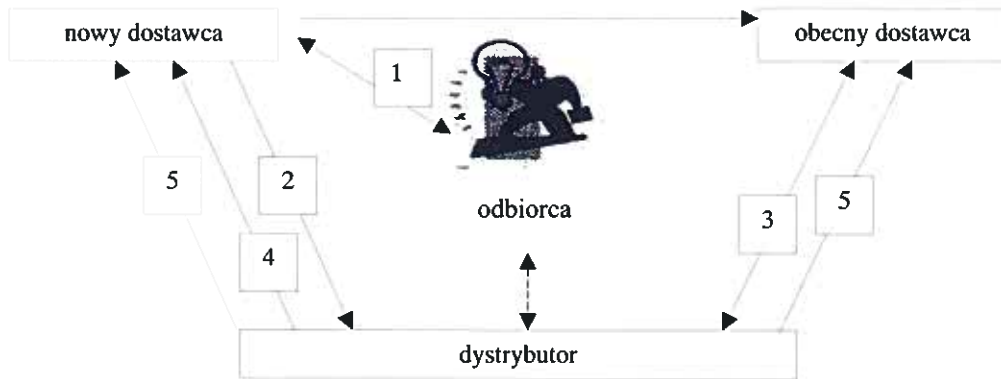
24) Tłumaczenie autorskie.

25) *Social Action Plan, Annual Review 2004*, na: www.ofgem.gov.uk.

26) Tłumaczenie autorskie.

27) *Improving Customers Transfers, the Way Forward*, June 2001, *Ofgem*, www.ofgem.gov.uk.

Rysunek 1. Zmiana dostawcy energii – model podstawowy dla rynków detalicznych



Oznaczenia:

1. umowa pomiędzy odbiorcą a nowym dostawcą,
2. nowy dostawca informuje dystrybutora (przedsiębiorstwo sieciowe) o zmianie,
3. dystrybutor informuje o zmianie dotychczasowego dostawcę,*
4. dystrybutor potwierdza zmianę nowemu dostawcy,*
5. dystrybutor, w dniu wykonania zamiany, przesyła odczyty urządzeń pomiarowych zarówno dotychczasowemu, jak i nowemu dostawcy.*

* Czynności tych może także dokonywać działający na zlecenie przedsiębiorstwa sieciowego operator punktu pomiarowego, w którym odbywa się rejestracja (odczyt) ilości energii dostarczonej danemu odbiorcy.

Źródło: *Guidelines for customer switching*, Union of the Electricity Industry – EUROELECTRIC, June 2004.

Ale znacznie ważniejsze są praktyczne osiągnięcia. I na tym polu wyglądamy niestety tak samo źle.

Od początku okresu nabywania uprawnień do korzystania z prawa TPA niewielu, zaledwie kilku, odbiorców korzystało z nowych możliwości (nie licząc spółek dystrybucyjnych). W roku 2003 zgłoszonych było 44 odbiorców jako korzystający z TPA, choć na koniec roku pozostało ich 29. W pierwszym półroczu 2004 r. korzystających z tej zasady było 64, a zakupili oni ok. 9,5% ogółu energii dostarczonej przez te spółki odbiorcom końcowym.³³⁾ Potrzeba diagnozy stanu zaawansowania konkurencji na polskim rynku energii jest aktualna. Póki co, zidentyfikowano jego główne bariery. Jednocześnie słyszy się głosy, nie do końca uzasadnione, o pozytywnych tendencjach w tym zakresie.³⁴⁾ Można i tak, jednak jak się wydaje, więcej energii i wysiłku koncepcyjnego powinno zostać nakierowane na przygotowanie się do wdrożenia nowych zasad. Słusznie zwraca na to uwagę T. Kowalak (dyrektor Departamentu Taryf URE), postulując nie tylko skorelowanie w czasie działań związanych z pełnym urynkowieniem, ale i też szczególne zadbanie o jakość i poprawność rozwiązań prorynkowych.³⁵⁾ Mają też rację

i energetycy, pisząc do Prezesa URE, że: „wprowadzane do elektroenergetyki reguły rynku konkurencyjnego wymagają tak od odbiorców, jak i od przedsiębiorstw energetycznych bardziej szczegółowej niż dotychczas uznawanej za wystarczającą, wiedzy o wzajemnych potrzebach i zachowaniach”.³⁶⁾

Czasu zostało niewiele. Do przełomowej daty 1 lipca 2007 r., zaledwie dwa i pół roku. Wówczas ponad 14 milionów (wg dzisiejszego łącznego stanu liczebności grupy taryfowej „G”) odbiorców uzyska status odbiorcy uprawnionego. Iu spośród nich zechce skorzystać z przysługującego im prawa? Czy dostawcy energii (obecni i przyszli) oraz przedsiębiorstwa sieciowe sprostają takiemu wyzwaniu? Z pozoru zmiana dostawcy nie jest skomplikowana. Jeśli skorzystać z rozwiązań zachodnich, wygląda to mniej więcej tak, jak na rysunku 1.³⁷⁾

Centralną postacią tego układu jest odbiorca, a zatem i cały proces zmiany dostawcy przebiega w fazach istotnych z punktu widzenia konsumenta: zmiany dostawcy, zapoczątkowania dostaw, zakończenia dostaw i rozwiązania umowy.

W jednostkowym przypadku, proces zamiany dostawcy nie przedstawia się zbyt skomplikowanie. Jeśli jednak rozpatrywać taki model w kontekście niezbędnych przepływów informacyjnych, ram czasowych, w których z uwagi na podpisane umowy i ustalone w nich terminy cały proces powinien się zakończyć w przeciągu około miesiąca i co najważniejsze – w odniesieniu do tysięcy, setek tysięcy odbiorców zmieniających dostawcę i milionów uprawnionych – taki proces przestaje

► ku implementacji Dyrektywy 2003/54/WE do prawa krajowego, wszyscy odbiorcy przemysłowi, z dniem 1 lipca 2004 r. mogą żądać świadczenia takich usług.

33) Wg danych URE. Zobacz na ten temat m.in. R. Guzik, *Rynek bilansujący a prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej*, Biuletyn URE nr 6/2004, s. 66.

34) Tamże.

35) T. Kowalak, *Wpływ nowych dyrektyw, elektrycznej i gazowej, na zasady funkcjonowania rynków energii elektrycznej i paliw gazowych oraz zasady kształtowania taryf*, Biuletyn URE nr 6/2004, s. 13.

36) Pismo PTPIREE z 29 października 2004 r. do Prezesa URE.

37) Zob. *Guidelines for customer switching*, op. cit.

być prostą sprawą. I w tym miejscu ponownie warto odwołać się do doświadczeń brytyjskich.

Z przywołanej liczby 150 000 odbiorców zmieniających tygodniowo swojego dostawcę, w 100 000 przypadków zmiana realizowana jest z powodzeniem, natomiast pozostałe 50 000 odbiorców napotyka różnorodne problemy. Do zidentyfikowanych obszarów problematycznych należą: ogólna złożoność procesu, zróżnicowane terminy zmiany dostawcy w zależności od nośnika energii przy jednoczesnej obsłudze umowy przez jednego dostawcę (*dual-fuel contract*), opóźniony dostęp do danych pomiarowych, brak rzetelnych danych z odczytów w punktach pomiarowych, w przypadku odczytów dokonywanych przez odbiorców – aktualizacja danych, niedokładność, niespójność i słaba jakość przesyłanych danych, przechowywanie tych samych danych na różnych bazach danych.

Skutkuje to m.in. problemami z określeniem opłat w umowach, trudnościami z obciążaniem odbiorców opłatami, zwiększonymi kosztami zatrudnienia, zwiększonymi kosztami systemowymi, błędnie kierowanymi rozliczeniami m.in. w systemie przedpłatowym, a w ogólnym rozrachunku problemy z rozliczeniem z dostawcą (3,5% odbiorców zmieniających dostawcę energii elektrycznej – 3 600 odbiorców tygodniowo) oraz przedłużenie i opóźnienia w terminie zmiany dostawcy.³⁸⁾ Koszty błędów w procesie zmiany dostawcy wynoszą rocznie 10-20 mln funtów.

Podsumowanie powyższych rozważań nie jest sprawą łatwą. Wydaje się, że dotychczasowy proces urynnowienia sektora energetyki nie przyniósł zbyt wielkiego *know how* i trudno liczyć na autonomiczne działania zarówno przedsiębiorstw sektora, jak i odbiorców na rzecz budowy rynku. Nie podlegają natomiast szerszej dyskusji trzy istotne kwestie.

Po pierwsze – czasu nie pozostało zbyt wiele i trzeba go właściwie wykorzystać.

Po drugie – warto zrezygnować z wypracowywania od początku własnych rozwiązań w zakresie obsługi odbiorców, a zwłaszcza z organizowania procesów zmian dostawcy. Trzeba skorzystać z gotowych rozwiązań tych, którzy lepiej znają istotę gospodarki rynkowej. Co prawda i tam perturbacji nie brakuje, ale mają one nieco inny ciężar gatunkowy i co najwyżej polegają na niezbyt sprawnej realizacji praw odbiorców, a nie jak ma to miejsce u nas – pozostawienie ich samym sobie i faktycznej beczynności w zakresie ich praw konsumencjki. W Polsce mamy niewątpliwie sytuację rzeczywistego blokowania *prawa do skorzystania z prawa*.

I trzecia kwestia, skoro mowa o prawie, może warto zastanowić się nad przewijającymi się w wielu konstytu-

ujących rynek energii elektrycznej i gazu dokumentach Unijnych oraz rządowych brytyjskich, postulatami jasności, transparentności, prostoty, efektywności pod kątem zachowania tych przesłanek w procesie tworzenia naszych polskich regulacji prawych. Czy aby na pewno zostały one zachowane?

A może też czas najwyższy zerwać z pewnymi stereotypami myślowymi, jak dotąd skutecznie paraliżującymi reformy energetyki?

Jednym z takich stereotypów, którego i ja nie uniknęłam, jest przekonanie, iż dla odbiorcy uczestnictwo w dobrodziejstwach rynku konkurencyjnego musi się wiązać z jakimś, bliżej nieokreślonym ryzykiem. Taką tezę lansują polscy energetycy od lat, domagając się rekompensaty (i to najlepiej z nadwyżką) każdego poniesionego wydatku. Czy rzeczywiście tak być powinno, iż konsument za wszystko musi płacić? Czy handlowiec, który na targowisku nie sprzedał swoich towarów żąda od konsumentów zwrotu poniesionej opłaty targowiskowej? Niektórzy się oburzają i zaprotestują, że to zupełnie inne rynki – energii elektrycznej, gazu czy też przysłowiowej pietruszki. Zgoda. To nieco inne rynki, co do specyfiki towaru, ale nie co do istoty mechanizmu rynkowego. Nasza mądrość i wiedza powinny nam odpowiadać, iż budowa poprawnego rynku powinna przebiegać od ogółu do szczegółu, a nie jak ma to miejsce teraz – odwrotnie. Inaczej nie ma rynku. Pojawiają się dziesiątki kwestii, w tym nadmiar tzw. pseudo-problemów, które skutecznie paraliżują wszelkie proreformatorskie działania. Pamiętajmy, budujemy rynek dla odbiorców, ma on służyć ich interesom i ich korzyściom. A zatem czas najwyższy zadbać o odbiorcę i nie pozostawiać go w osamotnieniu. Jak się wydaje, czekał już dostatecznie długo!



Autorka jest pracownikiem Gabinetu Prezesa URE, Koordynatorem d/s Współpracy z Instytucjami Europejskimi

38) *Gas and Electricity Customer Switching; Understanding the Problems, Finding the Solutions*, Gemserv, 7th May 2003, na: www.gemserv.com.

DŁUGOTERMINOWA PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ W UNII EUROPEJSKIEJ¹⁾

Joanna Stadnicka

Popyt na energię jest kształtowany wieloma czynnikami o różnej sile wpływu i niejednakowych możliwościach ich kwantyfikacji. Głównym jego determinanem jest dynamika wzrostu gospodarczego. Ceny energii wywierają mniejszy wpływ na kształtowanie się tego popytu, co jest zjawiskiem korzystnym dla robiących prognozy, ponieważ długoterminowe przewidywania cen ropy wiążą się z dużą niepewnością związaną ze zmiennością, jaka zachodzi na tych rynkach. Również istotnym czynnikiem jest liczba ludności i jej zmiany w okresie prognozy. Postęp technologiczny i jego upowszechnienie działa dwojako na zapotrzebowanie na energię. Z jednej strony efektywne wykorzystanie energii zmniejsza to zapotrzebowanie, z drugiej strony im więcej urządzeń wykorzystujących energię, tym większy jest ten popyt.

Trudnym do skwantyfikowania, lecz istotnym czynnikiem, są uwarunkowania instytucjonalne. Na przykład, konkurencyjne rynki energii z jednej strony powinny się przyczyniać do wzrostu racjonalności wykorzystania energii, z drugiej strony być może spowodują potrzebę zwiększenia rezerw.

Technicznym problemem przy tworzeniu prognoz są długości szeregów czasowych. Jeżeli są one odpowiedniej długości, możliwe jest stosowanie narzędzi ekonometrycznych do estymacji również takich zmiennych jak technologia, polityka i zmiany strukturalne. W krajach rozwijających się, gdzie szeregi te są za krótkie, analizę opiera się o porównanie z krajami innymi, bądź o opinię ekspertów.

Wszystkie dane i prognozy przytoczone w tekście pochodzą z *World Energy Outlook 2004* (OECD/IEA). W modelu, na podstawie którego dokonano prognoz, zmiennymi egzogenicznymi są: wzrost Produktu Krajowego Brutto (PKB), ceny paliw oraz liczba ludności. Poszczególne moduły modelu uwzględniają: wpływ poszczególnych sektorów (przemysłu, transportu, usług) na gospodarkę, wpływ energii odnawialnej, postęp technologiczny w wytwarzaniu energii z podziałem na elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie, wpływ struktury geograficznej na zasoby ropy i gazu, stopę elektryfikacji i tradycyjne wykorzystanie biomasy w krajach rozwijających się.

Makroekonomiczna sytuacja

Świat ogółem

Wzrost gospodarczy jest głównym czynnikiem powodującym popyt na energię. W latach 70. wzrost PKB o 1% towarzyszył wzrostowi konsumpcji energii pierwot-

nej o 0,6% (dochodowa elastyczność popytu), zaś w latach 1991-2002 wielkość ta wynosiła 0,4%. Na spadek tego współczynnika, co jest zjawiskiem korzystnym, wpłynęła przede wszystkim poprawa efektywności energetycznej, a także szereg czynników, spośród których można wyróżnić zjawiska klimatyczne. Prognozy popytu na energię są bardzo wrażliwe na założenia dotyczące prognozowanego wzrostu PKB.

Ożywienie gospodarcze w 2002 r. w skali globalnej przyniosło przyspieszenie produkcji przemysłowej, zwiększenie obrotów handlu światowego oraz przyczyniło się do wzrostu zaufania przedsiębiorców i konsumentów. Niemal we wszystkich regionach świata wzrosła stopa dynamiki inwestycji. Już w drugiej połowie 2003 r. średni wzrost PKB sięgnął prawie 6% w porównaniu z tym samym okresem roku 2002. Częściowo był to efekt wzrostu konsumpcji w USA wywołany zmniejszeniem podatków oraz dofinansowaniem przez państwo kredytów hipotecznych. Gospodarka Azji mocno przyspieszyła po chwilowym schłodzeniu wywołanym zachorowaniami na SARS. W pierwszej połowie 2004 r. wzrost PKB, szacowany na podstawie wstępnych danych, pozostaje wysoki, choć zróżnicowany pomiędzy krajami i regionami. Silny wzrost obserwowany jest w Azji, a szczególnie w Chinach, a także w Stanach Zjednoczonych. W strefie euro ożywienie jest tymczasowe, a konsumpcja i inwestycje pozostają słabe.

Przewiduje się, iż w większości regionów nastąpi przyspieszenie wzrostu gospodarczego w 2004 r. w stosunku do roku poprzedniego – w USA i Kanadzie wzrost gospodarczy wyniesie prawie 4%, w Europie (kraje OECD) ponad 2%, zaś 3,5% w Azji i Oceanii (kraje OECD). Prognozuje się, iż wzrost w Chinach spadnie z 9% oszacowanego na rok 2003 do 7% w roku 2004, w efekcie działań rządu zapobiegających przegrzaniu się koniunktury. Prognozy dla gospodarki chińskiej są szczególnie istotnym czynnikiem dla rynku energii. W nadchodzącym roku przyspieszenie globalnego PKB będzie częściowo zależało od ewentualnego spadku cen ropy naftowej z ich rekordowego poziomu (15 października 2004 r. cena ropy w Nowym Jorku sięgnęła 54 USD za baryłkę²⁾).

1) Opracowane na podstawie *World Energy Outlook 2004* (OECD/IEA).

2) www.cire.pl

Tabela 1. Wzrost gospodarczy – założenia (średniorocznie, w %)

	1971-2002	2002-2010	2010-2020	2020-2030	2002-2030
OECD	2,9	2,7	2,2	1,8	2,2
Ameryka Północna	3,1	3,2	2,4	1,9	2,4
USA i Kanada	3,1	3,1	2,3	1,8	2,3
Meksyk	3,7	3,7	3,7	3,0	3,5
Europa	2,4	2,4	2,2	1,7	2,1
Kraje Pacyfiku	3,5	2,5	1,9	1,7	2,0
Azja	3,6	2,4	1,9	1,6	1,9
Oceania	3,0	3,1	2,3	1,7	2,3
Kraje transformujące się	0,7	4,6	3,7	2,9	3,7
Rosja	- 1,1*	4,4	3,4	2,8	3,5
Pozostałe kraje transformujące się	- 0,5*	4,8	3,9	3,0	3,8
Kraje rozwijające się	4,7	5,1	4,3	3,6	4,3
Chiny	8,4	6,4	4,9	4,0	5,0
Wschodnia Azja	5,3	4,5	3,9	3,1	3,8
Indonezja	5,9	4,5	4,1	3,3	3,9
Pozostałe kraje wschodniej Azji	5,1	4,5	3,8	3,0	3,7
Południowa Azja	4,8	5,5	4,8	4,0	4,7
Indie	4,9	5,6	4,8	4,0	4,7
Pozostałe kraje południowej Azji	4,5	5,2	4,7	4,1	4,6
Środkowy Wschód	2,9	3,5	3,0	2,6	3,0
Afryka	2,7	4,1	3,8	3,4	3,8
Ameryka Łacińska	2,9	3,4	3,2	2,9	3,2
Brazylia	3,8	3,0	3,1	2,8	3,0
Pozostałe kraje Ameryki Łacińskiej	2,4	3,7	3,3	3,0	3,3
Świat	3,3	3,7	3,2	2,7	3,2
Unia Europejska (25)	2,4	2,3	2,1	1,7	2,0

* 1992-2002.

Źródło: World Energy Outlook 2004, OECD/IEA 2004, s. 44.

Wybiegając w przyszłość prognozowane jest stopniowe zwolnienie tempa wzrostu gospodarczego. W okresie 2002-2030 wzrost wyniesie średnio 3,2% rocznie i będzie niejednakowo rozłożony w kolejnych dekadach. Stopa wzrostu spadnie z 3,7% w 2002-2010 do 2,7% w latach 2020-tych. Przewidywane będą gospodarki Chin, Indii oraz pozostałe kraje azjatyckie, a następnie kraje Afryki i gospodarki transformujące się. To te części świata będą rosły szybciej niż inne. Najwyższa stopa wzrostu – 5% (w całym okresie prognozy) – zostanie osiągnięta przez gospodarkę chińską, przy czym jej wzrost w ostatnich trzech dekadach wyniósł 8,4%. Niewątpliwie gospodarka chińska zwolni, w momencie kiedy stanie się bardziej dojrzała, mimo to na początku lat 2020-tych będzie stanowiła największą na świecie siłę nabywczą. Wzrost PKB w krajach OECD, zarówno Europy jak i rejonu Pacyfiku wyniesie 2%, w krajach OECD Ameryki Północnej osiągnie ponad 2,4% rocznie. We wszystkich ważniejszych regionach będzie następowało odejście od energochłonnego przemysłu ciężkiego do przemysłu lekkiego i usług. Szczegółowe założenia dotyczące wzrostu gospodarczego w poszczególnych regionach świata przedstawione zostały w tabeli 1.

Unia Europejska (25)

W krajach Unii Europejskiej w 2003 r. średni wzrost gospodarczy wyniósł jedynie 1,1% i nadal pozostaje słaby, choć gospodarki Wielkiej Brytanii i Hiszpanii odżywa-

ją, czego nie można powiedzieć o gospodarkach głównych krajów strefy euro – Francji, Niemiec oraz Włoch. Bezrobocie jest wysokie – średnio w Unii w sierpniu 2004 r. wyniosło 9%. Gwałtowna aprecjacja euro wobec głównych walut obniża eksport, a tym samym produkcję przemysłową, choć częściowo chroni europejskich konsumentów od bolesnie wysokich cen ropy liczonych w dolarach.

Mimo tych okoliczności, krótkoterminowe prognozy poprawiły się. Spodziewany wzrost gospodarczy średnio wyniesie 2% w 2004 r., zaś w 2005 r. powyżej 2,6%. W latach 2002-2010 prognozuje się wzrost na poziomie 2,3%, po czym w latach 2010-2020 nastąpi jego zwolnienie do poziomu 2,1% rocznie, zaś od 2020 do 2030 utrzyma się 1,7% stopa wzrostu rocznie.

W wyniku integracji ekonomicznej i monetarnej, wraz z postępującą konwergencją makroekonomiczną, różnice pomiędzy krajami w ich stopie wzrostu powinny się zmniejszać. Zakłada się, iż liczba ludności w Unii Europejskiej pozostanie zasadniczo niezmienną w okresie prognozy: stopniowo będzie się zwiększać do 2015 r., a następnie powoli będzie spadać. Przewiduje się, że PKB na głowę będzie o 75% wyższy w 2030 r. w porównaniu z rokiem 2002 (prognoza dla UE-25).

Wyniki prognozy

W okresie 2002-2030 popyt na energię w Unii Europejskiej będzie rósł średnio 0,7% rocznie. Jest to najniż-

Tabela 2. Popyt na energię pierwotną w Unii Europejskiej (Mtoe)

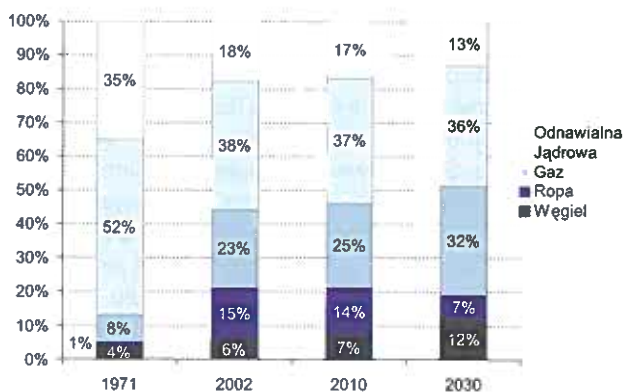
	1971	2002	2010	2030	2002-2030*
Węgiel	426	303	307	274	- 0,4%
Ropa	633	648	687	743	0,5%
Gaz	93	389	468	649	1,8%
Paliwa jądrowe	13	251	251	146	- 1,9%
Energia wody	20	26	30	33	0,8%
Biomasa i odpadki	25	65	84	147	3,0%
Pozostałe odnawialne	2	8	21	57	7,2%
Całkowity	1 211	1 690	1 848	2 048	0,7%

* Średnioroczna stopa wzrostu.

Źródło: World Energy Outlook 2004, OECD/IEA 2004, s. 251.

sza stopa wzrostu ze wszystkich regionów analizowanych przez OECD, a także niższa od 1,1% wzrostu w UE w latach 1970-2002 (tabela 2). Zmieni się także struktura paliw stosowanych do produkcji energii (rysunek 1). Zużycie węgla ogółem spadnie o 10%, a jego udział w strukturze źródeł pierwotnych spadnie z 18% w 2002 r. do 13% w 2030 r. Również udział energii jądrowej mocno spadnie, szczególnie w drugim okresie prognozy i w 2030 wyniesie 7%, co będzie stanowiło mniej niż połowę tego udziału w 2002 r. Udział produkcji energii z gazu wzrośnie – z obecnych 23% do 32% w 2030 r. Udział źródeł odnawialnych, nie wodnych, wzrośnie i wyprzedzi na początku lat 2020-tych udział, jaki będzie miała energia jądrowa. Większość produkcji energii ze źródeł odnawialnych posłuży do produkcji energii elektrycznej. Intensywność zużycia energii pierwotnej³⁾ będzie spadała o 1,3% rocznie od 2002 r. do 2030 r., głównie ze względu na zmiany w strukturze tj. odchodzenie od energochłonnej produkcji w UE.

Rysunek 1. Struktura energii pierwotnej w Unii Europejskiej



Źródło: World Energy Outlook 2004, OECD/IEA 2004, s. 252.

Popyt na energię finalną będzie rósł w tempie 0,9% rocznie, przy czym finalny popyt na ropę naftową będzie rósł w tempie 0,7% rocznie, a zatem jego dynamika będzie wyższa, niż 0,4% dynamika w ostatnich trzech dekadach. W transporcie, w którym zużycie ropy jest największe, popyt będzie „łagodzony” poprzez popra-

wę efektywności spalania w nowych silnikach, a także zastosowanie *alternatywnych* paliw zawierających gaz zamiast ropy.

Wzrośnie udział energii elektrycznej w ostatecznie konsumowanej energii. Rocznie konsumpcja energii elektrycznej będzie rosła o 1,4% i głównie będzie wywołana zapotrzebowaniem zgłaszanym przez gospodarstwa domowe oraz sektor usług. Zapotrzebowanie na gaz będzie rosło w tempie 0,9% rocznie głównie za sprawą większego zużycia w przemyśle i w celu ogrzewania wody i powierzchni mieszkalnych.

Import paliw kopalnych będzie rósł, tym bardziej że rodzima produkcja będzie słabła. Obecnie import sięga 76% pierwotnego popytu na ropę w Unii, zaś w 2030 r. wyniesie 94%. Całkowita produkcja ropy naftowej w Unii Europejskiej spadnie z poziomu 3,2 mb/d w 2002 r. przez 2,2 mb/d w 2010 r. do 1 mb/d w roku 2030. Wzrost importu gazu do Europy również będzie pokaźny. Luka pomiędzy produkcją własną a zapotrzebowaniem będzie się poszerzała z 230 bcm w 2002 r. do 640 bcm w 2030 r. Większość gazu będzie dostarczana do Europy jako płynny gaz naturalny (LNG). Import węgla wzrośnie, głównie z powodu wcześniejszego zamykania nierentownych kopalń (Republika Czeska, Niemcy, Grecja, Polska, Hiszpania i Wielka Brytania).

Emisja CO₂ związana z produkcją energii będzie rosła tak samo szybko jak popyt na energię pierwotną. Do 2030 r. emisja sięgnie poziomu 4 488 Mt, co będzie o 20% więcej niż w 2002 r. W roku 2030 wytwórcy energii elektrycznej będą ich największym emitentem, a ich udział nawet wzrośnie z 35% w 2002 r. do 37% w roku 2030. Z kolei udział sektora transportu w emisji CO₂ wzrośnie odpowiednio z 24% do 28%. Emisja CO₂ związana z produkcją energii, według prognozy, w 2010 r. będzie o 9% wyższa niż miało to miejsce w 1990 r., przy założeniu, że nie zostaną zastosowane specjalne narzędzia polityki do obniżenia tej emisji.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

3) Ilość energii do uzyskiwanej z niej produktu.

POLITYKA UE WOBEC RYNKU PALIW PŁYNNYCH – WYBRANE ZAGADNIENIA

Piotr Seklecki

Cała Unia Europejska jest silnie uzależniona od importu surowców energetycznych, a w szczególności ropy naftowej. W krajach UE-15 uzależnienie od importu ropy wynosiło w 2000 r. 75%, a przewiduje się, że do 2020 r. wskaźnik ten wzrośnie do 90%¹⁾. Stąd podstawowym dążeniem Unii jest minimalizacja ryzyka związanego z tą zależnością.

Polityka UE w odniesieniu do rynku paliwowego została ujęta w Zielonej Księdze Komisji Europejskiej pt. „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego” przyjętej 29 listopada 2000 r.²⁾ W dokumencie tym zawarto trzy długoterminowe cele strategiczne dla UE wyrażające się w podniesieniu efektywności energetycznej we wszystkich dziedzinach produkcji, transportu i wykorzystania energii, zmniejszeniu udziału węgla i ropy naftowej w zaopatrzeniu w energię oraz intensyfikacji prac nad zwiększeniem wykorzystania odnawialnych źródeł energii i utrzymaniu na wysokim poziomie udziału bezpiecznej energii jądrowej. W odniesieniu do rynku paliwowego Komisja Europejska zidentyfikowała zagrożenia dla UE wynikające z fluktuacji cen ropy naftowej, z perspektywy stopniowego wyczerpywania się jej złóż i w konsekwencji wzrost zależności państw członkowskich od importu ropy spoza Wspólnoty. Zaproponowane w dokumencie środki zaradcze zawierają się m.in. w działaniach zmierzających do ściślejszej kontroli wzrostu popytu, co ma być osiągnięte poprzez zachęcanie konsumentów do zmiany zachowań m.in. drogą obciążenia podatkowych.

W Zielonej księdze zdefiniowano pojęcie bezpieczeństwa dostaw jako strategii, która polega na podjęciu działań służących zmniejszeniu ryzyka uzależnienia UE od zewnętrznych dostawców. Obecnie jedynym istotnym obowiązkiem prawnym, jaki Unia Europejska nakłada na swoich członków jest tworzenie minimalnych zapasów produktów naftowych. Ma to służyć zapobieganiu skutkom wystąpienia nagłych, nieoczekiwanych okoliczności oraz dać możliwość przeciwdziałania takim sytuacjom. Obowiązek ten określa Dyrektywa 68/414/EWG z 20 grudnia 1968 r.³⁾, zmodyfikowana Dyrektywą 98/93/WE

z 14 grudnia 1998 r.⁴⁾ ⁵⁾ Zobowiązują one państwa członkowskie do utrzymywania zapasów ropy, wystarczających na 90 dni średniego dziennego zużycia z roku poprzedniego. Zapasy te mogą być przechowywane w formie nieprzerobionej ropy naftowej, produktów pośrednich, jak i końcowych produktów naftowych.

Zgodnie z Dyrektywą 98/93/WE, państwo nakłada na podmioty gospodarcze działające w sektorze obowiązek tworzenia i utrzymywania infrastruktury koniecznej do gromadzenia i utrzymywania wymaganych przez prawo zapasów oraz wdraża procedury kontroli przestrzegania przez podmioty gospodarcze tego obowiązku. Ponadto zapasy mogą być również, na podstawie porozumień międzyrządowych, ustanawiane na terytorium danego państwa członkowskiego na rachunek przedsiębiorstw, organizacji lub agencji mających swoją siedzibę w innym państwie UE. Podjęcie decyzji, czy zapasy będą przetrzymywane poza terytorium danego kraju należy do rządu państwa członkowskiego.

W ostatnich działaniach Unii Europejskiej wyraźnie widoczna jest chęć wzbogacania instrumentarium prawnego w celu dalszego ujednoczenia środków zmierzających do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw. I tak w 2002 r. Komisja Europejska przedstawiła propozycję dyrektywy⁶⁾, w której zaproponowała m.in. harmonizację regul tworzenia krajowych systemów przecho-

4) Council Directive 98/93/EC of 14 December 1998 amending Directive 68/414/EEC imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products – Official Journal L 358, 31.12.1998.

5) Oprócz wspomnianych dyrektyw, w zakresie środków bezpieczeństwa podejmowanych w przypadku trudności z zaopatrzeniem w paliwa płynne, obowiązują jeszcze następujące akty prawne:

- Dyrektywa Rady 73/238/EWG z 24 lipca 1973 r. w sprawie środków zmniejszenia skutków trudności w dostawach ropy naftowej i produktów ropopochodnych,
 - Decyzja Rady 68/416/EWG z 20 grudnia 1968 r. w sprawie zawierania i wdrażania indywidualnych umów między rządami dotyczących obowiązku utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych,
 - Decyzja Rady 77/706/EWG z 7 listopada 1977 r. w sprawie ustanowienia celu wspólnotowego dla zmniejszenia zużycia pierwotnych źródeł energii w przypadku trudności w dostawach ropy naftowej i produktów ropopochodnych,
 - Decyzja Komisji 79/639/EWG z 15 czerwca 1979 r. ustanawiająca szczegółowe zasady w celu wykonania Decyzji Rady 77/706/EWG.
- 6) Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council concerning the alignment of measures with regard to security of supply for petroleum products – Brussels 11.09.2002.

1) European Commission, DG TREN – „European energy and transport – trends to 2030”, January 2003.
2) Final Report on the Green Paper „Towards a European strategy for the security of energy supply”.
3) Council Directive of 20 December 1968 imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products – Official Journal L 308, 23.12.1968.

wywania zapasów ropy naftowej i jej produktów dla poprawy jakości systemów zabezpieczenia przed kryzysami na rynku naftowym i poprzez zwiększenie ich niezawodności i przejrzystości poprawę skuteczności w przeciwdziałaniu wzrostowi kosztów funkcjonowania gospodarki w przypadku trudności w dostawach ropy naftowej do UE. Zgodnie z pierwotną wersją propozycji wszystkie państwa członkowskie byłyby zobowiązane do utworzenia instytucji publicznej odpowiedzialnej za przechowywanie przynajmniej 1/3 zapasów minimalnych.

Obecnie systemy agencyjne funkcjonują w kilku państwach członkowskich, przy czym udział utrzymywanych w nich zapasów w ogólnych zapasach antykryzysowych paliw płynnych wynosi od 15% (w Austrii) do 100% (w Niemczech)⁷⁾. Zdaniem Komisji brak spójności systemu przechowywania rezerw obowiązkowych sprawia, że niezależni dystrybutorzy i importerzy paliw, którzy z reguły nie posiadają dużych zbiorników, znajdują się w gorszej pozycji konkurencyjnej w stosunku do rafinerii z danego państwa członkowskiego.

Projekt dyrektywy przewidywał również wprowadzenie obowiązku stopniowego rozbudowywania zapasów minimalnych, tak by pokrywały one 120 dni przeciętnej dziennej konsumpcji krajowej w poprzedzającym roku kalendarzowym. Ponadto KE proponowała przyznanie jej prawa do opracowywania (we współpracy z komitetem doradczym złożonym z ekspertów państw członkowskich) wspólnych strategii umożliwiających skoordynowane działania państw UE w sytuacji wystąpienia zakłóceń w dostawach. Wspólne strategie zawierałyby listę działań, które byłyby podejmowane przez państwa członkowskie w przypadku pojawienia się trudności z dostawami ropy naftowej (m.in. harmonogram stopniowego uwalniania ropy naftowej zgromadzonej w ramach zapasów minimalnych, kroki zmierzające do ograniczenia konsumpcji). KE mogłaby podejmować działania, nie tylko w wypadku wystąpienia znacznych zakłóceń na rynku ropy, ale także w przypadku powszechnego odczucia, iż takie zakłócenia mogą wystąpić. Znaczne zakłócenia w rozumieniu propozycji dyrektywy oznaczałyby sytuację, w której ceny ropy naftowej osiągnęłyby taki poziom, przy którym wartość importu ropy do UE przez 12 miesięcy wzrosłaby o więcej niż 0,5% PKB Unii, w porównaniu do średniej wartości importu w poprzednich pięciu latach. Ponadto Komisja stworzyłaby system monitoringu dostaw ropy i jej produktów do UE.

Rada Unii Europejskiej nie przyjęła jednak propozycji KE, uznając za wystarczające obecnie stosowane mechanizmy i instrumenty. Rada wyraziła jedynie przekonanie, iż wspólnotowe procedury antykryzysowe powinny być zharmonizowane z mechanizmami anty-

kryzysowymi podejmowanymi przez Międzynarodową Agencję Energii (MAE)⁸⁾. To właśnie system bezpieczeństwa w ramach MAE, do którego należą wszystkie państwa „starej Unii” oraz Węgry i Czechy z nowych państw członkowskich, zawiera wiele istotnych elementów określających procedury zarządzania w sytuacjach kryzysowych na rynku paliw. Najważniejsze z nich to: a) zdefiniowanie „kryzysu dostaw” oraz progu reakcji tzw. „wyzwalacza”, który jest uwalniany w przypadku 7% zmniejszenia dostaw ropy naftowej do państw członkowskich i dalszy próg wynoszący 12% niedoborów dostaw; b) system podziału dostaw ropy naftowej na zasadzie solidarności z krajami najbardziej dotkniętymi; c) wymóg, aby ograniczyć popyt o 7% przy uwolnieniu „wyzwalacza”, a następnie ograniczyć o 10%, jeśli niedobory osiągnęły 12% oraz d) utworzenie rezerwy ropy naftowej na wypadek sytuacji nagłych, na poziomie 90 dni importu netto ropy naftowej.

Polityka bezpieczeństwa energetycznego realizowana jest również poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w ropę naftową, co nie jest jednak ujęte przez Unię w ścisłe ramy prawne. Zalecenia Unii skupiają się na dążeniu do utworzenia konkurencyjnych rynków zaopatrywanych przez znaczną liczbę dostawców wykorzystujących zasoby ropy naftowej w zróżnicowanych geograficznie lokalizacjach oraz posiadających moce przetwórcze rozproszone w wielu rafineriach. Dzięki zdywersyfikowanej strukturze rynku, w konkurencyjnych warunkach niepowodzenie pojedynczego dostawcy nie jest decydujące dla funkcjonowania rynku i tym samym nie stanowi zagrożenia zakłócenia dostaw dla konsumentów. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na problem dywersyfikacji struktury źródeł energii, co zawiera się w działaniach Unii zmierzających do promowania przede wszystkim energii produkowanej z odnawialnych źródeł, kosztem tradycyjnych surowców.

W zakresie polityki antymonopolowej w sektorze paliwowym, Unia nie wprowadziła jak dotąd żadnych szczegółowych regulacji dotyczących tylko tego rynku, stąd mają zastosowanie ogólne przepisy w zakresie konkurencji i prawa antymonopolowego obowiązujące na obszarze całej Wspólnoty. Komisja Europejska uznaje, że władze antymonopolowe (tak na poziomie narodowym, jak i Wspólnoty) są gotowe do natychmiastowej interwencji, gdyby operatorzy (zwłaszcza na rynku rafinacji – dystrybucji) byłiby skłonni podejmować działania ograniczające konkurencję na rynku. W tym celu Komisja utrzymuje stały kontakt z władzami antymonopolowymi poszczególnych państw członkowskich. Jednocześnie Komisja ściśle kontroluje reguły dotyczące fuzji spółek, aby nie dopuścić do nadużycia pozycji dominującej w tym sektorze.

7) Od początku 2004 r. działa też Europejski System Obserwacji, organizacja, której zadaniem jest monitorowanie rozwoju europejskiego rynku paliwowego, jak również wypracowywanie dalszych rozwiązań, które mogą poprawić bezpieczeństwo dostaw paliw płynnych.

8) Traktat o Międzynarodowym Programie Energii z listopada 1975 r. powołał Międzynarodową Agencję Energii i został zawarty przez kraje OECD jako reakcja na kryzys naftowy w 1973 r.

Kolejną sferą polityki Unii w zakresie energetyki są kwestie ochrony środowiska, które traktowane są w sposób priorytetowy. Dążenie to przejawia się w szeregu działań wpływających – pośrednio i bezpośrednio – na rynek paliwowy. Niewątpliwie podstawowym imperatywem polityki jest zwiększenie efektywności energetycznej i oszczędności energii, promocja odnawialnych źródeł energii, kształtowanie polityki transportowej w kierunku ograniczania roli transportu drogowego oraz ograniczeniu popytu na tradycyjne surowce energetyczne⁹⁾.

Część z podejmowanych środków w zakresie ochrony środowiska, które bezpośrednio dotyczą branży paliwowej, znalazła odzwierciedlenie w odpowiednich dyrektywach¹⁰⁾. Jednocześnie obok środków prawnych przyczyniających się do ochrony środowiska, Unia prowadzi szereg programów promujących m.in. rozwój nowych technologii, umożliwiających ograniczenie zużycia konwencjonalnych surowców energetycznych, w tym paliw.

W celu osiągnięcia zamierzonych celów (ochrona środowiska, ograniczenie popytu na produkty naftowe), Unia Europejska wykorzystuje jako instrument nacisku przede wszystkim politykę podatkową¹¹⁾. Obciążenia z tego tytułu w odniesieniu do sektora paliwowego ujęte zostały w Dyrektywie 2003/96/EC¹²⁾. Dyrektywa ta określa minimalne poziomy opodatkowania paliw akcyzą¹³⁾ (tabela 1).

Tabela 1. Minimalne poziomy opodatkowania paliw akcyzą

(w Euro na 1 000 l)	1.01.2004	1.01.2010
Benzyna ołowiowa	421	421
Benzyna bezołowiowa	359	359
Oleje napędowe	302	330
Nafta oczyszczona	302	330

Zgodnie z dyrektywą państwa członkowskie UE mogą stosować stawki podatkowe o różnej wysokości, pod warunkiem, że są zgodne z minimalnym poziomem opodatkowania ustalonym przez niniejszą dyrektywę oraz prawem wspólnotowym:

- jeżeli zróżnicowane stawki są związane bezpośrednio z jakością produktu,
- w następujących celach: lokalny transport publiczny, zbieranie odpadów, siły zbrojne i administracja publiczna, niepełnosprawni, karetki pogotowia.

9) White Paper „European transport policy for 2010: time to decide” – Brussels 12.09.2001.

10) Należy wymienić: dyrektywę w sprawie kontroli emisji lotnych związków organicznych związanych z przechowywaniem i dystrybucją benzyny (Dyrektywa 94/63/WE), dyrektywy dotyczące jakości paliw oraz procentowego udziału poszczególnych składników (zwłaszcza siarki) w benzynach i olejach napędowych (Dyrektywy 98/70/EC, 99/32/EC, 93/12/EEC oraz 2003/17/EC), dyrektywę w sprawie emisji spalin samochodów osobowych (Dyrektywa 98/69/EC) oraz dyrektywę w sprawie wspierania zastosowania biopaliw w transporcie (Dyrektywa 2003/30/EC).

Państwa członkowskie mogą również wprowadzać ulgi lub zwolnienia w poziomach opodatkowania określonych w niniejszej dyrektywie:

- bezpośrednio,
- poprzez zróżnicowane stawki,
- poprzez refundację całości lub części kwoty podatku.

Ponieważ większość państw członkowskich prowadzi zróżnicowaną politykę w stosunku do stawek opodatkowania paliw, korzystając jednocześnie z różnego typu zwolnień i okresów przejściowych, można przyjąć, że stwarza to odmienne warunki konkurencji na rynku paliwowym w poszczególnych państwach. Oznacza to, że skuteczna harmonizacja polityki na tym polu jest trudna do osiągnięcia, zwłaszcza biorąc pod uwagę opór niektórych państw członkowskich do prowadzenia wspólnej polityki podatkowej, niemniej Unia prowadzi prace nad dalszą harmonizacją polityki podatkowej. Jednocześnie poziom opodatkowania określonego stawką minimalną jest wysoki, co dodatkowo obniża konkurencyjność sektora paliwowego Unii w skali globalnej. Stanowisko Unii w sprawie minimalnego opodatkowania produktów naftowych pozostaje nieugięte i nie należy się spodziewać zmiany polityki w tym zakresie.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

11) Więcej na ten temat w artykule Katarzyny Janiszewskiej pt. *Podatki energetyczne w UE – wpływ na zmiany strukturalne w energetyce* – Biuletyn URE nr 6/2003.

12) Dyrektywa 2003/96/EC z 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji ram wspólnotowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych oraz energii elektrycznej.

13) Poza regulacjami dotyczącymi akcyzy na paliwa, w odniesieniu do rynku paliwowego znaczenie ma podatek VAT, którego stawki są również zróżnicowane w zależności od kraju.

ENERGIA NUKLEARNA – CZAS NA NOWĄ STRATEGIĘ?

dr Marian Ślifierz

Prognozy a realia

Jeszcze niedawno w prognozach przygotowywanych przez wiodące ośrodki badawcze zakładano, że w energetyce światowej w najbliższych dwudziestu-trzydziestu latach przewidywany kilkudziesięcioprocentowy wzrost zapotrzebowania na energię zostanie dość łatwo pokryty przez rosnący udział gazu i paliw płynnych oraz energii ze źródeł odnawialnych, przy spadku udziału węgla oraz wolniejszym, niemniej zauważalnym zmniejszeniu udziału energii jądrowej. Miała to być struktura odzwierciedlająca nie tylko koszty pozyskania nośników energii, co przede wszystkim potrzeby ochrony środowiska, w tym znaczną redukcję gazów cieplarnianych.

Tymczasem w ciągu ostatnich trzech lat narastały zjawiska, których widoczne przejawy lekceważono, a których kumulacja nastąpiła w ciągu ubiegłych miesięcy, windując cenę ropy do niemal 60 dolarów za baryłkę. W ślad za wzrostem cen ropy wzrastały również ceny gazu, aczkolwiek z pewnym opóźnieniem. Szacuje się, że od początku 2004 r. gaz podrożał średnio o ok. 25-30%. Doszło również do dramatycznych zmian w cenach węgla – średni wzrost zbliżony był do wzrostu cen gazu. W tej sytuacji pojawia się pytanie – czy zmiany te mają charakter koniunkturalny i wywołane są przede wszystkim przez wydarzenia na Bliskim Wschodzie, czy też ich podłoże tkwi głębiej i mają one charakter strukturalny. W drugim przypadku należałoby przemyśleć dotychczasowe prognozy energetyczne i sformułować na nowo strategię rozwoju energetyki.

Taniej już było

Według prognozy przygotowanej w 2002 r. przez Światową Radę Energii w 2030 r. świat będzie potrzebował około 16 300 mln toe energii pierwotnej. Stanowi to wzrost o ok. 63% w stosunku do roku 2000. Nie przewidziano zasadniczych zmian w strukturze, minimalnie miał spaść udział węgla (z 23,4 do 22,1%), znacznie energii nuklearnej (z obecnych 6,7 do 4,3%), natomiast istotnie wzrosłby udział gazu (z 20,7 do 25,8%). Przewidywano natomiast, co może dziwić, spadek znaczenia energii ze źródeł odnawialnych – odpowiednio z 11 do 10%! Założono utrzymanie dotychczasowego udziału ropy naftowej – ok. 35% i energii wodnej – 2,2%. Nie przewidywano statystycznie znaczącego udziału źródeł energii będących obecnie przedmiotem intensywnych badań, takich jak wodór, co może rozwiewać nadzieje na szybki dostęp do tanich, a jednocześnie czystych i bezpiecznych źródeł energii. Mimo, że większość przyrostu pojawi się w krajach rozwijających, to jednak nie należy zapominać, że wzrost ten, aczkolwiek wolniejszy, dotyczyć będzie również krajów wysokorozwiniętych. Pamiętać należy przy tym, że szybko rozwijające się gospodarki Chin i Indii wciąż zużywają kilkanaście razy mniej

energii per capita niż kraje wysokorozwinięte. Jeżeli przyjmiemy, że w krajach wysokorozwiniętych zamieszkuje obecnie około 1 mld ludzi, a tylko w Chinach i Indiach około 2,4 mld, to biorąc pod uwagę tempo rozwoju tych dwóch państw a także rosnące aspiracje konsumpcyjne ich ludności oraz fakt, że będą one, zwłaszcza Indie, wielkimi importerami nośników energii, trudno nie zadać sobie zasadniczego pytania. Czy wobec ograniczonej obecnie wykorzystywanych zasobów źródeł energii i ogromnego wzrostu popytu można mówić o możliwości utrzymania cen jej nośników na obecnym poziomie? Pytanie to wydaje się być retorycznym. **Na świecie wytania się obecnie 5 wielkich gospodarek (USA, Unia Europejska, Japonia, Chiny i Indie) które w przyszłości jeszcze ostrzej konkuruwać będą ze sobą o dostęp do wciąż kurczących się tradycyjnych zasobów energetycznych.** Tak więc tania energia już była, a obecnie obserwowane tendencje na rynkach nośników energii mają charakter strukturalny, przy czym wahania cen wzmacniane są przez wydarzenia polityczne nie w takim stopniu, aby mogło to zmienić zasadniczy kierunek zmian.

Co z Unią Europejską?

W dotychczasowych prognozach unijnych dość optymistycznie zakładano, że rosnący popyt na energię w wolno rozwijającej się gospodarce zjednoczonej Europy, a także zmniejszający się udział węgla łatwo będzie można pokryć importem spoza Unii, przede wszystkim gazu. Tymczasem w ostatnich latach okazało się, że zależność energetyczna Unii rośnie, i jeżeli obecna sytuacja pozostanie niezmienną, to w ciągu najbliższych dwudziestu-dwudziestu pięciu lat zwiększy się z obecnych 50% do 70-75%. W raporcie „Study on Energy Supply Security” sporządzonym przez holenderski Institute for International Relations Clingendael stwierdza się, iż destabilizacyjne procesy zachodzące w krajach eksportujących paliwa, zwłaszcza na Bliskim Wschodzie, mogą się nasilać i będą w stanie zakłócić poziom bezpieczeństwa energetycznego krajów członkowskich. Czy możliwa jest wobec tego propagowana przez organizacje ekologiczne znacząca oszczędność zużycia energii? Zakładany w przygotowywanej dyrektywie o efektywności energetycznej spadek konsumpcji energii o 1% rocznie wydaje się bardzo mało realny. W latach 1971-2000 w krajach OECD zmniejszono energochłonność PKB z 0,33 toe/1 000 USD do 0,22 toe/1 000 USD, a więc o 30%. Wydaje się, że o szybszy postęp w tej dziedzinie trudno, a przecież UE ma zamiar zwiększać PKB, a nie go zmniejszać. **Ponadto gospodarka unijna, jeżeli chce dotrzymać kroku pozostałym wielkim, musi jako całość rozwijać się szybciej niż obecnie.** W tej sytuacji nie można, w moim przeko-

naniu, liczyć na znaczące ograniczenie spożycia energii, zwłaszcza elektrycznej, tym bardziej, że przemysł Unii jest mniej energochłonny niż w USA, a więc nie ma tu już prostych, łatwych do wykorzystania rezerw. W dodatku należy uwzględnić znacząco niższe zużycie energii per capita w nowych krajach członkowskich – sięgające 50% średniej unijnej, przy wysokim wroście gospodarczym tych państw.

Elektroenergetyka unijna

Przewiduje się, według różnych prognoz, że wzrost popytu na energię elektryczną w najbliższych 20-25 latach w państwach Unii wywoła konieczność wybudowania nowych mocy na poziomie 200-300 GWe, nie licząc konieczności odtworzenia starych. Czy energetyka oparta na spalaniu paliw węglowych, gazu i ropy jest w stanie poradzić sobie z tak wielkim wzrostem obciążenia – wydaje się, że nie. Ze względu na koszty związane z obostrzeniami przepisów o emisji gazów cieplarnianych, przewidywany wzrost cen węgla, a także wyczerpywanie się jego zasobów w niektórych krajach zachodnioeuropejskich – nie będzie ona w stanie zaspokoić rosnącego popytu. Nie wydaje się również, że energetyka odnawialna zdoła wypełnić tę lukę, zważywszy na nie zawsze uświadomianą konieczność ponoszenia wysokich kosztów utrzymania klasycznych mocy rezerwowych i ograniczone możliwości jej stosowania.

Czy powrót do energii nuklearnej

Syndrom Czarnobyla postawił pytanie o sens istnienia energetyki jądrowej. Narosło wokół niej wiele mitów i uprzedzeń. Po niemieckich decyzjach o likwidacji energetyki nuklearnej wydawałoby się, że lata jej istnienia, przynajmniej w Europie, są policzone. Tymczasem w wielkich gospodarkach pozaeuropejskich, jak choćby w USA, Chinach czy Indiach nie tylko nie zahamowano rozwoju energetyki nuklearnej, ale doszło do jego przyspieszenia określanego już jako „nowa fala”. W co najmniej 25 krajach buduje się obecnie nowe siłownie. W samych tylko Stanach Zjednoczonych w latach 1997-2004 produkcja energii elektrycznej w energetyce nuklearnej zwiększyła się z 670 do 780 TW, osiągając 20% produkcji krajowej. Przewiduje się, że w latach 2004-2008 już istniejące 103 elektrownie zwiększą swą moc o około 4 000 MW. Obecnie w USA planuje się również wybudowanie około 30 nowych obiektów. W Europie podobne tendencje w tej skali zaobserwować można we Francji, gdzie planuje się wybudowanie siedmiu nowych siłowni. Czy oznacza to, że świat uprzemysłowiony pogodził się z koniecznością rozwoju energetyki nuklearnej?

Obawy i nadzieje

Czy energetyka nuklearna jest bardziej niebezpieczna od innych rodzajów energii? Wokół tego problemu narosło wiele mitów i sprzecznych opinii – od istnienia zagrożenia na skalę Hiroszimy do stwierdzenia, iż jest ona najbardziej przyjazna dla środowiska. Zaczniemy od możliwości katastrofy na skalę Czarnobyla. Według prof. Niewodniczańskiego, prezesa Państwowej Agencji Atomistyki, prawdopodobieństwo poważnego wypad-

ku w nowowyprowadzonej elektrowni jądrowej wynosi 1 do 10 000. Obecnie pracuje się nad projektami siłowni, w których prawdopodobieństwo to zredukowane zostałoby do 1 na 1 000 000. Skutki nawet najpoważniejszej awarii nie powinny rozszerzyć się poza siłownię. Energetyka jądrowa, z czym zgadza się większość jej przeciwników, praktycznie nie emituje również gazów cieplarnianych. Porównanie poziomu emisji tych gazów w energetyce niemieckiej, w dużej części opartej na spalaniu węgla i gazu, duńskiej – prawie wyłącznie ciepłej, i francuskiej – zdominowanej przez energetykę jądrową i wodną, daje szokujące wyniki. Otóż na 1 kWh energii elektrycznej wyprodukowanej we Francji przypada 17 razy mniej emisji dwutlenku węgla niż w Danii i 13 razy mniej niż w Niemczech. Jak wobec tego wygląda kwestia tzw. kosztów zewnętrznych, tzn. kosztów związanych z wpływem generacji na jej otoczenie, a nie pokrywanych przez producenta? Koszty te obejmują straty poniesione na skutek przedwczesnej umieralności, chorób, wypadków, chorób zawodowych, zmniejszenia zbiorów hałasu innych szkód środowiskowych itp. Według programu Unii Europejskiej ExterneE rozpoczętego w 1991 r. i kontynuowanego w latach dziewięćdziesiątych, suma tych kosztów przedstawiała się, na przykładzie energetyki belgijskiej, następująco (w mEuro na 1 kWh):

Tabela 1. Koszty zewnętrzne – Belgia

Węgiel bez instalacji oczyszczających	122,00
Węgiel z instalacjami oczyszczającymi	36,70
Gaz	10,58
Energia nuklearna	1,00

Źródło: Badania ExterneE (<http://externe.jrc.es/infos/Belgium>).

Podobne proporcje w strukturze kosztów zewnętrznych zaobserwowano w elektroenergetyce francuskiej. W tabeli 2 pokazano, jak przedstawiały się one w końcu lat 90. (w mECU/kWh).

Tabela 2. Koszty zewnętrzne – Francja

Węgiel, obecnie istniejące elektrownie we Francji	40,05 - 132,9
Węgiel, nowe elektrownie	23,0 - 75,4
Elektrownie opalane ropą, obecnie istniejące we Francji	45,0 - 150,5
Elektrownie opalane ropą, nowe	13,9 - 46,2
Elektrownie gazowe, nowe	7,5 - 24,2
Hydroelektrownie, ocena górna	1,2 - 3,8
Hydroelektrownie, granica dolna	0,0
Ogniwa fotowoltaiczne, ocena górna	0,5 - 1,8
Ogniwa fotowoltaiczne, ocena dolna	0,4 - 1,2
Biomasa, ocena górna	2,9 - 9,4
Biomasa, ocena dolna	0,3 - 0,9
Wiatrak, ocena górna	0,6 - 1,9
Wiatrak, ocena dolna	0,1 - 0,5
Energetyka jądrowa, nowe elektrownie	0,1 - 0,3

Źródło: Raport C. Bataille, R. Galley, 2 luty 1999 r. (ExterneE 1998) (7), za Jacques Devooght, „Sąd nad Energią Jądrową. Współczesny Proces Czarownicy”, Polskie Towarzystwo Nukleonicy, Warszawa 2001.

Tytułem komentarza warto dodać, że wszystkie badania dotyczące zewnętrznych kosztów funkcjonowania energetyki opatrzone są dużą dozą niepewności,

stąd też otrzymane rezultaty przedstawiane są z reguły w wartościach przybliżonych i wariantowych, niemniej zarówno w cytowanych powyżej badaniach europejskich jak i w badaniach amerykańskich przewaga energii nuklearnej jest bezsporna. Potwierdza to finalne badanie ExternE dotyczące porównania obciążenia środowiska przez energetykę. Wśród europejskiej piętnastki najlepsze rezultaty, poza krajami skandynawskimi, osiągnęła Francja, gdzie energetyka nuklearna wytwarza około 75% energii elektrycznej. W pozostałych państwach wyniki były od 2 razy (Holandia) do 9-12 razy gorsze (Grecja) niż we Francji. Najgorsze dane dotyczyły terenów byłej NRD, gdzie szeroko rozumiane obciążenie środowiska przez energetykę było 37-41 razy większe niż we Francji.

Energetyka jądrowa a rachunek ekonomiczny

W większości państw świata energetyka atomowa pozostaje w rękach państwa, co może zakłócać relacje wynikające z wolnej gry rynkowej. Inaczej jest w Stanach Zjednoczonych. Tam znajduje się ona w rękach prywatnych, a wartość aktywów nuklearnych jest wyceniana przez rynek. I tak 1 MW w źródłach nuklearnych wart jest ok. 800 000 dolarów, natomiast w źródłach cieplnych i hydroenergetycznych 400-600 000 dolarów. W latach 1997-2002 koszt wyprodukowania 1 kWh w źródłach nuklearnych spadł z 3,05 centa do 1,71 centa. W wielu rejonach Stanów Zjednoczonych, zwłaszcza oddalonych od źródeł nośników, jest to w tej chwili najtańszy rodzaj energii. Według amerykańskich ocen energia nuklearna stanie się w latach 2005-2010 zdecydowanie konkurencyjna cenowo wobec innych źródeł.

Pisząc o kosztach nowych inwestycji wypada podkreślić, że energetyka nuklearna wykazuje zdecydowanie odmienną strukturę od cieplnej. Koszty inwestycji stanowią tu 60-70% całości, zaś koszty paliwa około 20-25% (w energetyce cieplnej proporcje te są odwrotne). Obecnie na świecie konkuruje za sobą 7-8 czolowych producentów wyposażenia elektrowni jądrowych, a jego ceny systematycznie spadają, sięgając obecnie ok. 1 800 000-2 200 000 dolarów za 1 MW mocy w nowopowstałych źródłach. Przykładowo Electricite de France przygotowuje budowę najnowocześniejszej konstrukcji w tym zakresie, reaktora EPR 1 600 MW (European Pressure Reactor), za około 3 mld Euro. Uważa się, że standardowa siłownia o mocy 1 GW powinien w końcu obecnej dekady kosztować nie więcej niż 1,5-1,6 mld dolarów.

Jeśli chodzi o koszty paliwa nuklearnego i związane z tym ryzyko rynkowe, jest ono zdecydowanie mniejsze niż w wypadku ropy naftowej. Według danych amerykańskiej rządowej agencji Energy Information Administration, popyt na paliwa nuklearne nie powinien zasadniczo zwiększyć się w ciągu najbliższych 15 lat, pomimo przewidywanego wzrostu generacji w źródłach nuklearnych. Przyczynić ma się do tego znaczny wzrost efektywności wykorzystania paliw jądrowych prognozowany na lata 2005-2015. Obecnie rozpoznane zasoby paliw jądrowych przy umiarkowanym wzroście popytu wystarczą na około 100 lat. Wypada dodać, że w ramach UE funkcjonuje scentralizowany zakup paliwa nuklearnego w ramach Euroatom Supply Agency, pełniącej funkcję

porozumienia nabywców. Paliwa nuklearne występują na wszystkich kontynentach, a ich ceny są stabilne z zaznaczącymi się tendencjami spadkowymi. Sytuacja taka powoduje, że poziom bezpieczeństwa paliwowego energetyki opartej na paliwach nuklearnych jest zasadniczo wyższy od energetyki tradycyjnej.

Najpoważniejszym problemem budzącym obecnie sprzeciw organizacji proekologicznych jest kwestia utylizacji zużytego paliwa i kwestii związanych z transportem odpadów nuklearnych do miejsc przeznaczenia. Jak się wydaje, w krajach wysokorozwiniętych zostało to dopracowane od strony technologicznej, a producenci zobowiązani są do gromadzenia niezbędnych środków na sfinansowanie bezpiecznej utylizacji odpadów. W krajach uboższych bywa różnie, zwłaszcza tam, gdzie organy kontrolne nie są w stanie wymusić na producentach energii nuklearnej odpowiednich działań w tym zakresie, niemniej i tam zagrożenia wynikające z istnienia odpadów nuklearnych są wieloletnie niższe od zagrożeń konwencjonalnych. Nawet w krajach najbiedniejszych, po Czarnobylu nie zanotowano znaczących awarii. W tym czasie w energetyce konwencjonalnej i górnictwie zginęło kilkadziesiąt tysięcy ludzi!

Wypada tutaj wspomnieć również o kwestii pomocy publicznej dla energetyki jądrowej. Zjawisko to występuje w większości państw dysponujących tym rodzajem energetyki, przy czym pomoc publiczna ma dwoisty charakter. Z reguły chodzi o wspieranie badań naukowych, zwłaszcza w dziedzinie bezpieczeństwa nuklearnego, jak również wspieranie lokalizacji nowobudowanych obiektów przez inwestycje infrastrukturalne władz lokalnych, liczących na aktywizację ekonomiczną. Chciałbym tu przywołać przykład omawianej już budowanej siłowni w Flamanville we Francji, gdzie miejscowe władze zadeklarowały inwestycje strukturalne wokół budowy na sumę 70 mln Euro.

Energetyka jądrowa a wyzwania regulacyjne

Energetyka jądrowa należy do tych dziedzin gospodarki, które poddane są bardzo szczegółowemu nadzorowi administracyjnemu. Po pierwsze, kontrola ta dotyczy przestrzegania bardzo surowych wymogów bezpieczeństwa począwszy od lokalizacji, a kończąc na likwidacji. Po drugie, obejmuje ona monitorowanie procesu gromadzenia środków niezbędnych do likwidacji siłowni po zakończeniu działalności, co ma istotne znaczenie zważywszy, że koszty te mogą sięgać 30% nakładów inwestycyjnych. Pierwszy cel jest najczęściej realizowany przez wyspecjalizowane agendy administracji państwowej zajmujące się atomistyką, drugi zaś często przez regulatorów energetyki. Możliwe jest także rozwiązanie polegające na stworzeniu osobnego regulatora energetyki jądrowej wypełniającego obie funkcje.

Czy Polsce potrzebna jest energia jądrowa?

Wspomniany już prof. Niewodniczański stwierdza jasno: „Nasz kraj jest otoczony przez elektrownie atomowe a my nie mamy z tego faktu żadnych korzyści”. Warto się zastanowić, czy nie może dojść w perspektywie 20-25 lat do sytuacji, w której okaże się, że będziemy zmuszeni importować energię elektryczną od sąsiadów, w tym pochodzącą ze źródeł nuklearnych?

W przygotowywanych celach Polityki Energetycznej Polski do 2025 r. założono, że Polska potrzebować będzie co najmniej 270-275 TWh energii elektrycznej. Według zbliżonych założeń przedstawionych przez dr. Jana Solińskiego z Polskiego Komitetu Światowej Rady Energii, przy założonym tempie wzrostu PKB 4,0-5,0%, w 2030 r. Polska potrzebować będzie ok. 340 TWh. Przy tempie wzrostu rządu 3,0-3,8% – w 2030 r. potrzebne będzie około 280 TWh. Według obliczeń niżej podpisanego i dr. T. Kowalaka, przy założeniu tempa wzrostu popytu na energię 2,5% – w 2025 r. potrzebne będzie ok. 279 TWh, zaś w 2030 r. – 325 TWh (przyjęte tempo wzrostu może wydać się niskie, ale zakłada ono oddziaływanie kroków proefektywnościowych, ograniczających zużycie energii). Według dr. Solińskiego w 2030 r. potrzebne będzie ok. 62 GW mocy, zaś według naszej oceny niewiele mniej, bo nieco poniżej 60 GW (uwzględniając racjonalny poziom rezerw). Zważywszy, że co najmniej 10 GW obecnie istniejących mocy musi zostać całkowicie odnowionych, należy liczyć się z koniecznością stworzenia ok. 35-40 GW całkowicie nowych źródeł. Jakie mogą być źródła zasilania tych mocy? Według prognozy dr. Solińskiego 7-8 GW może być oparte na węglu kamiennym (przy założeniu, że jego zużycie na cele energetyczne zwiększy się z 45 mln ton do około 67 mln ton; należy w tej sytuacji utrzymać obecny poziom wydobycia, a zwiększone zużycie w elektroenergetyce może zostać pokryte przez zmianę struktury wykorzystania węgla). Dalsze 5-6 GW opalane byłoby gazem, a około 6 GW wykorzystywałoby źródła odnawialne. Pojawia się luka w wysokości około 8 GW, która może być wypełniona przez źródła nuklearne, co wymagałoby budowy 5-6 nowych siłowni. Aczkolwiek zasadniczo zgadzamy się z wywodami dr. Solińskiego, uważamy jednak, że szacunek dotyczący źródeł odnawialnych jest chyba zbyt optymistyczny. Chodzi tu zwłaszcza o energię wiatrową, która wymaga istnienia klasycznych mocy rezerwowych, i naszym zdaniem, nie może być oceniana bez uwzględnienia tego bardzo istotnego ograniczenia. Nowe źródła energii, będące obecnie przedmiotem badań (wodór) nie będą odgrywały statystycznie istotnej roli w latach 2025-2030.

Czy jest możliwe, aby Polska dysponowała energią nuklearną w najbliższych 20-25 latach? Ze ściśle technicznego punktu widzenia – tak. W chwili obecnej potrzeba ok. 10 lat na rozpoczęcie generacji od chwili podjęcia decyzji administracyjnej. W krajach o wysokim poziomie energetyki nuklearnej okres ten może ulec skróceniu o dalsze 1-2 lata.

W polskich warunkach rozwój energetyki jądrowej natrafia na wiele przeszkód, z których do najważniejszych należą:

- brak akceptacji społecznej, a co za tym idzie trudności z podjęciem odpowiedniej decyzji administracyjno-politycznej,
- bardzo prawdopodobne problemy z uzyskaniem akceptacji lokalizacji,
- brak wystarczającej ilości kadry – uległa ona rozproszonemu po 1990 r., nie szkolono następców w odpowiedniej skali,
- brak odpowiedniego zaplecza naukowo-technicznego,

- niechybny kontrakt ze strony grup nacisku powiązanych z węglem i gazem,
- energetyka atomowa nie tworzy dużej ilości miejsc pracy, elektrownia o mocy 1 GW może być obsługiwana przez ok. 700 pracowników, z tym, że są to w 70-80% osoby z wyższym wykształceniem o wysokich dochodach, co powoduje z reguły wzrost aktywizacji ekonomicznej na obszarze inwestycji.

Wszystkie bariery wymienione wyżej wymagają czasu i znacznych środków na ich usunięcie. Należałoby rozpocząć od zainicjowania szerokiej dyskusji na ten temat. Istniejące uprzedzenia są bardzo trudne do usunięcia, a argument, że ponad 2 600 podmiotów w Polsce posługuje się techniką nuklearną, nie każdego przekona. Po uzyskaniu takiego consensusu powinno nastąpić podjęcie decyzji na szczeblu rządowym o rozwoju tego rodzaju energetyki, a następnie podjęcie decyzji lokalizacyjnej. Należałoby po tym dokonać wyboru inwestora i operatora przyszłej siłowni. Zważywszy na skalę wymagań dotyczących ilości kapitału doświadczenia i wielkości niezbędnej do utrzymania takiego operatora na rynku, należałoby wybrać jednego z wiodących gigantów energetycznych w tej dziedzinie.

Czy wobec tego energia nuklearna potrzebna jest Polsce? Zważywszy, że może ona:

- dostarczyć Polsce brakującej energii,
 - zdywersyfikować źródła zaopatrzenia w paliwo zwiększając przy tym bezpieczeństwo energetyczne państwa,
 - zapewnić kontakt z najnowocześniejszymi technologiami i być decydującym impulsem dla rozwoju krajowej atomistyki,
 - ułatwić wywiązanie się z obowiązku redukcji emisji gazów cieplarnianych,
 - zaktywizować niektóre obszary kraju
- wydaje się, że nadszedł czas na poważne rozważenie tej opcji, tym bardziej, że skutki decyzji podjętych dzisiaj pojawiłyby się dopiero po kilkunastu latach.



Autor jest doradcą Prezesa URE

Posiedzenie Regulacyjnego Komitetu ds. Wytycznych Transeuropejskich Sieci Energetycznych (TEN-E) Bruksela, 12 listopada 2004 r.

W dniu 12 listopada 2004 r. odbyło się posiedzenie Komitetu Regulacyjnego do spraw Wytycznych Transeuropejskich Sieci Energetycznych (TEN-Energy). Oficjalnym przedstawicielem Polski w Komitecie jest Robert Guzik, naczelnik wydziału w Departamencie Promowania Konkurencji URE. Posiedzenie Komitetu ds. Wytycznych połączone było z posiedzeniem Komitetu Finansowego TEN-E, w którym Polskę reprezentuje Waldemar Łagoda z Departamentu Bezpieczeństwa Energetycznego MGİP. Ponadto w obu posiedzeniach wzięła udział Małgorzata Mika-Bryska, stała przedstawiciel RP przy UE.

Wytyczne TEN-E¹⁾, wprowadzone Decyzją 1229/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. są, obok tzw. rozporządzenia finansowego²⁾, podstawowym aktem prawnym regulującym wspieranie rozwoju sieci energetycznych. Tylko projekty umieszczone w załączniku III do decyzji mogą ubiegać się o dofinansowanie. W budżecie na 2004 r. Komisja Europejska przewidziała na dofinansowanie fazy studialnej projektów 21,5 miliona Euro, z czego 10% przeznaczono na projekty zgłoszone przez nowe państwa członkowskie. Polska zgłosiła dwa projekty (PSE SA – projekt nr E179/04 i PGNiG SA – projekt nr G103/04), które zostały zaakceptowane przez Komisję i przyjęte przez Komitet Finansowy TEN-E³⁾. Warto podkreślić, że jedynym projektem, który uzyskał wsparcie KE do poziomu 75% kosztów (ponad 4 mln Euro) jest studium wykonalności synchronizacji systemu elektroenergetycznego IPS/UPS z UCTE zgłoszony przez E.ON Netz Gmgh, co wskazuje na priorytetowe traktowanie przez Komisję połączeń z Rosją.

Obecnie przedmiotem prac i dyskusji jest propozycja nowej Decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady, wprowadzającej wytyczne dotyczące transeuropejskich sieci energetycznych. Proponowane przez KE zmiany mają na celu uwzględnienie rozszerzenia UE o 10 krajów i uproszczenie procedur oraz wprowadzenie dodatkowych elementów usprawniających realizację projektów. We wrześniu 2004 r. odbyło się pierwsze czytanie projektu decyzji w Parlamencie, głosowanie jest przewi-

dziane na luty 2005 r. Od września 2004 r. prowadzone były dyskusje nad treścią wytycznych w ramach prac grup roboczych Rady.

Dotychczas uzgodnione zostały kwestie dotyczące włączenia do TEN-E sieci gazów olefinowych oraz skonsolidowanej wersji projektu decyzji z przebudowaną strukturą załączników (załącznik IV jest wykreślony, a projekty priorytetowe zostały bezpośrednio przeniesione do załącznika I i wymienione w ramach osi priorytetowych). Do najważniejszych niezgodzonych kwestii należą:

- propozycja przyznawania szczególnie ważnym projektom deklaracji Interesu Europejskiego,
- rola państw członkowskich w procesie decyzyjnym (poprawa koordynacji i współpracy między krajami członkowskimi, OSP, itp.),
- propozycja powoływania koordynatora niektórych projektów z ramienia KE.

Zakwalifikowanie projektów priorytetowych, spełniających warunki wymienione w artykule 8 projektu decyzji⁴⁾, do kategorii Interesu Europejskiego ma na celu usunięcie przeszkód utrudniających ich wdrażanie. Kategoria ta zawęży listę projektów priorytetowych do wymienionych w załączniku I do decyzji. Koordynatorzy projektów priorytetowych, działający z ramienia Komisji mieliby za zadanie zachęcanie do współpracy operatorów i użytkowników infrastruktury, promocję projektów wśród ewentualnych inwestorów i instytucji finansowych oraz zapewnienie odpowiedniego monitoringu projektów ze strony Komisji.

Przedstawiciele Polski na posiedzeniach grup roboczych Rady zajmowali stanowisko popierające wdrożenie nowych wytycznych, w tym propozycje Komisji dotyczące wprowadzenia kategorii projektów Interesu Europejskiego oraz powoływania koordynatorów niektórych projektów z ramienia KE

Ponadto przedstawiciel Komisji Europejskiej przedstawił raport omawiający stan realizacji TEN-E PROGRAMME 2000-2006 („Mid-term Evaluation Report”). Dokument opracowany został na podstawie dotychczasowych doświadczeń DG-TREN związanych z realizacją wniosków o dofinansowanie projektów oraz badań ankietowych wśród krajów członkowskich i zainteresowanych przedsiębiorstw (inwestorów). Wśród wniosków i zaleceń wskazano m.in., że:

- zasadne jest dokonywanie selekcji programów zakwalifikowanych do dofinansowania według

1) Więcej informacji o dofinansowaniu projektów w ramach Transeuropejskich Sieci Energetycznych TEN-E przedstawiono w informacji: *Seminarium: Transeuropejskie Sieci Energetyczne, DG-TREN, Bruksela, 2 kwietnia 2004 r.*, Biuletyn URE nr 4/2004.

2) Rozporządzenie Rady 2236/95 z 18 września 1995 r. wprowadzające ogólne zasady udzielania przez Wspólnotę pomocy finansowej w zakresie sieci transeuropejskich, zmienione Rozporządzeniem 1655/1999 r.

3) Posiedzenie Komitetu Finansowego TEN-E odbyło się tego samego dnia (12.11.2004 r.) po posiedzeniu Komitetu ds. Wytycznych.

4) Warunki te to transgraniczny charakter projektu lub jego znaczący wpływ na wielkość transgranicznych zdolności przesyłowych.

- kryterium prawdopodobieństwa realizacji projektu (dotychczas 30% sfinansowanych studiów wykonalności dotyczyło projektów, które nie zostały zrealizowane),
- konieczne będzie zwiększenie budżetu w celu pełnego uwzględnienia potrzeb 10 nowych krajów członkowskich,
 - wskazane jest skoncentrowanie programu pomocowego TEN-E na mniejszej liczbie projektów zakwalifikowanych jako bezwzględnie leżących w interesie Europejskim, których wdrożenie wymaga funduszy UE,
 - potrzebne jest większe zaangażowanie krajów członkowskich w proces monitoringu i zbierania informacji dotyczących realizowanych programów oraz we współpracę między krajami w celu ułatwienia uzyskiwania potrzebnych zezwoleń,

- należy przykładać większą wagę do analiz ekonomicznej wykonalności inwestycji.

Komisja Europejska przedstawiła także informację o stanie prac nad raportem „Implementation Report”, który ma być wkrótce rozesłany do członków Komitetu oraz o pracach nad studium – „ELECTRIC Network Capacities in the New Member States” obejmującym analizę zdolności przesyłowych w nowych krajach członkowskich z uwzględnieniem występujących ograniczeń przesyłowych. Prace te mają być zakończone przed końcem roku.

Robert Guzik
naczelnik w Departamencie
Promowania Konkurencji URE

Aukcja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na 2005 r.

W dniu 2 grudnia 2004 r. zostały opublikowane wyniki skoordynowanej aukcji rocznej rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rok 2005¹⁾, przeprowadzonej przez biuro Aukcyjne w Pradze. Aukcja przebiegła bez istotnych zakłóceń, chociaż przesunięty został termin jej zakończenia, ze względu na wydłużenie terminu przyjmowania gwarancji bankowych, stanowiących zabezpieczenie składanych ofert. Ponadto kilka ofert zostało odrzuconych z powodu przekroczenia limitu 50 MW, a oferty niektórych uczestników przetargu zostały odrzucone z powodu niespełnienia warunku dotyczącego złożenia zabezpieczeń (tzn. niedostarczenia zabezpieczeń, niedotrzymania terminu ich złożenia lub niespełnienia wymagań co do ich wysokości).

Polscy uczestnicy aukcji wykazali się aktywnym udziałem: 11 uczestników złożyło 73 oferty na łączną moc 770 MW, z tego dwóch uczestników zarezerwowało łącznie 215 MW. Zgodnie z życzeniem uczestników wymiany międzysystemowej z Polski, podczas aukcji obecni byli, w charakterze obserwatorów, pracownicy PSE-Operator SA.

Zgodnie z zasadami przetargów skoordynowanych, zdolności przesyłowe oferowane są na przekroje techniczne, a oferty uczestników składane na przekroje handlowe. Pierwszym profilem technicznym, który został przekroczony w obydwu kierunkach był profil PSE-O/CEPS/VET/SEPS, w wyniku czego cena na

wszystkich przekrojach handlowych tego profilu ukształtowała się w wysokości odpowiednio: 101 187 EUR/MW na rok (eksport) (czyli ok. 11,55 EUR/MW za godzinę) i 8 935 EUR/MW (import) (tj. ok. 1 EUR/MW za godzinę). W związku z tym, że wszystkie oferty dla których zostały zarezerwowane zdolności przesyłowe zostały zgłoszone na przekrój handlowy na kierunek eksport PSE-O/VET oraz kierunek import CEPS/PSE-O, na pozostałe przekroje handlowe nie zostały zarezerwowane zdolności przesyłowe. Dotyczy to kierunków: PSE-O/CEPS, PSE-O/SEPS (eksport) oraz kierunków SEPS/PSE-O, VET/PSE-O (import).

Na przekroju technicznym obejmującym całą granicę Niemiec z Czechami i Polską, niemiecki OSP (VE-T) zaoferował 800 MW, z czego 480 MW przypadło na przekrój handlowy polsko-niemiecki. Stanowi to 96% oferowanych przez PSE-Operator (500 MW) zdolności przesyłowych na przekroju technicznym obejmującym całą granicę UCTE. W przypadku importu do Polski alokowano 80 MW na 100 MW oferowanych, czyli 80% (20 MW niewykupionej mocy w obu kierunkach bierze się stąd, że ostatnie oferty obejmujące po 25 MW zostały odrzucone).

Zofia Janiszewska
p.o. dyrektora Departamentu
Promowania Konkurencji URE

1) O planach przeprowadzenia aukcji informowaliśmy w Biuletynie URE nr 6/2004.

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI (pod redakcją dr. Mariana Ślifierza i Roberta Guzika)

Aggregation	– agregacja, połączenie, zblokowanie
Authorisation procedure	– procedura autoryzacyjna
Community tools	– aparat wykonawczy UE
Compliance officer	– osoba odpowiedzialna za wdrażanie i przestrzeganie stosowania prawodawstwa unijnego
Degree of eligibility	– stopień dostępności (TPA)
Direct subsidy	– bezpośrednie subsydium (dotacja)
External costs	– koszty zewnętrzne
Implicit subsidy	– pośrednie subsydium (dotacja)
Indigenous sources	– źródła krajowe, rodzime
Infant technologies	– technologie nowopowstające, w powijkach
Information disclosure	– ujawnienie informacji
Internalisation of external costs	– zaliczenie (internalizacja) kosztów zewnętrznych do całkowitych kosztów wytwarzania
Market liquidity	– płynność rynku
Money transfer	– przesunięcie (przekazanie) środków pieniężnych
Predatory behaviour	– wrogie zachowanie, zmierzające do likwidacji lub wrogiego przejęcia konkurenta
Social cohesion	– zgodność z preferencjami społecznymi
Standardised Market Design (SMD)	– standardowa struktura rynku
Standardised Market Rules (SMR)	– standardowe zasady funkcjonowania rynku
Subsidiarity	– zasada pomocniczości
Tax exemption	– zwolnienie podatkowe
Tax reduction	– obniżka podatku
Tax relief	– ulga podatkowa
Uncompensated damage	– niezrekompensowana szkoda (np. wyrządzona w środowisku naturalnym)
Underwriter	– asekurant, ubezpieczyciel, gwarant
Vulnerable customer	– klient wrażliwy, słaby ekonomicznie

Poniżej przedstawiono kilka terminów dotyczących ochrony środowiska

Acid rains	– kwaśne deszcze
Carbon dioxide	– dwutlenek węgla
Desulfurization (desulphurisation)	– odsiarczanie
Environmental consciousness (awareness)	– świadomość ekologiczna
Environment protection	– ochrona środowiska
Fossil fuels	– paliwa kopalne
Greenhouse gases (GHG)	– gazy cieplarniane
Greenhouse gas emissions	– emisja gazów cieplarnianych
Nitrous oxides	– tlenki azotu
Oil spill	– plama ropy
Pollution	– skażenie, zanieczyszczenie środowiska
Sulfur dioxide	– dwutlenek siarki
Water pollution control	– ochrona wód przed zanieczyszczeniem

Następne wydanie słownika poświęcone będzie w całości terminom związanym z techniką i energetyką jądrową.

2		POLECENIE PRZELEWU		A
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		D
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		B
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		C
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

PRENUMERATA BIULETYNU URE * PRENUMERATA BIULETYNU URE * PRENUMERATA BIULETYNU URE * PRENUMERATA BIULETYNU URE * PRENUMERATA BIULETYNU URE

Zamówienie – Biuletyn URE – 2005	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2005	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

**„Biuletyn
Urzędu Regulacji Energetyki”**

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy - Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

* * * * *

**Warunki prenumeraty w roku 2005
dwumiesięcznika:
„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów × 12 zł za 1 egz.) wynosi 72 zł, 2 egz. odpowiednio 144 zł.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.

Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu prenumeraty.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

Egzemplarze archiwalne poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, faks: (022) 661 62 24.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Turbina – jest to silnik przepływowy wykorzystujący bezpośrednio energię kinetyczną lub potencjalną przepływającego czynnika roboczego do nadania ruchu obrotowego wirnikowi. Elementami wirnika oddziałującymi z czynnikiem roboczym są w specjalny sposób ukształtowane łopatki, które są przymocowane na całym obwodzie do tarczy lub bębna tworząc tak zwany wieniec łopatkowy lub palisadę łopatkową. Bęben bądź tarcza jest osadzona na wale turbiny (czasem wykonane jako jeden element). Wał razem z tarczą lub bębniem i wieńcem łopatkowym tworzą wirnik turbiny, który obraca się w wyniku przepływu czynnika roboczego (gazu bądź cieczy). W turbinach osiowych (zwłaszcza w turbinach wielostopniowych) wieniec wirnikowy (palisada na wirniku) powinien posiadać przed sobą nieruchomy wieniec kierowniczy zwany też kierownicą, którego zadanie polega na odpowiednim ukierunkowaniu czynnika roboczego, padającego na łopatki wirnika. Kierownica składa się z łopatek i jest przymocowana do korpusu turbiny w sposób nieruchomy, przy czym nie może stykać się z wirnikiem. Wieniec kierowniczy wraz z wieńcem wirnikowym stanowią jeden stopień turbiny osiowej, przy czym liczba stopni może być różna. Wirnik jest osadzony na łożyskach ślizgowych, a całość jest zamknięta w korpusie pojedynczym lub podwójnym.

Turbina parowa – jest to silnik, w którym następuje zamiana energii cieplnej pary wodnej (wytworzonej w kotle parowym lub wytwornicy pary) na energię kinetyczną (głównie w wieńcu kierowniczym turbiny), gdzie w wieńcu wirnikowym zamieniana jest ona na energię ruchu obrotowego. Czynnikiem napędzającym jest para wodna.

Zasada działania: Czynnikiem roboczym, którym przykładowo może być para, spaliny, gaz, pada pod odpowiednim kątem na łopatki turbiny. Czynnikiem roboczym oddziałując na palisadę łopatek powoduje obracanie się wieńca wirnikowego wokół osi wału. Na wale powstaje moment obrotowy, który przykładowo można wykorzystać do napędu generatora. W przypadku, gdy prędkość czynnika roboczego jest niewystarczająca, aby nadać wirnikowi wymaganą prędkość obrotową, jest potrzebna kierownica (w turbinie osiowej). Jej łopatki tworzą zwiężające się kanały przyspieszając przepływ czynnika roboczego. Jeśli jest nim gaz – to w kierownicy dochodzi do jego rozprężania. W ogólności poprzez zwiększenie liczby stopni turbiny zwiększa się sprawność procesu przemiany energii czynnika roboczego na moment obrotowy wału. Czynnikiem roboczym po przejściu przez wieniec wirnikowy zmienia swój kierunek. Kolejnym zadaniem łopatek kierowniczych jest nadanie strumieniowi czynnika roboczego pożądanego kierunku napływu na następny stopień wirnika.

W przypadku, gdy ekspansja zachodzi również w wirniku (w takim samym zakresie, jak w kierownicy), mamy do czynienia z turbiną reakcyjną. W turbinie akcyjnej zdecydowana większość ekspansji zachodzi w palisadzie kierowniczej. W turbinie odśrodkowej kanały międzyłopatkowe są ukształtowane w taki sposób, że czynnikiem roboczym, który początkowo porusza się w kierunku równoległym do osi maszyny, skręca pod kątem (najczęściej prostym) oddalając się od osi obrotu wirnika wzdłuż łopatek.

Niewątpliwie wśród poświadanych cech turbin należy wymienić ich dużą moc przy stosunkowo niewielkiej masie i rozmiarach. Kolejną cechą turbin parowych jest fakt, że jest to silnik, który wykorzystuje spalanie zewnętrzne (przykładowo w kotłach). Obecnie

większość światowej energii elektrycznej pochodzi z elektrowni na paliwa kopalne, w których pracują turbiny parowe. Pożądaną cechą, szczególnie wśród konstruktorów, jest stałość momentu obrotowego na wale (eliminacja przykładowo drgań skrętnych). Ponadto turbina zawiera niewiele elementów ruchomych. Z uwagi na fakt, że nawet niewielka usterka w obiegu siłowni może spowodować poważne uszkodzenia, parametry z jakimi pracują turbiny wymagają ścisłego nadzoru. Dlatego też wraz z rozwojem turbin następował rozwój układów ich sterowania i nadzoru (automatyka).

Wśród wad turbin należy wymienić duże wymagania w stosunku do technologii ich wykonania (przykładowo do produkcji łopatek stosuje się wysokiej klasy materiały). Niezwykle ważną jest również precyzja konstrukcji, gdyż ma ona istotne znaczenie biorąc pod uwagę warunki pracy turbiny (duża prędkość obrotowa, temperatura czynnika roboczego). Niemniej ważnym aspektem jest również dotrzymywanie odpowiednich parametrów czynnika roboczego ze względu na możliwość uszkodzenia lub zniszczenia turbiny. Kolejną wadą turbin jest wytwarzany przez nie hałas.

Turbiny pracują w turbospołacach razem z maszynami napędzanymi i urządzeniami pomocniczymi. W istocie dopiero cały turbospółac stanowi silnik.

Prądnica – jest to generator elektryczny, w którym następuje przemiana energii mechanicznej na energię elektryczną. Wśród głównych elementów prądnicy można wymienić stojan (część nieruchoma, związana z podłożem) oraz wirnik (część wirująca umieszczona wewnątrz stojana). Indukcja napięcia odbywa się w uzwojeniu twornika w wyniku zmian pola magnetycznego wytwarzanego przez elektromagnes lub magnes trwały. Energia mechaniczna, potrzebna do obracania wirnika prądnicy, dostarczana jest z turbiny (przykładowo parowej) poprzez wał napędowy oraz układ przekładni. Prądnice można podzielić na prądnice prądu stałego lub prądnice prądu przemiennego, przy czym te drugie często wykonane są jako prądnice synchroniczne, do których należą również turbogeneratory (szybkooobrotowe).

Transformator energetyczny – jest urządzeniem statycznym, służącym do przetwarzania energii elektrycznej na zasadzie indukcji elektromagnetycznej, w którym uzyskuje się zmianę wartości napięcia i prądu przy stałej wartości częstotliwości. Działanie transformatora można opisać w następujący sposób: prąd przepływający przez uzwojenie pierwotne pod wpływem przyłożonego napięcia wywołuje zmienny strumień magnetyczny, który zamykając się przez rdzeń transformatora indukuje w uzwojeniu wtórnym napięcie proporcjonalne do liczby zwojów tego uzwojenia. Po przyłączeniu do uzwojenia wtórnego odbiornika popłynie w nim prąd wywołany napięciem tego uzwojenia.

Układ regeneracji – regeneracja jest jednym ze sposobów karnotyzacji obiegu Clausiusa-Rankine'a stanowiącego klasyczny obieg porównawczy stosowany przy ocenie rzeczywistych obiegów siłowni parowej. Idea realizowana jest w ten sposób, że w trakcie ekspansji czynnika roboczego, z przestrzeni między stopniami wypuszcza się część pary i zużywa się do stopniowego (sukcesywnego) podgrzewania kondensatu. Zmienia się struktura obiegu i jednocześnie wzrasta jego sprawność. (R.G.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI