

NR 2
2006

1 marca 2006

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Aukcje na moce przesyłowe
- Raporty Komisji Europejskiej
- Ciepłownictwo w Europie Środkowo-Wschodniej
- Różnice bilansowe a zatwierdzanie taryf

Urząd Regulacji Energetyki
00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

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

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

Szanowni Państwo

Coraz więcej miejsca w prasie codziennej i branżowej zostaje poświęcone na przybliżenie tematu związanego z pełnym otwarciem rynków na konkurencję mającego nastąpić już 1 lipca 2007 r. Na łamach Biuletynu URE także chcemy bardziej skoncentrować się nad tym zagadnieniem, bowiem niewątpliwą korzyścią będzie fakt, że każdy z nas – jako odbiorca paliw i energii – zdobędzie prawo wyboru sprzedawcy. Warto także poznać różnorodne aspekty tworzenia konkurencyjnych mechanizmów i reguł w sektorze, gdyż samo prawo wyboru sprzedawcy nie jest jedynym problemem wymagającym rozwiązania w procesie rozwoju konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu. Polecamy zatem Państwu uwadze artykuły za mieszczony w dziale „Integracja Europejska”, materiał dotyczący aspektów prawnego wydzielenia działalności operatora systemu dystrybucyjnego oraz informacje CEER, ERGEG i ERRA.

„Nikogo, kto choć trochę interesuje się liberalizacją sektora energii, nie trzeba przekonywać jak ważny dla procesu urynkwienia jest dostęp do sieci. Urynkwienie z kolei najczęściej kojarzone jest z sektorem elektroenergetycznym (...). Elektroenergetyka bez wątplenia przewodzi zmianom w Unii Europejskiej, choć w ujęciu chronologicznym, to gazownictwo, a ściślej mówiąc brytyjskie gazownictwo, było prekursorem liberalizacji.” O brytyjskich rozwiązaniach związanych z taryfikacją opartą na modelu punktów wejścia/wyjścia, oraz zjawisku aukcji na moce przesyłowe, pisze Mariola Juszczyk.

Pomimo tego, że sezon grzewczy powoli dobiega końca, zachęcamy do lektury tekstu Witolda Cherubina, który przybliży obecną sytuację sektora ciepłowniczego w krajach Europy Środkowo-Wschodniej. W artykule podjęte zostały także zagadnienia: regulacji cen, polityki w zakresie energetyki i ochrony środowiska, podstawy prawne dotyczące elektrociepłowni i sektora ciepłowniczego. Ponadto autor przedstawia przedsięwzięcia podejmowane w krajach regionu, których głównym celem jest wzmocnienie pozycji sektora ciepłowniczego i elektrociepłowni, a także ich przewidywany rozwój.

Dosyć często do publicznego obiegu wprowadzane są dezinformacje dotyczące zarówno sektora elektroenergetycznego, jak i działań podejmowanych przez samego Regulatora, który stara się takie nieprawidłowości na bieżąco „wylapywać” i wyjaśniać. Tak jest i tym razem. Po niedawno zamieszczonych w prasie artykułach podsumowujących wyniki kontroli NIK w zakładach energetycznych i URE, pojawiło się podejrzenie zawyżania taryf na pokrycie strat spółek dystrybucyjnych. Drogłą analizę tego problemu przedstawia zatem Tomasz Kowalak, który wyjaśnia w swoim artykule temat różnic bilansowych i ich rzeczywistego wpływu na zatwierdzanie taryf.

Redakcja

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

SPIS TREŚCI

Aukcje na moce przesyłowe jako sposób dostępu do sieci w brytyjskim systemie gazowym 2

Zaawansowanie konkurencji w gazownictwie z perspektywy Komisji Europejskiej 11

Odbiorca energii i jego problemy. Relacje sprzedawca-odbiorca 15

Ochrona odbiorców słabych ekonomicznie w świetle Załącznika technicznego do Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu 17

Tworzenie wspólnego europejskiego rynku energii 19

Zaopatrzenie krajów Europy Środkowo-Wschodniej w ciepło i kogeneracja – stan obecny i perspektywy rozwoju 27

Rozporządzenia Ministra Gospodarki 38

Aspekty prawnego wydzielenia działalności operacyjnej systemu dystrybucyjnego 44

Gaz ziemny 49

Relleksja na temat domniemanego „zawyżania taryf na pokrycie strat” 53

Informacje i komunikaty 56

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

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

Oddano do druku 24 lutego 2006 r. Nakład: 1800 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12 (w tym 0% VAT)

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

AUKCJE NA MOCE PRZESYŁOWE JAKO SPOSÓB DOSTĘPU DO SIECI W BRYTYJSKIM SYSTEMIE GAZOWYM¹⁾

Mariola Juszcuk

Nikogo, kto choć trochę interesuje się liberalizacją sektora energii, nie trzeba przekonywać jak ważny dla procesu urynkwienia jest dostęp do sieci. Urynkwienie z kolei najczęściej kojarzone jest z sektorem elektroenergetycznym – jako tym, który charakteryzuje wysoki stopień zaawansowania mechanizmów rynkowych oraz technik i narzędzi regulacji. Elektroenergetyka bez wątpienia przewodzi zmianom w Unii Europejskiej, choć w ujęciu chronologicznym, to gazownictwo, a ściślej mówiąc brytyjskie gazownictwo, było prekursorem liberalizacji. Nie gdzie indziej a właśnie w Wielkiej Brytanii wypracowane zostały rozwiązania wskazywane w unijnym dokumencie pt. „Roadmap for a competitive single gas market in Europe²⁾” jako wzorcowo prorynkowe, tj. metodologia taryfikacji oparta na modelu punktów wejścia/wyjścia, związana z rozdzielną rezerwacją mocy przesyłowych

przez przedsiębiorstwa obrotu hurtowego, które bilansują fizyczne przepływy w ramach indywidualnych portfeli umownych oraz bardzo płynny segment rynku wtórnego handlu gazem. Dlatego też sądzę, iż brytyjskie rozwiązania zasługują na szerszą popularyzację.

Szczególnie interesujące wydaje się być zjawisko aukcji na zdolności przesyłowe w punktach wejścia do systemu. Wiedza o samym mechanizmie aukcji, a przede wszystkim sposobach dyskutowania wpływów finansowych dzięki nim pozyskanych, może przyczynić się do przyspieszenia tempa liberalizacji polskiego gazownictwa, co jest szczególnie ważne w kontekście wchodzącego w życie z dniem 1 lipca tego roku rozporządzenia w sprawie dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego³⁾. Brytyjskie aukcje spełniają sformułowane w załączniku do rozporządzenia wymagania w zakresie zasad określających mechanizmy alokacji zdolności przesyłowej, procedur zarządzania ograniczeniami w przesyśle oraz ich stosowania w wypadku kontraktowych ograniczeń w przesyśle. Warto poznać więc praktyczne aspekty stosowania tego mechanizmu, prowadzącego w swym założeniu do poprawy konkurencyjności w sektorze gazu. Przy czym system aukcji można postrzegać jako ekonomiczno-finansowe odzwierciedlenie zasady TPA. Podstawą dostępu do sieci jest bowiem prawny obowiązek ich udostępnienia przez właściciela uczestnikom rynku, zaś w drodze przetargu między nimi kształtuje się rzeczywista cena udostępnienia. Pełniejszej identyfikacji istoty zjawiska może służyć syntetyczna charakterystyka wybranych uwarunkowań funkcjonowania brytyjskiego systemu przesyłowego gazu oraz działalności jego właściciela i operatora.

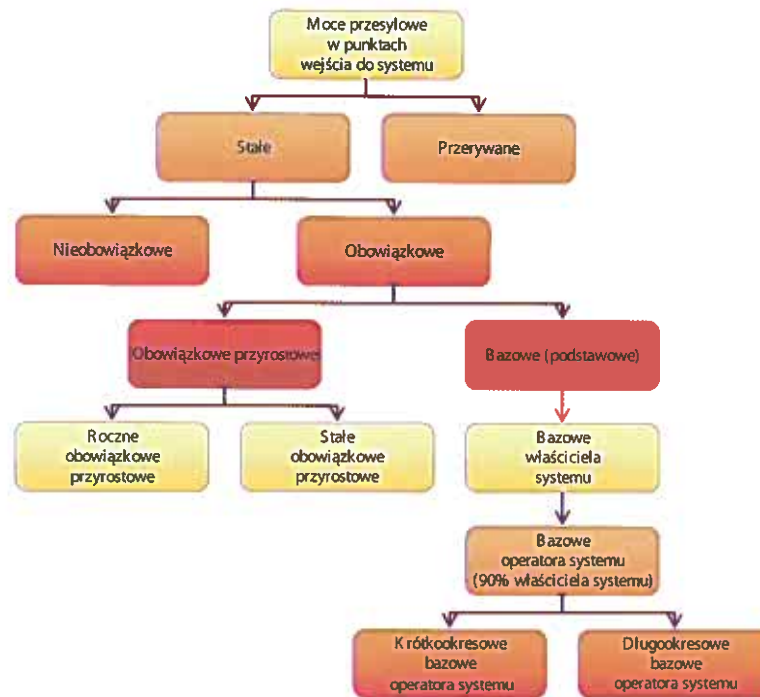
Wielka Brytania jest największym producentem gazu w Europie Zachodniej z dużą liczbą małych lub bardzo małych pól wydobywczych zlokalizowanych na brytyjskim szelfie kontynentalnym (ang. *UK Continental Shelf*). Początkowo czysty gaz ziemny wydobywany był w południowej części szelfu, z czasem – w latach 90-tych zaczęło zwiększać się wydobycie gazu jako produktu ubocznego wydobycia ropy naftowej. O ile w 1990 r. produkcja tak „skojarzonego gazu” stanowiła 17% całkowitej produkcji gazu, o tyle w 2002 r. jego udział zwiększył się do 51%. Gaz do systemu wprowadzany jest przez sześć głównych terminali zlokalizowanych na wschodnim wybrzeżu w: St. Fergus, Bacton, Theddlethorpe, Easington,

- 1) Tekst jest elementem większego opracowania, przygotowanego podczas stażu autorki w Sekretariacie Karty Energetycznej, które ukazało się pod nazwą: „Transit tariff methodologies in selected ECT countries: Study on implementation of auctions as congestion management mechanism”.
- 2) Zawarte w dokumencie syntetyczne wytyczne dla budowy jednolitego europejskiego konkurencyjnego rynku gazu, oprócz oceny obecnego stanu urynkwienia, wskazują szereg priorytetów warunkujących jego dalszy pomyślny przebieg oraz rekomendacje konkretnych działań aplikacyjnych. Przedstawiona koncepcja dojścia do jednolitego rynku europejskiego zakłada utworzenie, podobnie jak w sektorze elektroenergetycznym, konkurencyjnych rynków regionalnych. Przy czym takiemu określeniu celu towarzyszy identyfikacja barier rozwoju konkurencji zarówno na poziomie regionów, jak i poszczególnych rynków krajowych. Jako najbardziej istotne autoryzacji dokumentu wskazali:
 - ograniczenia po stronie podaźowej, związane z brakiem dywersyfikacji źródeł dostaw przy jednoczesnym wyczerpywaniu się europejskich zasobów gazu;
 - brak skutecznego rozdzielania przepływów fizycznych i finansowych jako warunek płynnego i efektywnego handlu gazem na rynkach hurtowych, co z kolei ma wpływ na eliminację ograniczeń przesyłowych zarówno o charakterze fizycznym, jak i umownym;
 - rezerwowanie zdolności przesyłowych w oparciu o umowy z klauzulą „bierz-lub-plać”;
 - niedoskonałą metodologię taryfowania, a zwłaszcza ograniczone stosowanie taryf typu wejścia/wyjścia;
 - niewystarczające uprawnienia regulatorów krajowych, nie dysponujących narzędziami kształtowania rynków hurtowych, pozbawionych także możliwości kształtowania infrastruktury przesyłowej.

Lista ta nie wyczerpuje całego katalogu barier ograniczających konkurencję, pozwala jednak na przyjęcie programu działań je minimalizujących przy zastosowaniu mechanizmów i narzędzi wskazanych w dokumencie.

- 3) Pełna nazwa: Rozporządzenie (WE) 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

Rysunek 1. Dostępne moce przesyłowe w punktach wejścia do systemu



Źródło: *Ofgem, Transco Price Control and NTS SO incentives 2002-7, 2002* (tłumaczenie własne).

Barrow, Teesside oraz jeden na wybrzeżu zachodnim – w Burton Point. Liczba punktów wyjścia z systemu wynosi 170. Obecny poziom wydobycia gazu z brytyjskiego szelfu kontynentalnego drastycznie obniża się, co przy prognozach zwiększenia popytu na gaz, skutkuje stałym zwiększaniem uzależnienia od importu, który w latach 2013/2014 sięgnąć ma 70%. Ta sytuacja spowodowała powstanie szeregu projektów związanych ze zwiększeniem importu gazu. W przypadku pomyślnej realizacji wszystkich z nich, możliwości importowe Wielkiej Brytanii zwiększą się z 18 miliardów m³ do ponad 100 miliardów m³ w roku 2010. Projekty będą miały natomiast zasadniczy wpływ na zwiększenie wielkości dostaw gazu w terminalach w Easington i Bacton.

Brytyjskim systemem przesyłowym (ang. *National Transmission System*) zarządza firma Transco plc jako Operator Systemu Przesyłowego (OSP) (ang. *System Operator (SO)*). Oprócz funkcji OSP Transco jest również właścicielem systemu (ang. *Transmission Asset Owner (TO)*). W ramach działalności właścicielskiej Transco utrzymuje i rozwija system przesyłowy by sprostać wzrostowi oraz zmianom w obciążeniach (przepływach) gazu oraz zarządza programami inwestycyjnymi i finansuje je, zapewniając w ten sposób długoterminową niezawodność systemu. Jako operator systemu firma Transco podejmuje działania związane z zapewnieniem w czasie rzeczywistym bezpiecznych, niezawodnych i efektywnych dostaw gazu oraz bilansowania popytu i podaży. W ramach tej działalności jak każde koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne podlega administracyjnej regulacji ze strony

brytyjskiego regulatora – *Ofgem-u*, a w szczególności mechanizmowi bodźców wprowadzonemu w kwietniu 2002 r. jako zachęta do redukcji kosztów związanych z codziennym (bieżącym) zarządzaniem systemem przesyłowym.

Oddzielne kontrole cenowe⁴⁾ przeprowadzane przez brytyjski organ regulacyjny w odniesieniu do obu rodzajów działalności (właścicielskiej i operatorskiej) oraz system bodźców determinują maksymalny łączny przychód, który Transco może osiągnąć w trakcie roku rozliczeniowego (od 1 kwietnia do 31 marca). Nie dość wspomnieć, iż w 2004 r. obrót w działalności związanej z przesyłem gazu prowadzonym przez firmę Transco plc wyniósł 560 mln £, przy 293 mln £ kosztów operacyjnych, co przełożyło się na zysk operacyjny w wysokości 268 mln £.

Oferowane moce przesyłowe

Wielkość mocy przesyłowych (inaczej zdolności przesyłowe) oferowanych na sprzedaż w brytyjskim mechanizmie aukcji niemal w całości określają zapisy koncesyjne Transco na prowadzenie działalności w zakresie przesyłu gazu (ang. *Transco Gas Transporter Licence*) w odniesieniu do obydwu rodzajów działalności prowadzonej przez tę firmę – koncesja zawiera wielkości podstawowych

4) Chodzi o cyklicznie dokonywane tzw. przeglądy regulacyjne, na których przedsiębiorstwa energetyczne przedstawiają regulatorowi propozycje taryf, oparte tak na rzeczywistych, jak i planowanych kosztach.

(bazowych) mocy przesyłowych⁵⁾ w każdym punkcie wejścia do systemu (terminalach) do roku 2021.

Na szczególną uwagę zasługują wyróżnione na schemacie obowiązkowe przyrostowe moce przesyłowe⁶⁾, które odzwierciedlają potrzebę zwiększania mocy w punktach wejścia i są finansowane z opłat związanych z wprowadzonym mechanizmem bodźców przez okres 5-ciu lat. Po upływie tego czasu moce przyrostowe stają się bowiem częścią bazowych mocy operatora systemu, co z kolei wpływa na zmianę wartości mocy bazowych właściciela systemu i regulacyjną wartość Transco podczas kontroli cenowej właściciela systemu. Ich uwalnianie tj. stawianie przez Transco do dyspozycji zainteresowanym uczestnikom rynku następuje w momencie pojawienia rzeczywistego popytu na tego typu moce, ujawnionego w procesie aukcji. Jeśli więc zagregowany popyt w odniesieniu do określonego kwartału przewyższa wielkość zaoferowanych bazowych zdolności przesyłowych, wówczas Transco zapoczątkowuje realizację procesu decyzyjnego, określonego w metodologii Uwalniania Przyrostowych Mocy Przesyłowych (ang. *Incremental Entry Capacity Release Methodology*), podczas którego wykazuje organowi regulacyjnemu spełnienie przez siebie kryteriów niezbędnych do ich uwolnienia. Jednakże uwolnienie obowiązkowych przyrostowych mocy przesyłowych nie zobowiązuje Transco do zapewnienia ich fizycznie a jedynie do zaoferowania na sprzedaż każdego dnia w roku, w którym to dniu została przez Transco zadeklarowana określona dostępność sieci.

Przyrostowe moce przesyłowe oznaczają dla operatora możliwość zaangażowania w nowe inwestycje,

5) Do podstawowych mocy przesyłowych operatora systemu przesyłowego należą:

- długookresowe podstawowe moce przesyłowe, do sprzedaży których z co najmniej rocznym wyprzedzeniem Transco zostało zobowiązane na podstawie zapisów koncesji,
- krótkookresowe podstawowe moce przesyłowe – zarezerwowane de facto dla podmiotów nowo wchodzących na rynek i jednocześnie zapobiegające wykupowi całości dostępnych mocy przesyłowych przez podmioty już na nim działające.

O ile udział długoterminowych mocy przesyłowych (80% wolumenu całości zdolności przesyłowych) wynika bezpośrednio z zapisów koncesyjnych, zgodnie z którymi Transco jest zobowiązane dążyć wszelkimi staraniami by zapewnić udostępnienie tego typu mocy w aukcjach długookresowych, o tyle wolumen krótkookresowych zdolności przesyłowych (20% wolumenu zdolności przesyłowych) został wyodrębniony zgodnie z zaleceniami Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji Komisji Europejskiej, która w latach dziewięćdziesiątych za zasadne uznała udostępnianie mocy przesyłowych na bieżąco na rynku do momentu pełnego rozwinięcia się w Wielkiej Brytanii rynku wtórnego.

6) Obowiązkowe moce przyrostowe dzielą się na moce obowiązkowe stałe lub roczne. Jeśli Transco zdecyduje się na udostępnianie przyrostowych mocy przesyłowych na okres co najmniej pięciu lat, określa się je wówczas jako stałe obowiązkowe przyrostowe moce przesyłowe. W pozostałych przypadkach są one traktowane jako roczne obowiązkowe przyrostowe moce przesyłowe.

co oznacza, iż podejmując decyzję o udostępnieniu tego typu mocy Transco musi brać pod uwagę bodźce finansowe, którym podlega w ramach koncesji na przesył, a w szczególności tzw. **bodziec inwestycyjny dla mocy przesyłowych w punktach wejścia do systemu**.

Mechanizm bodźca polega na jednoczesnym oddolnym i oddolnym limitowaniu stopy zwrotu kapitału z dodatkowych inwestycji. Jeśli Transco sprzedaje przyrostowe obowiązkowe moce przesyłowe powyżej wielkości podstawowych, może zatrzymać przychód podlegający ograniczeniu maksymalnym pułapem stopy zwrotu kapitału dla inwestycji wyznaczonych na podstawie jednostkowego kosztu zapewnienia mocy przyrostowych (Unit Cost Allowance – UCA)⁷⁾ w wysokości 12,25% (zakładana stopa zwrotu kapitału dla aktywów regulacyjnych Transco jako właściciela sieci wynosi 6,25%). Ten zwrot jest wyliczany jako zwrot z planowanych nakładów kapitałowych na zapewnienie mocy przyrostowych. Dolny limit, ograniczający wielkość stopy zwrotu kapitału, został wprowadzony by zapobiec sytuacji, w której Transco podjęłoby dodatkowe inwestycje w zwiększenie mocy powyżej ustalonych wielkości podstawowych po to tylko, by się okazało, iż nie ma wystarczającego popytu na nie (aukcje długoterminowe dotyczą tylko części mocy podczas gdy przychody odnoszące się do inwestycji związanych z mocami przyrostowymi pochodzą z aukcji długo- i krótkoterminowych). Zgodnie z rozwiązaniem wprowadzonym przez Ofgem, Transco może zwiększać inne opłaty przesyłowe tak by zapewnić pokrycie amortyzacji i finansowanie inwestycji mniej o 1 punkt procentowy aniżeli określony w kontroli cenowej koszt kapitału. Stąd też dolny limit stopy zwrotu kapitału dla bodźca inwestycyjnego w dodatkowe moce przesyłowe w punktach wejścia wynosi 5,25%.

Jeżeli natomiast Transco nie może fizycznie zapewnić sprzedanych mocy przesyłowych, istnieje możliwość ich odkupu, co również podlega odpowiedniemu mechanizmowi bodźcowemu. Odkup mocy przesyłowych odbywa się na podstawie ofert sprzedaży składanych przez spółki obrotu hurtowego (ang. *shippers*), które zakupiły moce przesyłowe, uczestniczących w mechanizmie przetargowym. Oferty są akceptowane w kolejności malejącej do momentu osiągnięcia odpowiedniej wielkości odkupionej mocy.

Bodziec bazuje na zakładanym poziomie kosztów oraz wyznaczonych wielkościach pułapu i dolnego limitu. Jeśli rzeczywiste koszty odkupu mocy przesyłowych są powyżej zakładanego poziomu (dla 2005 r. wynosił on 18 mln £) Transco musi ponieść dodatkowe koszty (określone przez dolny współczynnik podziału – 35%) aż do maksymalnego poziomu (pułap – 12,5 mln £). Jeśli natomiast koszty odkupu są niższe od zakładanych,

7) UCAs to *ex-ante* szacunkowe przybliżone wartości jednostkowego kosztu zapewnienia mocy przesyłowych przyrostowych w stosunku do mocy bazowych. Podczas wyliczania UCAs Transco stosuje analizę kosztową bazującą na tym samym podejściu jak przy określeniu długoterminowych kosztów krańcowych przy użyciu modelu pod nazwą Trans-cost.

Tabela 1. Rodzaje aukcji

Nazwa produktu	Typ produktu	Okres obowiązywania rezerwacji mocy przesyłowych	Czas aukcji	Cena rezerwacji
aukcje długoterminowe	kwartalny	rok n+2 do rok n+16	corocznie (wrzesień)	UCA
aukcje miesięczne	miesięczny	rok n+1 i rok n+2	corocznie (luty)	UCA
aukcje miesięczne z przekazaniem mocy ⁹⁾	miesięczny	kolejny miesiąc kalendarzowy	pierwszego z pięciu ostatnich dni roboczych poprzedzających kolejny miesiąc kalendarzowy	UCA
aukcje dzienne	dzienny	przeddzień wykorzystania	7 dni przed przesyłu gazu do godz. 02:00 w dniu przepływu gazu	2/3 UCA
	dzienny	dzień wykorzystania	alokacja po 06:00 w dniu przepływu gazu	0
aukcje dzienne przerywane	dzienny	przeddzień wykorzystania	7 dni przed dniem przesyłu gazu do 13:00 dnia poprzedzającego przepływ	0

Źródło: Ofgem, *Gas transmission – new NTS points reserve prices in auctions and unit cost allowances (UCAs)*, 2005 (tłumaczenie własne).

Transco może zachować część korzyści (określonych przez górny współczynnik podziału – 50% aż do maksymalnego pulapu 30 mln £).

Celem tak zaprojektowanych mechanizmów bodźcowych jest równoważenie inwestycji w nowe moce przesyłowe w punktach wejścia do systemu z odkupem wolumenów mocy od przedsiębiorstw obrotu hurtowego. Transco nie podejmując bowiem inwestycji w moce przesyłowe, potencjalnie naraża się na koszty odkupu mocy sprzedanych lecz nie dostarczonych fizycznie.

Proces aukcji

W obecnym systemie moce przesyłowe w punktach wejścia do brytyjskiego systemu gazowego oferowane są w procesie aukcji w blokach o różnej długości z nabyciem praw do mocy przesyłowych ważnych dla każdego dnia. Transco zobowiązane jest do oferowania niesprzedanych wolumenów mocy przesyłowych (podstawowych i przyrostowych) do (i włączając) dzień ich udostępnienia, zaś w przypadku, jeśli moce przesyłowe nie zostały sprzedane wcześniej, do oferowania ich na sprzedaż w tzw. alokacji clearingowej w dniu ich udostępnienia.

W odniesieniu do aukcji krótkoterminowych dla mocy niezarezerwowanych przyjęto zasadę ich udostępniania (ang. *rolling*) w aukcjach dotyczących krótszego okresu alokacji.⁸⁾

Oprócz stałych mocy przesyłowych, w przeddzień przesyłu gazu Transco ustala na podstawie 30-dniowej średniej, różnice pomiędzy stałymi prawami do mocy przesyłowych zakupionymi przez przedsiębiorców a ich faktycznymi rezerwacjami (tj. czy istnieją wolumeny nieużytkowanej

stałej mocy przesyłowej) w każdym z punktów wejścia. Wolumen ten jest następnie udostępniany w pojedynczej aukcji na przerywane dzienne moce przesyłowe w dniu dostaw gazu. Tego typu moce przesyłowe określane są jako moce typu używaj-lub-trać (ang. *use-it-or-lose-it*) i służą jako narzędzie przeciwdziałające ich przetrzymywaniu.

Począwszy od stycznia 2003 r. moce przesyłowe w punktach wejścia mogą być również nabywane w trybie rezerwacji kwartalnych w aukcjach długoterminowych (ang. *Long Term System Entry Capacity LTSEC*). Aukcje długoterminowe to takie, gdzie wyznaczana jest cena rozliczeniowa (clearingowa) a przedsiębiorcy zajmujący się handlem hurtowym płacą jedną wspólną cenę w każdym z punktów wejścia. Ceny płacone przez nich są określone przez Transco i odzwierciedlają koszty zapewnienia różnych poziomów mocy. Transco definiuje cenę rozliczeniową jako najwyższą cenę przy której występuje nadwyżka popytu. Stosowane ceny rozliczeniowe są ustalane za pośrednictwem progów cenowych powiązanych ze zregulowanym popytem, mniejszym a niżeli maksymalna ilość mocy przesyłowych przeznaczonych do alokacji. Jeśli popyt nie uzasadnia uwolnienia obowiązkowych wzrostowych mocy przesyłowych, wówczas oferowana wielkość jest alokowana dla graczy, którzy umiejscowili popyt na pierwszym progu cenowym gdzie zregulowany popyt jest mniejszy od wielkości zaoferowanych mocy¹⁰⁾.

W takim przypadku, tj. gdy zregulowany popyt w każdym punkcie wejścia do systemu jest mniejszy lub równy oferowanemu wolumenowi, cena rozliczeniowa odpowiada tzw. cenie podstawowej. Cena podstawowa to cena, przy której Transco uwalnia, w odpowiedzi na

8) Oznacza to, iż moce niesprzedane w aukcjach miesięcznych, są oferowane w aukcjach miesięcznych z przekazaniem, w przypadku pozostawiania niesprzedanych mocy przesyłowych w aukcjach z przekazaniem, pozostałe moce podlegają nominacji w aukcjach dziennych a następnie w dziennych przerywanych.

9) Ang. *rolling monthly system entry capacity auctions*.

10) Jeśli natomiast zregulowany popyt na każdym progu jest większy aniżeli oferowana wielkość, wówczas popyt na najwyższym progu cenowym jest rozłożony równomiernie w stosunku do otrzymanych ofert tak, aby oferowana wielkość mocy została ostatecznie alokowana.

oferty, dostępne wielkości obowiązkowych mocy przesyłowych, co oznacza, że wszystkie oferty są przyjmowane do momentu wyczerpania dostępnych wielkości. Minimalne dostępne wielkości są kalkulowane zgodnie z koncesją przesyłową Transco i publikowane w Oświadczeniu Przesyłowym (ang. *Transportation Statement*). Cena podstawowa w każdym terminalu w zasadzie odpowiada UCAs określonym w Koncesji Transco. To z kolei odzwierciedla dążenie *Ofgem-u* do trafnego, w oparciu o informacje dostarczone przez Transco, oszacowania długoterminowych kosztów krańcowych zapewnienia dodatkowych mocy przesyłowych w punktach wejścia.

Dla każdego punktu wejścia, każda cena powyżej ceny podstawowej łączona jest więc z przyrostowym wolumenem mocy, powyżej wielkości oferowanej. Pierwszy przyrost powyżej ceny podstawowej (P0) określony jest jako P1, drugi jako P2, itd. Dokładna liczba stopni przyrostowych i ich wielkość różni się pomiędzy zagregowanymi punktami wejścia. Dla głównych sześciu terminali istnieje jednak 20 przyrostów o wielkości 2,5%, najwyższy szczebel przyrostowy (P-20) odpowiada więc 150% wielkości oferowanej ($100\% + 20 \times 2,5\%$).

Progi cenowe dla każdego punktu wejścia, ustalone są więc w taki sposób, iż zmiana w przychodzie Transco, przy założeniu że wszystkie wielkości mocy przesyłowych zostają sprzedane po cenie odpowiadającej progowi bazowemu lub przyrostowemu, wynika z szacunkowych kosztów zapewnienia mocy przyrostowych. Oznacza to, że wola uczestników aukcji do płacenia za wolumeny mocy przesyłowych jest przeciwstawiana szacunkowym kosztom krańcowym, zawartym w Metodologii Uwalniania Przyrostowych Mocy Przesyłowych. Stąd też kolejny wniosek, iż regulacje *Ofgem-u* są bliskie w swej istocie mechanizmom rynkowym.

To przekonanie dodatkowo wzmacnia fakt, iż ustalone progi cenowe praktycznie odzwierciedlają krzywą podaży i praktycznie dla wszystkich terminali, oprócz St. Fergus, wzrastają liniowo – o 0.0001 pensa/kWh/dzień.

Z funkcjonalnego punktu widzenia jedna runda licytacji podczas aukcji długoterminowych odbywa się jednego z 10 dni roboczych. Aukcje są z kolei ograniczone do maksymalnie 10 rund. Ich uczestnicy składają oferty do Transco do godz. 17.00, specyfikując punkty wejścia, kwartały oraz wolumeny mocy przesyłowych, o które się licytują w stosunku do wyznaczonych 20 kwartalnych progów cenowych i odpowiadającej im wielkości mocy. Uczestnicy przedkładają więc wolumeny licytacyjne dla jednego lub więcej progów cenowych wyznaczonych w harmonogramach terminali dla każdego z kwartałów. Wolumen licytacyjny na każdym kolejnym progu cenowym nie może być większy niż aniżeli wolumen licytacyjny na progu niższym. Po zamknięciu rundy licytacyjnej, na podstawie ofert Transco wylicza dla każdego kwartału w każdym punkcie wejścia do systemu tzw. zakładane

ceny rozliczeniowe (ang. *notional clearing prices*), które następnie podlegają publikacji przez Transco. Zgodnie z Kodeksem Sieciowym, jeśli wszystkie zakładane ceny rozliczeniowe w dwóch kolejnych rundach są takie same, następuje zamknięcie aukcji. W przypadku natomiast zmiany chociażby jednej z nich następuje kolejna runda licytacyjna.

Aukcje długoterminowe – wyniki

O skali i wadze zjawiska aukcji świadczą przede wszystkim ich rezultaty. Dotychczas aukcje na długoterminowe moce przesyłowe w Wielkiej Brytanii odbyły się:

- w styczniu 2003 r. (dostępne moce przesyłowe od października 2004 r. do czerwca 2017 r.);
- we wrześniu 2003 r. (dostępne moce przesyłowe od kwietnia 2005 r. do września 2020 r.);
- we wrześniu 2004 r. (dostępne moce przesyłowe od kwietnia 2006 r. do września 2021 r.).

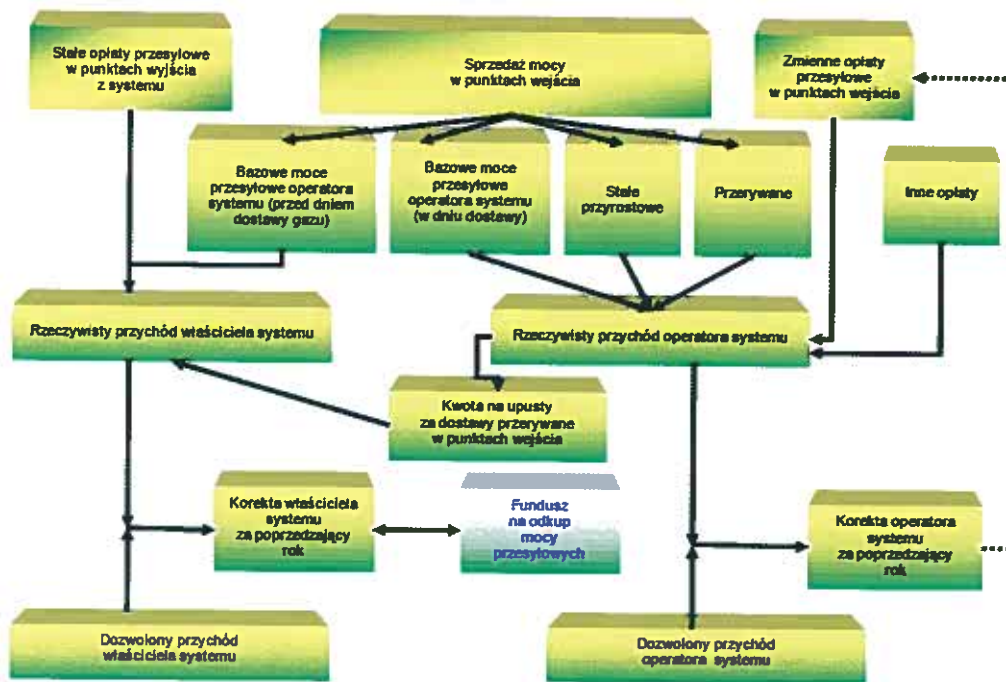
Wyniki aukcji pokazują, iż punktami wejścia, w stosunku do których przedsiębiorstwa obrotu hurtowego wykazywały największe zainteresowanie długoterminową rezerwacją są: St. Fergus, Bacton i Easington. Oznacza to, iż w najbliższych latach nadal będzie się utrzymywać szczególne znaczenie terminala St. Fergus (do którego wchodzi gazociąg FLAGGS, FRIGG, SAGE i FULMAR, łączące pola wydobywcze północno-wschodniej części szelfu brytyjskiego). Zainteresowanie takimi terminalami jak Easington i Bacton (szczególnie w aukcjach późniejszych) odzwierciedla natomiast przyszłe kierunki rozwoju systemu przesyłowego (planowana do ukończenia w 2007 r. budowa gazociągu łączącego Easington ze złożami norweskimi) oraz zakładany do oddania do użytku końcem 2006 r. Interkonektor Balgzand-Bacton, łączący Wielką Brytanię z Holandią za pośrednictwem terminala w Bacton.

W ujęciu finansowym, największy przychód całkowity w wysokości 650 mln £ został uzyskany z aukcji przeprowadzonych w styczniu 2003 r. (633 mln £ ze sprzedaży wolumenów obowiązkowych oraz 17,9 mln £ ze sprzedaży mocy nieobowiązkowych). Wówczas przystąpiło do nich 24 uczestników, tj. praktycznie wszyscy główni sprzedawcy hurtowi gazu. Największy popyt dotyczył lat początkowych, malejąc wraz z upływem czasu. O wiele skromniej zaprezentowały się wyniki z aukcji długoterminowych:

- z września 2003 r., w których uczestniczyło 12 sprzedawców hurtowych, zaś całkowity przychód wyniósł 54,1 mln £;
- z września 2004 r., przynoszących przychód w wielkości 91,1 mln £, który pochodził od 17 sprzedawców hurtowych.

Jednak pokaźny przychód uzyskany z aukcji oraz ich duża popularność wśród uczestników rynku nie są dostatecznymi wyznacznikami sygnałów rynkowych, szczególnie w odniesieniu do miejsc w systemie określanych jako tzw. wąskie gardła. Zgodnie z informacją przedstawioną przez Transco w dokumencie pt. *Ten Year*

Rysunek 2. Przychody oraz przepływy kosztów pomiędzy Transco jako właścicielem i operatorem systemu przesyłowego



Źródło: *Ofgem, Transco Price Control and NTS SO incentives 2002-7, 2002* (tłumaczenie własne).

Statement¹¹⁾ za rok 2004, wyniki aukcji nie dostarczyły wystarczająco jasnych sygnałów by uzasadnić uwolnienie mocy przesyłowych powyżej bazowego poziomu przyjętego dla Transco na lata 2002-2007 w kontroli cenowej (nie doszło do uwolnienia obowiązkowych przyrostowych mocy przesyłowych). Jedynie w odniesieniu do terminala St. Fergus nastąpiła sprzedaż nieobowiązkowych – nie związanych z dodatkowymi inwestycjami – zdolności przesyłowych w wielkości: 60 GWh jako wynik aukcji w styczniu 2003 r. oraz 24 GWh – z września 2004 r. Prognozy podaży sporządzane są więc przez Transco na podstawie informacji pochodzącej z procesu konsultacji branżowych pod nazwą *Transporting Britain's Energy* oraz źródeł komercyjnych.

Mechanizm kosztowy a przychody z aukcji

Próbując przybliżyć istotę zjawiska aukcji nie sposób abstrahować od ich wpływu na funkcjonowanie systemu pod względem realizowanych przepływów finansowych oraz kluczowej roli Transco, co jest szczególnie warte

uwagi ze względu na dualny charakter prowadzonej przez to przedsiębiorstwo działalności.

Dla pełniejszej identyfikacji mechanizmu kształtowania przychodów zasadnicze znaczenie mają następujące fakty. Po pierwsze, rozdzielne kontrole cenowe wprowadzone przez *Ofgem* w stosunku do Transco jako właściciela i operatora systemu gazu powodują, iż na przychód z każdej z tych działalności należy patrzeć jako na różnicę pomiędzy poziomem dozwolonym a poziomem rzeczywistym. Po drugie, Transco w ramach działalności prowadzonej jako OSP uzyskuje przychód głównie z opłat nakładanych za przesyłanie gazu jako towaru¹²⁾, pobieranych za gaz przepływający zarówno w punktach wejścia, jak i wyjścia z systemu. Przychód Transco jako właściciela systemu powinien natomiast składać się w połowie z opłat związanych z prawami do posiadanych mocy¹³⁾, nakładanych w punktach wyjścia, natomiast druga połowa powinna pochodzić ze stałych opłat przesyłowych w punktach wejścia. O ile stałe opłaty przesyłowe w punktach wyjścia odzwierciedlają długoterminowe koszty krańcowe rozbudowy systemu w odpowiedzi na stały wzrost popytu i skalkulowane są w zależności od strefy, do której należy dany punkt poboru gazu, o tyle wysokość opłat przesyłowych w punktach wejścia zależy od wyników aukcji odbywających się przed dniem dostawy gazu.

11) *Ten Year Statement* to dokument przygotowywany corocznie na podstawie specjalnego warunku C2 koncesji Transco na prowadzenie działalności w zakresie przesyłu gazu zgodnie i w oparciu o informacje dostarczane w odniesieniu do części „O” Uniwersalnego Kodeksu Sieciowego (ang. *Uniform Network Code*). Publikowany z końcem każdego roku, zawiera on dziesięcioletnie prognozy wykorzystania sieci przesyłowej, rozbudowy systemu przesyłowego oraz planów inwestycyjnych Transco. Pomimo, iż dokument nie zawiera danych prawnie obowiązujących, w opinii Transco stanowi on podstawę branżowego procesu konsultacyjnego oraz służy jako kluczowy element procesu planowania na rok kolejny.

12) (Ang. *commodity charges*) Wysokość opłat tego typu zależy od wolumenu przesłanego gazu, dlatego dla potrzeb polskiego czytelnika, w dalszej części tekstu będą one określane jako zmienne opłaty przesyłowe.

13) (Ang. *capacity charges*) Opłaty te są nakładane za prawo do przesyłu gazu, przy konieczności ich realizacji bez względu na rzeczywiste z nich korzystanie. Z tego powodu w tekście określane są jako stałe opłaty przesyłowe.

Aukcje, a właściwie nieprzewidywalność przychodów z nich, powoduje jednak, iż rozdział przychodu 50/50 z punktów wejścia i wyjścia do systemu może okazać się niemożliwy do osiągnięcia w praktyce. Jako przedsiębiorstwo o strategicznym znaczeniu dla systemu przesyłowego Transco w zakresie działalności właścicielskiej od lipca 2004 r. dysponuje mechanizmem asekuracji finansowej na wypadek niedoboru w stosunku do planowanego przychodu. Po procesie konsultacji Ofgem zatwierdził bowiem wprowadzenie zmiennej opłaty w punktach wejścia do systemu, która ma być wnoszona przez wszystkie spółki obrotu hurtowego. Obecnie wynosi ona zero, co oznacza, iż przychód z aukcji na moce przesyłowe w punktach wejścia do systemu równa się lub jest wyższy od dozwolonego poziomu indykacyjnego. Jednakże prognozy Transco z 2005 r. wskazują, iż dla roku rozliczeniowego 2005/2006 może powstać niedobór w wysokości ok. 40 mln £. Ich spełnienie oznaczać będzie, iż ceny rezerwacji mocy przesyłowych nie odzwierciedlają przewidywanych kosztów i powodują niedostateczną rezerwację mocy w stosunku do wielkości planowanych.

Jak dowiodła brytyjska praktyka, nieprzewidywalność wyników finansowych aukcji należy również traktować jako ewentualność osiągnięcia przychodów wyższych od zakładanych. Systemowo, w przypadku, gdy przychód z aukcji jest wyższy o 10% zastosowanie znajduje mechanizm określony w 2001 r. w dokumencie PC 65¹⁴ pt. „*Alternatywna metoda finansowania zarządzania ograniczeniami systemowymi w punktach wejścia*” (ang. *Alternative method of funding entry capacity constraint management*), który został zmodyfikowany przez dokument pt. „*Techniczne poprawki do mechanizmu PC 65*”. Na ich podstawie utworzony został specjalny fundusz na odkup niezapewnionych fizycznie zdolności przesyłowych, który rekompensuje koszty z tym związane, powstałe po stronie przedsiębiorstw obrotu hurtowego. Zgodnie z założeniami, dla każdego miesiąca, w którym odbywały się aukcje, spółkom obrotu hurtowego udzielane są ulgi w odpowiedniej proporcji do posiadanych przez nie wolumenów netto stałych mocy przesyłowych. Zagregowana wartość tych ulg jest ograniczona przez nadwyżkę wielkości przychodu przypisaną do danego miesiąca lub też wielkość kosztów związanych z odkupem mocy w danym miesiącu.

Tak zaprojektowany mechanizm finansowy wprowadza jednak wiele elementów niepewności w prowadzonej działalności gospodarczej. Z jednej strony bowiem często nieznaną i zmienną wielkość kosztów wynikających z odkupu mocy przesyłowych wpływa na brak stabilności poziomu ulg udzielanych spółkom obrotu hurtowego w danym miesiącu i w trakcie roku rozliczeniowego, z drugiej zaś, przy mnogości rodzajów aukcji na zakup mocy przesyłowych, istnieje duże prawdopodobieństwo,

iż ulgi nie zostaną udzielone na poziomie zapewniającym pokrycie przychodu powyżej dozwolonego poziomu, tj. zagregowane koszty odkupu mocy przesyłowych mogą być mniejsze od nadwyżki powyżej dozwolonego poziomu. Jedynym sposobem na zredukowanie poziomu pozostającej nadwyżki z przychodu jest wówczas obniżenie poziomu opłat przez Transco – właściciela systemu w punktach odbioru gazu.

Nie jest to bynajmniej tylko teoretyczna możliwość. Tego typu sytuacja wystąpiła w roku rozliczeniowym 2002/2003, gdy w wyniku niepewności projekcji finansowych oraz zmiany w zapisach koncesji Transco powstała 32-milionowa nadwyżka w stosunku do dozwolonego przychodu. W takich okolicznościach Transco zaproponowało obniżenie poziomu opłat w punktach wyjścia. Z uwagi na okres zimowy, w którym doszło do tego typu sytuacji oraz zapisy kodeksu sieciowego o wymaganym 2-miesięcznym okresie powiadomienia, ulgi mogły obowiązywać jedynie przez kilka miesięcy – do początku kolejnego roku rozliczeniowego i z tego powodu Transco planowało obniżenie opłat w punktach wyjścia aż o 45%.¹⁵

Podsumowanie

Powyższe rozważania dają prawo do postrzegania aukcji na moce przesyłowe w punktach wejścia do brytyjskiego systemu gazowego jako mechanizmu quasi-rynkowego, zarówno w sferze ekonomiczno-finansowej, jak i w odniesieniu do nowych inwestycji infrastrukturalnych, odzwierciedlającego zróżnicowanie popytu na moce przesyłowe w poszczególnych latach. Jako forma naśladowcza rynku siłą rzeczy są procesem skomplikowanym. Odnoszą się bowiem do różnych rodzajów mocy dla różnych okresów czasu ich obowiązywania i realizacji przy zapewnieniu przekazywania niezarezerwowanych mocy na aukcje kolejne, z jednoczesną możliwością rezerwacji dodatkowych mocy przesyłowych ponad założone wielkości bazowe i istniejącym przetargowym systemem odkupu mocy przesyłowych fizycznie niezapewnionych. Dodatkowo zjawisko to komplikuje dualny charakter działalności Transco jako operatora i właściciela systemu, co z kolei determinuje sposób kształtowania i podział przychodów oraz związane z tym przepływy finansowe.

Dlatego warto postawić sobie pytanie, czy i na ile można tego rodzaju system adoptować do realiów polskiej energetyki. W przeciwieństwie do systemu brytyjskiego, w obydwu sektorach właściciele majątku sieciowego (PSE SA oraz PGNiG SA) nie pełnią jednocześnie funkcji operatorów systemów przesyłowych. Są nimi, wyodrębnione z ich struktur firmy PSE – Operator SA oraz Gaz – System Sp. z o.o. W jednym i drugim przypadku na podstawie umów dzierżawią one majątek sieciowy,

14) PC 65 to skrót od Pricing Consultation Document. Dokumenty typu PC kończą proces konsultacyjny, obejmujący najważniejsze podmioty na rynku gazu (Transco, hurtowych sprzedawców gazu i Ofgem) i zawierają ostateczną decyzję regulatora w sprawie konsultowanych kwestii.

15) Brak dostępnych materiałów oraz reakcji zarówno ze strony Transco, jak i Ofgem-u na liczne zapytania, a w tym związane potwierdzeniem planów opisanych w dokumentach konsultacyjnych, uniemożliwiają autorowi definitywne stwierdzenie o zaistnieniu tego faktu, przynajmniej w zakładanej przez Transco skali.

z tytułu których jego właściciele otrzymują stosowne wynagrodzenie. Właściciele, jako strony wieloletnich umów kupna-sprzedaży energii elektrycznej lub gazu, przedstawiają do zatwierdzenia prezesowi URE swoje taryfy hurtowe. Na obydwu OSP ciąży natomiast obowiązek inwestowania w rozwój majątku sieciowego, co z kolei powiększa jego zasób a tym samym – podstawę wynagrodzenia. Dodatkowo, obaj operatorzy, pobierając opłaty ustalone zgodnie z obowiązującym prawem muszą zebrać przychody pokrywające zarówno wynagrodzenia majątku sieciowego, jak i własne koszty operacyjne. Przy czym – żaden przepis nie określa dozwolonego poziomu przychodów. Jego wielkość wynika przede wszystkim z nieskwantyfikowanej normy zawartej w ustawie – Prawo energetyczne, mówiącej o potrzebie równoważenia interesów dostawców i odbiorców energii lub paliw a także z ograniczenia w tzw. rozporządzeniu taryfowym dopuszczalnego wzrostu stawek opłat ponad określony procent w powiązaniu ze stopą inflacji. Więcej więc tu różnic niż podobieństw.

Podobnie wygląda problem rezerwowania, a raczej niemal całkowitego zajmowania zdolności przesyłowych, przez tzw. sprzedawców zasiedziały. Stosowana póki co rezerwacja mocy przesyłowych w Polsce, podobnie zresztą jak w wielu innych krajach Unii Europejskiej, w oparciu o zasadę „kto pierwszy ten lepszy”¹⁶⁾, powoduje, iż przedsiębiorcy nowo wchodzący na rynek mają niewielkie szanse na biznesowe zaistnienie i wzrost swojej pozycji rynkowej. Tak ukształtowane rozwiązanie nie ma więc żadnych punktów odniesienia do brytyjskiego płynnego wtórnego rynku handlu gazem, bazującego na wirtualnym węźle rozdzielczym *National Balancing Point* bez odniesień do fizycznych przepływów gazu, gdzie przedsiębiorstwa obrotu hurtowego zawierają umowy kupna/sprzedaży z licencjonowanymi agentami.

Co prawda, mamy już pewne doświadczenie w przeprowadzaniu aukcji na zdolności przesyłowe, ale dotyczyły one wyłącznie transgranicznych mocy przesyłowych w elektroenergetyce, a ich organizatorami, zgodnie z Rozporządzeniem 1228/2003 byli operatorzy systemów przesyłowych Polski, Czech i Niemiec. Jednak, w odniesieniu do przesyłania gazu na obszarze kraju, w określonych punktach wejścia/wyjścia żadne aukcje nie odbyły się. Tym bardziej, że polski system taryfowania nie odwołuje się do tych punktów. Pojawiają się one natomiast w relacjach pomiędzy OSP a PGNiG SA i służą do określenia wielkości odbioru gazu w tych punktach i pobraniu opłat za moc zamówioną lub przekroczoną. Stąd wniosek, iż nieodzownym dla Polski staje się takie przekształcenie systemu, by zgodnie z doświadczeniami brytyjskimi oraz rekomendacjami Komisji Europejskiej zacząć stosować taryfy typu wejście-wyjście w miejsce dotychczasowych taryf grupowych. Oznaczałoby to jednocześnie wzrost

zadań dla Prezesa URE, związanych z koniecznością stosowania bardziej wysublimowanych niż dotychczas narzędzi regulacyjnych, takich jak rachunek kosztów marginalnych i cen rozliczeniowych, czego póki co ustawa – Prawo energetyczne nie przewiduje.

Pomimo braku kompleksowej metodologii przeprowadzenia aukcji, te przeprowadzone w Polsce przyniosły pozytywne rezultaty. Po pierwsze, stały się substytutem regulowanego udostępniania mocy przesyłowych, kształtując niejako żywiołowo ten proces. Po drugie, spełniły swoją kreatywną rolę, przełamując dotychczasowy monopol zasiedziały uczestników rynku. Po trzecie, przyniosły operatorom całkiem spore dodatkowe przychody. Ten ostatni atrybut ma szczególnie istotne znaczenie. Skoro uczestników aukcji sprzedających energię stać na licytację zdolności przesyłowych na zasadzie „ten je otrzyma, kto więcej zapłaci”, oczywistym jest pytanie o uzyskiwane przez nich marże w obrocie hurtowym. Mogą być znaczne i wcale nie jest wykluczone, iż dochodzi do swoistego, międzynarodowego subsydiowania skrośnego – ubogi, polski odbiorca subsydiuje znacznie bogatszych odbiorców zagranicznych, w imię komfortu utrzymania się na rynkach zagranicznych polskich wytwórców i pośredników. Podobnie drażliwe politycznie pytanie o subsydiowanie skrośne w związku z dodatkowymi przychodami, tym razem jednak pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu hurtowego, można postawić również w odniesieniu do aukcji na moce przesyłowe w punktach wejścia do brytyjskiego systemu gazowego. Czy niemożność zagospodarowania nadwyżek z przychodów z aukcji w punktach wejścia do systemu przez stworzony fundusz na odkup mocy przesyłowych i związania z tym konieczność obniżania opłat w punktach wyjścia nie oznacza bowiem subsydiowania przedsiębiorstw obrotu hurtowego w punktach wyjścia przez przedsiębiorstwa obrotu hurtowego w punktach wejścia? A jeśli tak, to czy nie jest to, niestety niezbyt transparentny, element polityki państwa, służący obniżaniu płatności za dostawę gazu? Na ten temat zarówno Ofgem, jak i Transco, milczą.

Jedno jest natomiast pewne, sektor elektroenergetyczny, jako przodujący w rozwiązaniach pro-rynkowych doczekał się już rozporządzenia normującego przeznaczenie środków pochodzących z aukcji. W odniesieniu do aukcji w sektorze gazu na takie rozporządzenie przyjdzie nam zapewne jeszcze poczekać, tym bardziej, że w odniesieniu do punktów wejścia/wyjścia do systemu gazowego, brytyjskie aukcje to nie stosowany w żadnym innym państwie fenomen na skalę europejską.



Autorka jest pracownikiem
Departamentu Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

16) Raport Roczny Regulatora dla Komisji Europejskiej, informacja na temat zarządzania i nominowania przepustowości połączeń międzysystemowych oraz zasady zarządzania ograniczeniami, www.ereg.org.

W poprzednim numerze Biuletynu URE został omówiony i zaprezentowany Państwu – przygotowany przez Komisję Europejską z końcem 2005 roku – *Raport z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*. Dokument ten, wraz z tzw. Aneksem technicznym, stanowi niezwykle ważny dokument unijny przybliżający i podsumowujący dotychczasowe osiągnięcia państw członkowskich dążących do liberalizacji rynków energetycznych. Wskazuje także kierunki działań, zarówno organów Unii Europejskiej, jak i państw członkowskich, aby rynki energii elektrycznej i gazu nie były ograniczane do terytorium danego państwa, ale stały się integralnym elementem wspólnotowego rynku funkcjonującego w oparciu o zasady konkurencji.

Jednocześnie, pod koniec ubiegłego roku, Komisja Europejska opublikowała kolejny Raport w sprawie rynku energii. 13 czerwca 2005 r. *Dyrekcja Generalna ds. konkurencji*, działając na podstawie art. 17 Rozporządzenia Rady (WE) Nr 1/2003 z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie wprowadzenia w życie reguł konkurencji ustanowionych w art. 81 i 82 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską, wszczęła dochodzenie w sprawie ewentualnego naruszenia reguł konkurencji w sektorze energetycznym, a jego wyniki zostały przedstawione w *Raporcie Komisji Europejskiej: Dochodzenie w sprawie rynku energii*¹⁾.

W zakresie, w jakim dochodzenie potwierdzi istnienie antykonkurencyjnych porozumień, praktyk czy też działań polegających na nadużywaniu pozycji dominującej na rynku, Komisja lub – w sytuacjach, w których będzie to możliwe – organy ds. ochrony konkurencji poszczególnych państw członkowskich będą mogły wykorzystać zebrane informacje do wszczęcia odpowiednich procedur, a w konsekwencji do zastosowania środków warunkujących przywrócenie konkurencji na danym krajowym rynku (podejmowanych m.in. w oparciu o art. 81 oraz art. 82 w związku z art. 86 Traktatu).

Raport powstał przy współpracy krajowych organów ds. ochrony konkurencji, krajowych regulatorów rynków energii, dodatkowo został wzbogacony o opinie podmiotów ankietowanych, tj. przedsiębiorstw energetycznych oraz konsumentów. W tym miejscu jeszcze raz warto zaznaczyć, że do tej pory została sporządzona wyłącznie jego wstępna wersja, która z całą pewnością będzie jeszcze podlegała dalszej ewolucji. Zakłada się, że publiczne konsultacje, zaplanowane na luty-marzec 2006 r., poszerzą wiedzę Komisji w niezbędnym zakresie, umożliwiając zaproponowanie konkretnych środków prawnych o charakterze strukturalnym, regulacyjnym i naprawczym.

Waga tych Raportów²⁾, a przede wszystkim wnioski, jakie można wyciągnąć po ich lekturze, zachęciły pracowników Urzędu Regulacji Energetyki do bliższego zainteresowania się i przedstawienia na szerszym forum zawartych w nim problemów częściowych. Na początku lutego 2006 r. odbyły się – z inicjatywy Prezesa URE – kolejne Warsztaty Regulatora, na których zostały szczegółowo omówione kwestie poruszone w Raportach, a także w raportach tematycznych ERGEG.

Poniżej przedstawiamy kilka z prezentacji, jakie zostały wygłoszone podczas Warsztatów, a dotyczące: zaawansowania konkurencji na rynkach gazu państw członkowskich, relacji pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą energii, ochrony odbiorców słabych ekonomicznie.

Kolejne prezentacje, tym razem omawiające m.in. zaawansowanie konkurencji w elektroenergetyce, pozycję odbiorcy na rynku energii (w tym zagadnienia związane ze sprzedawcą ostatniej szansy, zmianą sprzedawcy), problemy odbiorcy energii przy dostępie do sieci, zostaną opublikowane w następnych wydaniach Biuletynu URE. Zachęcamy do ich lektury wyrażając przy tym nadzieję, że – z uwagi na pełne otwarcie rynków na konkurencję z dniem 1 lipca 2007 r. – okażą się pomocne w lepszym zrozumieniu realiów rynków funkcjonujących już w krajach Wspólnoty, problemów wymagających szybkiego i efektywnego ich rozwiązania, oraz uwag i rekomendacji dla dalszej skutecznej regulacji (nie tylko naszego) sektora energii, aby stał się on w pełni zliberalizowany.

Redakcja

1) http://www.europa.eu.int/como/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/issues_paper15112005.pdf

2) Tłumaczenie Raportów zamieszczone zostało w książce pt. „Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej”, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, styczeń 2006.

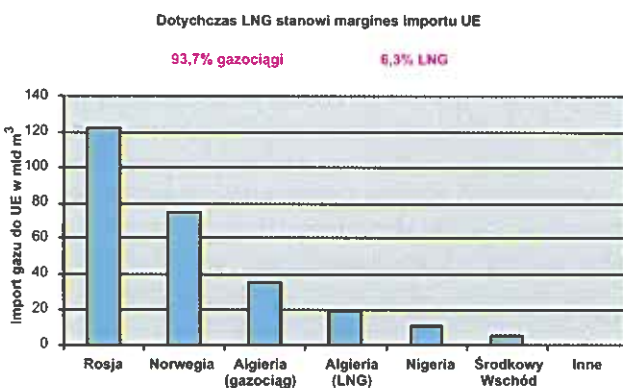
ZAAWANSOWANIE KONKURENCJI W GAZOWNICTWIE Z PERSPEKTYWY KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Marzanna Kwiecień, Piotr Seklecki, Piotr Staręga

Pod koniec ubiegłego roku Komisja Europejska opublikowała dwa dokumenty: *Raport z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu oraz Raport Komisji Europejskiej: Dochodzenie w sprawie rynku energii*.¹⁾ Pozwalają one – dzięki porównaniu 25 rynków krajowych – na dokonanie oceny stopnia zaawansowania procesu liberalizacji na wspólnotowym rynku energii. Są również okazją dla regulatorów oraz uczestników rynku do refleksji nad skutecznością podejmowanych działań i kierunkiem dalszych reform.

Aby dokonać pełnej oceny warunków konkurencji panujących na rynkach gazu państw członkowskich, należy uwzględnić bardzo ograniczoną liczbę sprzedawców eksportujących ten surowiec na rynki UE. Obecnie prawie cały import gazu do UE pochodzi z trzech państw: Rosji, Norwegii oraz Algierii, które dostarczają aż 70% importowanego paliwa²⁾. Zdaniem Komisji znaczące uzależnienie od kilku dostawców zewnętrznych musi być powstrzymane m.in. dzięki większej dywersyfikacji kierunków dostaw³⁾

Rysunek 1. Dostawcy gazu na rynek UE – 2004 r.



Źródło: Raport Komisji Europejskiej: Dochodzenie w sprawie rynku energii.

- Więcej informacji na ten temat w Biuletynie URE nr 1/2006: *Pierwszy rok stosowania Dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE w ocenie Komisji Europejskiej*.
- W 2004 r. Rosja, Norwegia i Algieria łącznie wyeksportowały do krajów UE 237 mld m³ gazu, źródło: Natural Gas Information 2005, International Energy Agency.
- To uzależnienie od rosyjskiego gazu dla poszczególnych krajów wygląda następująco: Austria – 63%, Czechy – 82%, Niemcy – 44%, Grecja – 92%, Węgry – 72%, Francja – 26%, Włochy – 29%. Ceny rosyjskiego gazu wahają się w granicach 225 USD (Niemcy), 233 USD (Włochy) za 1000 m³ gazu, źródło: Argus Gas Connections, Vol. X, 2, 19 styczeń 2006 r.

oraz maksymalizacji wykorzystania wewnętrznych źródeł gazu, np. poprzez udoskonalony odzysk gazu z ropy naftowej i sekwestrację węgla.

Rysunek 1 ilustruje główne, zewnętrzne źródła zaopatrzenia UE. Jak dotychczas, przeważająca część dostaw gazu do UE jest realizowana z wykorzystaniem gazociągów rosyjskich i norweskich. Jednakże, wraz ze wzrostem konkurencyjności sprzedawców LNG, obecna oligopolistyczna dominacja wiodących eksporterów ulegnie stopniowemu osłabieniu. Tego rodzaju dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia powinna zdaniem Komisji zwiększyć konkurencję na wspólnotowym rynku gazu również pod względem cenowym. Jest to możliwe, ponieważ LNG stanowi jedną z najbardziej innowacyjnych i przyszłościowych metod dywersyfikacji źródeł importu.⁴⁾

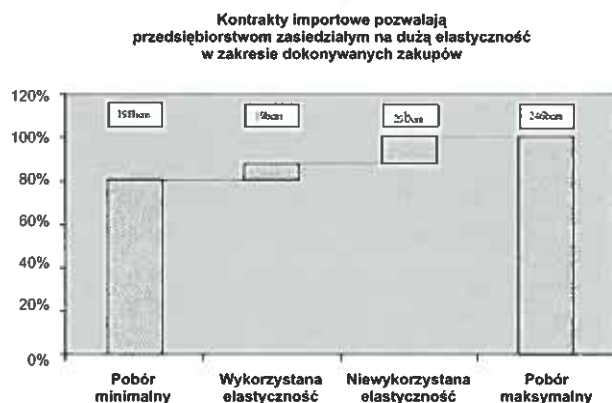
Większość umów na import gazu to umowy długoterminowe podpisane na okres od 15 do 20 lat. Zawierają one klauzule mówiące o tym, że importer powinien zapłacić za określoną ilość surowca, nawet w przypadku nie odebrania dostawy (tzw. zobowiązania typu „bierz lub płać”). Jednakże zazwyczaj umowy tego rodzaju pozwalają kupującemu na zmianę końcowej ilości dostarczanego gazu oraz zawierają postanowienia zezwalające np. na odłożenie dostaw gazu na późniejsze lata. Dzięki temu możliwe jest tymczasowe różnicowanie wielkości importu zależnie od aktualnych potrzeb. Wstępne wnioski przedstawione przez Komisję wskazują, że jak dotąd bardzo rzadko występowała sytuacja, w której importerzy musieli rzeczywiście zapłacić za gaz zamówiony ale nieodebrany. Ponadto kontrakty te zawierają klauzule dotyczące ograniczeń terytorialnych⁵⁾ lub też „postanowienia

- Technologia tego typu umożliwia: przełamanie barier geograficznych w zróżnicowaniu źródeł zaopatrzenia (wzrost liczby dostawców wpływa na znaczące poszerzenie podaży strony rynku), kreowanie nowych punktów wejścia do sieci poprzez budowę terminali regazyfikacyjnych, przyłączenie dowolnie oddalonych miejsc pozyskania gazu do sieci europejskiej.
- Klauzule o zakazie reeksportu zawarte w umowach na import gazu podpisanych przed okresem liberalizacji przyczyniły się do segmentacji cenowej wspólnotowego rynku gazu. Pozwala to na podyktowanie innych cen na odrębne rynki w kontraktach podpisanych z przedsiębiorstwami zasiedzającymi. W wielu przypadkach kontrolują oni także krajowe złoża gazu, co wyklucza koszty tranzytu. W celu wyeliminowania konkurencji, przedsiębiorstwa dominujące mogą również sprzedawać gaz poniżej kosztów własnych. Takie działanie oznacza jednak subsydiowanie skrośne.

w przedmiocie podziału zysków” z odsprzedawanej poza granice danego kraju niewykorzystanej ilości gazu.

W 2004 r. Komisja przeanalizowała 242 kontakty długoterminowe na ok. 217 mld m³ gazu. Charakteryzują się one bardzo różnym stopniem elastyczności od 0% do 80%. Z poniższego wykresu wynika, że maksymalny pobór gazu wyniósł 246 mld m³ i był o 18% wyższy niż dopuszczalne minimum. Stworzyło to tzw. „elastyczną wielkość”, która pozwala importerom reagować na niespodziewane wydarzenia, takie jak zmiany pogodowe, czy też problemy techniczne. Ponadto, może ona być także wykorzystywana jako instrument umożliwiający kształtowanie właściwego poziomu dostaw gazu, zależnie od wahań bieżącego zapotrzebowania.

Rysunek 2. Poziom elastyczności kontraktów długoterminowych



Źródło: Raport Komisji Europejskiej: Dochodzenie w sprawie rynku energii.

Bardzo ważnym czynnikiem integracji rynku jest dostęp do infrastruktury tranzytowej. Po wprowadzeniu Dyrektywy 2003/55/WE oczekiwano, że warunki dostępu do krajowego przesyłu i tranzytu staną się bardziej spójne. Niestety – zdaniem Komisji – tak się nie stało. Faktem jest, że wykorzystywane są różne warunki dostępu przy zarządzaniu kluczowymi, gazociągami transgranicznymi. Zostało to jednoznacznie potwierdzone przez operatorów systemów przesyłowych oraz tzw. „dysponentów dużej przepustowości zarezerwowanej na gazociągach tranzytowych”, którzy uważają, że zasada „use-it-or-lose-it” w ogóle nie znajduje zastosowania w odniesieniu do gazociągów tranzytowych, bądź przynajmniej nie może być użyta w sposób efektywny. Ponadto ich zdaniem nie ma możliwości zmiany treści umów zawartych przed okresem liberalizacji.⁶⁾

Komisja stwierdziła, że umowy transportowe typu „ship-or-pay” pozwalają tzw. „historycznym posiadaczom przepustowości” na dokonanie renominacji do dwóch godzin przed faktycznym przesyłem gazu. Dlatego też

6) W tej argumentacji przedsiębiorstwa „zasiedziały” powołują się na art. 32 Dyrektywy gazowej, który zapewnia tego typu umowom przejściową derogację.

niewykorzystana przez te podmioty moc przesyłowa może być kierowana na rynek wtórny z bardzo krótkim wyprzedzeniem i wyłącznie w trybie „dostaw przerywanych”. Daje to potencjalnym użytkownikom sieci jedynie niewielką szansę na zabezpieczenie dostaw gazu. Co więcej, wszelkie wnioski o dostęp do wtórnej przepustowości, które powinny być kierowane do wydzielonego OSP, są przekazywane do pierwotnego dysponenta przepustowości, co *de facto* powoduje, że pozyskuje on informacje handlowe przedsiębiorstwa, z którym konkuruje na rynku sprzedaży hurtowej. Pozwala to na osiągnięcie nieuzasadnionej przewagi.

Zdaniem Komisji, zarządzanie przepustowością rurociągów tranzytowych odbywa się w sposób nieefektywny. Operator każdego odcinka dokonuje bowiem odrębnych rezerwacji, podczas gdy nowi uczestnicy rynku optują za ustanowieniem jednolitej platformy informacyjnej na temat możliwości tranzytu. Domagają się oni informacji dotyczących gospodarowania przepustowością gazociągów w zakresie:

- dokonanych rezerwacji,
- dostępności przepustowości wtórnej,
- przepustowości danego odcinka sieci,
- poziomu ograniczeń,
- możliwości składowania kompresyjnego,
- możliwości zwiększenia przepustowości dostępnej dla nowych podmiotów,
- identyfikacji posiadaczy przepustowości w celu promowana rynku wtórnego.

W większości przeanalizowanych przez Komisję kontraktów długoterminowych moce przesyłowe zostały zarezerwowane aż do 2022 r. Większość z nich znajduje się w dyspozycji jednego lub dwóch przedsiębiorstw „zasiedziały”. Połowa mocy przesyłowych alokowanych na rynku wtórnym jest kupowana przez podmioty powiązane z tymi firmami. Istotna część wtórnie alokowanej przepustowości trafia także do innych przedsiębiorstw „zasiedziały” oraz do producentów gazu. W związku z tym tylko ok. 5% alokowanej długoterminowo przepustowości jest wykorzystywana przez nowych uczestników rynku. Poza tym, z analizy Komisji wynika również, iż ok. 10% przepustowości gazociągów tranzytowych pozostaje niewykorzystana. Daje to nieodparte wrażenie, że istnieje możliwość lepszego rozdysponowania mocy przesyłowych gazociągów.

W sektorze gazu ilość połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami UE jest relatywnie wysoka. W odmiennej sytuacji są takie państwa, jak np. Hiszpania, Finlandia, Grecja, czy też kraje nadbałtyckie, które w niewielkim stopniu połączone są z europejskim systemem gazowym. Kraje te muszą zatem indywidualnie radzić sobie z zaspokojeniem popytu. Przykładem może być tu Hiszpania posiadająca połączenie gazociągowe z Algierią oraz 4 terminale LNG⁷⁾, dzięki którym w 2004 r. zakupiła największą spośród krajów UE ilość tego surowca.

7) Piąty terminal w El Ferrol będzie oddany do użytku w 2006 r.

Zdaniem Komisji pewnym antidotum dla problemów związanych z przesyłem gazu jest jego wymiana w oparciu o model *swap*.⁸⁾ Najczęściej *swap* stosowany jest w Niemczech w ramach wymiany wewnątrz węzłów (ang. *hubs*), wymian dokonywanych pomiędzy systemem przesyłowym a węzłem gazowym oraz wymiany transgranicznej z punktów sieciowych do węzłów.

Zasadniczym punktem, w którym odbywa się obrót paliwami gazowymi, jest węzeł handlu gazem. Jak każdy rynek towarowy musi on posiadać infrastrukturę, która nie tylko będzie służyć sprawnemu obiegowi informacji, ale zapewni również wachlarz usług technicznych, który będzie miał na celu dostarczanie zakupionego paliwa przy zastosowaniu wydajnego węzła przesyłu.

Aby rynek towarowy był w pełni efektywny, muszą być spełnione poniższe warunki:

- standaryzacja zasad dokonywania transakcji,
- odpowiedni wolumen obrotów, który pozwoli zapewnić płynność rynku a przez to wiarygodność sygnałów cenowych, a także
- wydajne połączenia w przesyśle, które umożliwiają dokonanie fizycznej dostawy zakupionego paliwa.

Komisja podkreśla, że dostęp nowych uczestników obrotu do klienta uwarunkowany jest elastycznością usług sieciowych oraz sprawnością zawierania a także obsługi transakcji przez *huby*. Jest to jeden ze sposobów obniżenia barier dostępu do rynku paliw gazowych oraz usług przesyłu. Brak dostępu małych uczestników obrotu do paliwa jest bowiem istotną barierą w ich działalności. Niestety – pomimo potencjalnych zalet – handel z zastosowaniem *hubów* był niezwykle ograniczony. Przedsiębiorstwa „zasiedziały” nie były zainteresowane wykorzystaniem węzłów do handlu gazem. W latach 2003-2004 przedsiębiorstwa te sprzedały poprzez węzły niecałe 2% swojego paliwa.

W sytuacji, gdy większość surowca sprzedawana jest z zastosowaniem kontraktów bilateralnych, ceny gazu w obrocie hurtowym oraz imporcie kalkulowane są zwykle na podstawie formuł cenowych zawartych w kontraktach importowych. Ma to na celu odzwierciedlenie jego pozycji konkurencyjnej w odniesieniu do paliw substytutowych. Podejście to uznawane jest za pozostałość z czasów, gdy gaz musiał konkurować o wejście na rynek z innymi paliwami ropopochodnymi oraz węglem.

Obecnie, gdy udział gazu w strukturze paliw pierwotnych państw UE wynosi około 24%, uzasadnienie indeksowania cen gazu w oparciu o notowania ropy naftowej, jest mniej oczywiste. Jak pokazuje przykład Zjednoczonego Królestwa, *National Balancing Point* umożliwia eliminację zależności pomiędzy cenami ropy naftowej i gazu dzięki cenie odniesienia ukształtowanej przez równowagę popytu i podaży gazu na rynku bieżącym. Zakłada to jednak istnienie rynku, na którym dominuje nabywca.

8) W 2004 r. w oparciu o ten model przesłano ok. 27 mld m³ gazu.

Oprócz marginalnego dzisiaj znaczenia *hubów*, konkurencyjne spółki obrotu skarżą się także na brak informacji w zakresie wykorzystania magazynów. Dotyczy to zwłaszcza takich parametrów magazynowania, jak: wydajność, poziom zapasów oraz ich dostępność. Publikowanie danych w tym zakresie jest bowiem decydującym czynnikiem warunkującym dostęp do magazynów, natomiast wymagania w zakresie poufności mają na celu wykluczenie przekazywania informacji na temat konkurencyjnych firm obrotu pomiędzy operatorem magazynów a powiązаныmi spółkami obrotu.

Mimo, że transgraniczny przesył gazu realizowany jest w Europie już od wielu lat, systemy gazownicze państw UE nie zostały do tej pory zintegrowane. Siła rynkowa tzw. „zasiedziały” przedsiębiorstw gazowniczych” w dużej mierze opiera się na kontrolowaniu lokalnej produkcji gazu oraz jego importu. Zawierane przez nie długoterminowe umowy na import i przesył paliwa oznaczają jednoczesną rezerwację większości dostępnej przepustowości gazociągu, który obsługuje dany kontrakt. Długoterminowe umowy na dostawę, zawierane pomiędzy producentami a importerami, są niewątpliwie jedną z przyczyn braku płynności rynku hurtowego oraz wykluczenia mniejszych firm konkurencyjnych poprzez odcięcie im dostępu do surowca.⁹⁾ Przedsiębiorstwa „zasiedziały” dążą do osiągnięcia pozycji głównych kupujących, sprzedających oraz podmiotów dominujących w przesyśle. Blokują konkurencji dostęp do informacji¹⁰⁾ na temat technicznych szczegółów funkcjonowania sieci, a także cen i wolumenów.

W opinii regulatorów, operatorzy sieci przesyłowych powinni być odpowiednio motywowani do pełniejszego wykorzystania przepustowości w wymianie transgranicznej, a tam gdzie to konieczne – również jej rozbudowy. Luki w obecnych regulacjach będą musiały być wyjaśnione, aby umożliwić konieczne inwestycje w infrastrukturę międzysystemową. Ponadto regulatorzy zauważają, że potrzebna jest bliższa współpraca między OSP i koordynacja ich działań w zakresie efektywnego wykorzystywania i planowania systemu oraz reagowania w sytuacjach kryzysowych. Należy rozważyć również zmiany w obecnych regulacjach prawnych ukierunkowanych na tworzenie spójnych standardów planowania oraz współfinansowania inwestycji w infrastrukturę niezbędną do wymiany transgranicznej.

Duże przedsiębiorstwa przesyłowe twierdzą natomiast, że europejski system gazowniczy został zbudowany na podstawie umów długoterminowych, z zaangażowaniem ogromnych środków finansowych. W związku z tym istniejące kontrakty długoterminowe nie mogą być w żaden sposób kwestionowane, a przyszłe projekty powinny być realizowane na podobnych zasadach, nawet poprzez wyłączenie dostępu stron trzecich.

9) Ciosem w skoncentrowaną strukturę importu na rynki krajowe są programy uwalniania gazu (ang. *gas release programmes*). Jednak ich wpływ na ceny paliwa jest ograniczony z różnych powodów. Czasami wyższe poziomy cen na rynkach sąsiednich mogą ograniczać ich spadek na rynku krajowym.

Z takim podejściem nie zgadzają się natomiast pozostali, mniejsi uczestnicy rynku twierdząc, iż wyłączenia z zasady TPA niszczą jego płynność oraz zniechęcają nowych uczestników rynku do wejścia na rynek. W tym kontekście ważne są również sugestie wskazujące na potrzebę stworzenia niezależnego koordynatora sieci europejskiej. Zdaniem użytkowników, techniczne ograniczenia wykorzystania interkonektorów nie występują i dość rzadko zachodzi potrzeba ograniczenia przesyłu. Podstawowym problemem tego typu jest mało efektywne wykorzystanie istniejących mocy przesyłowych. Niezbędna jest więc zdecydowana ingerencja organów regulacji, aby wymusić kontynuację procesu liberalizacji. Jest to szczególnie istotne w warunkach braku znaczącego przełomu technologicznego w zakresie funkcjonowania infrastruktury. Jedynym zwiastunem zmian technologicznych, jakie mogą efektywnie wesprzeć proces liberalizacji, jest informatyzacja oraz technologia LNG.

Reasumując, w najbliższym czasie Komisja Europejska zapowiedziała podjęcie następujących działań:

- będzie uważnie obserwować wdrożenie nowych przepisów w państwach członkowskich; w przypadku występowania jakichkolwiek zaniechań bądź niezgodności otworzy tzw. postępowanie o naruszenie;

- w najbliższych miesiącach dokona szczegółowych przeglądów sytuacji w poszczególnych krajach w zakresie praktycznej skuteczności środków prawnych i regulacyjnych. Przeglądy te pozwolą na określenie konieczności dodatkowych działań na poziomie zarówno państw członkowskich, jak i Wspólnoty;
- wykorzysta instrumenty przewidziane w rozporządzeniach, aby wesprzeć dalszą integrację rynku.

Ponadto Komisja zapowiedziała, że zwróci się do ERGEG-u o opracowanie zharmonizowanego podejścia do kluczowych kwestii regulacyjnych, takich jak mechanizmy bilansujące, a także będzie kontynuowała naciski na państwa członkowskie i organy regulacji w celu zwiększenia inwestycji w infrastrukturę przesyłową w celu eliminacji ograniczeń połączeń transgranicznych. Szczególna uwaga zostanie także zwrócona na: dostępność paliwa gazowego poprzez dywersyfikację dostaw, wdrażanie „programów uwalniania gazu”, rozwój połączeń międzywęzłowych (umożliwiających transakcje międzyregionalne) oraz rozdzielanie przepływów fizycznych od handlowych w transakcjach sprzedaży tego surowca.

Wszystkie te działania powinny doprowadzić do poprawienia warunków konkurencji na wspólnotowym rynku gazu.

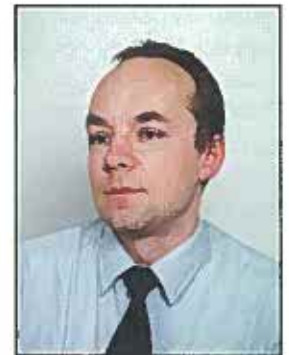


Marzanna Kwiecień
Departament Promowania
Konkurencji URE



Piotr Seklecki

*Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*



Piotr Staręga

ODBIORCA ENERGII I JEGO PROBLEMY. RELACJE SPRZEDAWCA-ODBIORCA

Mariola Juszcuk

Zainteresowanie polskiego Regulatora relacjami sprzedawca-odbiorca, które w niedawno opublikowanych dokumentach unijnych¹⁾ zostały potraktowane jako jedno z istotnych uwarunkowań rozwoju wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu, bezpośrednio wiąże się z mającą niebawem nastąpić w Polsce pełną liberalizacją rynków energii elektrycznej i gazu. Funkcjonowanie odbiorcy detalicznego na rynku energii stanowi wyraz troski Prezesa URE i jego współpracowników o interes odbiorców, jeszcze de facto nie przygotowanych do samodzielnego funkcjonowania na rynku. Tym bardziej, że w Polsce dotychczas nic nie zostało przesądzone: ani model zmiany sprzedawcy, ani zakres standardów niezbędnych dla ujednoczenia procedur w skali całego kraju, ani narzędzia ochrony odbiorców, ani też, co najważniejsze, regulacje prawne umożliwiające realizację tych celów. Dlatego warto zastanowić się nad wnioskami Komisji Europejskiej, przedstawionymi w poszczególnych Raportach. Wiedza w nich zawarta pozwoli bowiem na lepszą organizację procesu zmiany sprzedawcy.

Relacje pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą najczęściej kojarzą się z określonymi stosunkami umownymi, w które wchodzi ci nieporównywalni z uwagi na swą pozycję i siłę, uczestnicy rynku energii. Na podstawie relacji umownych przedsiębiorstwo energetyczne świadczy usługi sprzedaży energii oraz jej przesyłu, za co odbiorca płaci określone ceny, ujęte w przedstawianych do rozliczenia fakturach i rachunkach. Jednakże sposób realizacji umowy może rodzić niezadowolony odbiorcy, a co się również zdarza, przykre dla niego perturbacje. Naturalną reakcją odbiorcy na taką sytuację jest złożenie skargi na obsługujące go przedsiębiorstwo. W wielu przypadkach, przy braku chęci osiągnięcia kompromisu, skargi przeradzają się w spory, których rozstrzygnięciem zajmują się właściwe w tym zakresie organy. Te trzy istotne elementy, tj. umowa, rachunek oraz skarga/spór stały się przedmiotem zainteresowania autorki i stanowią lejtmotyw prezentacji wygłoszonej podczas Warsztatów Regulatora w dniu 2 lutego 2006 r., która została przygotowana na podstawie informacji przedstawionych w *Załączniku Technicznym do Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*, autorstwa Komisji Europejskiej.

1) W tym miejscu przypomnę, iż chodzi o:

1. *Raport z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*;
2. *Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego Raport z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*;
3. *Załącznik Techniczny do Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*.

Sprzedawca i odbiorca nie funkcjonują w próżni lecz na rynku o określonej specyfice, zdeterminowanej m.in. regulacjami prawnymi. Odbiorcy mogą wchodzić w relacje ze sprzedawcami za pośrednictwem agentów i brokerów, co jest charakterystyczne przede wszystkim dla państw, w których liberalizacja rynków detalicznych odbiorców końcowych została już zrealizowana. Tego typu stosunki zaś na poziomie wspólnotowym podlegają normom zawartym w Nowych Dyrektywach elektroenergetycznej i gazowej, a w szczególności w ich Załącznikach A – jako swoistych kompendiach minimalnych, gwarantowanych przez państwa członkowskie praw odbiorców.

Komisja Europejska zajęła się formułowaniem ocen i wniosków tylko w odniesieniu do wybranych aspektów wzajemnych relacji sprzedawca-odbiorca, tj. tych, które postrzegane są jako najbardziej istotne, drażliwe i trudne. Czego zatem dotyczą wnioski sformułowane przez Komisję Europejską w wymienionym powyżej dokumencie? Dla relacji sprzedawca – odbiorca można ująć to następująco:

1. Każdorazowa zmiana w kosztach sprzedawców, wynikająca ze zmiany systemów płatności stosowanych przez nich, powinna być odzwierciedlona w zapisach umownych.
2. Kłopotliwe dla odbiorców są rachunki prognozowane (zapewne na taki stan rzeczy duży wpływ ma sama metodologia opracowania prognoz, jednakże informacja na ten temat nie jest ogólnodostępna).
3. Odbiorcy powinni otrzymywać jasną, przejrzyste sformułowaną oraz zrozumiałą informację w odniesieniu do każdego elementu na rachunku.
4. Fundamentalne znaczenie dla odbiorców ma dostęp do tanich i prostych procedur rozpatrywania skarg i wniosków.

Stanowisko Komisji Europejskiej spotkało się z aprobatą środowisk branżowych oraz organizacji konsumenckich, które dla osiągnięcia przez odbiorców oczekiwanych korzyści z pełnej liberalizacji za nieodzowne uznały:

1. Konsekwentne, właściwe i czytelne informacje dostarczane odbiorcom, umożliwiających porównanie ofert różnych sprzedawców i działających jako bodziec zachęty do zmiany sprzedawcy.
2. Przejrzyste struktury umów.

Na sformułowanie takich a nie innych postulatów przez Komisję Europejską wpływ miały informacje przedstawione w sporządzonych przez Europejską Grupę Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu raportach na temat ochrony odbiorców detalicznych, odbiorców końcowych oraz przejrzystości cen, rachunków i umów zawieranych przez nich. Raporty te zawierają bowiem kompleksową informację o sytuacji odbiorców na detalicznych rynkach

energii. Ich lektura dowodzi, iż stanowią one wyłącznie ilustrację stanu faktycznego na poszczególnych rynkach krajowych – brakuje w nich ocen i rekomendacji. Te ostatnie zostały dokonane przez Komisję Europejską. Jak w rzeczywistości wyglądają realia relacji sprzedawca – odbiorca? Enumeratywnie rzecz ujmując:

1. Zmiana warunków umownych możliwa jest praktycznie we wszystkich państwach członkowskich po uzgodnieniu między stronami, przy czym informacja o tym przedstawiana jest z wyprzedzeniem od 10 do 60 dni. Do wyjaśnienia przyczyn zmian w pisemnej formie sprzedawcy są zobligowani jedynie w Danii, Finlandii i Portugalii.
2. Ilość rachunków prognozowanych otrzymywanych przez odbiorców w skali roku wynosi 3-11 w Finlandii. W Wielkiej Brytanii rachunki prognozowane stanowią 36% wszystkich rachunków, natomiast rachunki szwedzkich odbiorców praktycznie wszystkie opierają się na prognozach.
3. Tylko w 9 krajach odbiorcy otrzymują na rachunkach oddzielną informację o zużytej energii i opłatach dystrybucyjnych.
4. W większości krajów nie zostały określone zasady dotyczące sposobu przedstawiania informacji i formułowania zawartości rachunków. Obecnie są one w trakcie opracowywania w Szwecji i Danii.
5. Możliwość porównania cen, tj. różnych taryf przy zróżnicowanym zużyciu energii zadeklarowało 8 krajów (Austria, Dania, Litwa, Norwegia, Włochy, UK, Słowacja, Szwecja). Przy czym w większości krajów obowiązek publikacji cen i stawek opłat dotyczy jedynie tzw. sprzedawców zasiedziałych (ang. *incumbent suppliers*), natomiast w mniej niż połowie państw sprzedawcy podlegają mu w ramach publikacji cen ofertowych, wynikających z działalności konkurencyjnej.
6. Głównym źródłem pozyskiwania informacji cenowej jest internet. Jednak obiektywne informacje tego typu w postaci tzw. kalkulatorów taryf można pozyskać w 5 krajach, w których zapewniają je odpowiednio: regulator – Austria i Finlandia, organizacje konsumenckie – Wielka Brytania i Szwecja, Urząd do spraw Konkurencji – Norwegia. W pozostałych krajach serwisy internetowe prowadzą prywatne firmy lub wybrani sprzedawcy, co jednak nie gwarantuje obiektywizmu i pełnej informacji. Przy braku dostępu do internetu jedyną alternatywą dla odbiorców jest zasięgnięcie informacji bezpośrednio u sprzedawców lub, w krajach gdzie to możliwe, z prasy.
7. Rozpatrywaniem skarg i wniosków, obok organów regulacyjnych, zajmują się takie instytucje jak Rady Ochrony Konsumentów czy Rzecznicy Ochrony Odbiorców, choć w Danii, Norwegii i Szwecji powstały wyspecjalizowane rady ds. rozstrzygania sporów w zakresie energii. Ich decyzje mają zazwyczaj niewiążący charakter rekomendacyjny. Symptomatyczne, iż w większości krajów odbiorca nie jest informowany o tym, gdzie ma się zwrócić w przypadku sytuacji konfliktowej. To po jego stronie leży więc inicjatywa w tym zakresie.

8. W przypadku sporu ze sprzedawcą najczęściej odbiorcy nie ponoszą kosztów (nie dotyczy to jednak kosztów procesowych). Niewielkie opłaty manipulacyjne (20 euro) uiszczają odbiorcy w Danii. W Szwecji natomiast znaczną kwotą (950 euro) obarczane są przedsiębiorstwa energetyczne w przypadku wydania na ich rzecz decyzji negatywnej.
9. Jedynie na Litwie, Łotwie i w Polsce spory rozpatrywane są w ciągu 1 miesiąca. We Francji trwa to 2-4 miesiące, zaś w Danii, Szwecji i Austrii – 6 miesięcy.

W realiach polskich spektrum relacji sprzedawca odbiorca znajduje swoje unormowanie w zapisach ustawy – Prawo energetyczne, a w szczególności w jej art. 5 ust. 2 – regulującym zawartość umowy, art. 5 ust. 5 – odnoszącym się do wprowadzania zmian do umowy przez sprzedawcę oraz art. 5 ust. 6 – zobowiązującym sprzedawców do powiadamiania odbiorców o podwyżkach cen lub stawek opłat.

Kwestie zakresu i sposobu przedstawiania informacji na rachunkach, podobnie zresztą jak w innych krajach, nie są w żaden sposób systemowo uregulowane. Jedynie w Rozporządzeniu w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną w § 5 ust. 3 można znaleźć zapis o tym, iż „Taryfę kształtuje się w taki sposób aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług, związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określonego w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej”.

Natomiast statystycznie rzecz ujmując, okazuje się, iż w 2004 r. Prezes URE przyjął od odbiorców ok. 1 400 skarg i wniosków na działalność przedsiębiorstw energetycznych, głównie z zakresu nielegalnego poboru energii elektrycznej, przyłączenia do sieci oraz rozliczeń (w tym przede wszystkim za ciepło). Rocznie zaś Prezes URE rozstrzyga 150 sporów. Nie dość wspomnieć, że w Norwegii w skali roku zgłaszanych jest 100 skarg i wniosków, 260 – w Austrii, 500 – w Portugalii, natomiast 1 300 – we Włoszech.

Jak widać nie różnimy się znacząco od innych państw europejskich, choć nie sposób oprzeć się wrażeniu, iż ocena polskiego stanu rzeczy nie wypada pozytywnie, co potwierdzają codzienne obserwacje „rodzimego podwórka”. Dlatego również w odniesieniu do naszego kraju pełne zastosowanie mają rekomendacje i uwagi Komisji Europejskiej zawarte w Załączniku technicznym do Raportu z postępowania w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

OCHRONA ODBIORCÓW SŁABYCH EKONOMICZNIE W ŚWIETLE ZAŁĄCZNIKA TECHNICZNEGO DO RAPORTU Z POSTĘPÓW W TWORZENIU WEWNĘTRZNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I RYNKU GAZU

Iwona Figaszewska

W Załączniku Technicznym do Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu, osobne miejsce poświęcono ochronie odbiorców słabych ekonomicznie (ang. *vulnerable customers*) w relacjach z dostawcami energii elektrycznej oraz gazu.

Na uwagę zasługuje zawarte tam stwierdzenie, że w Europie nie wypracowano jeszcze definicji takiego odbiorcy.

Mówiąc jednak o „odbiorcy słabym ekonomicznie” należy uwzględnić konieczność rozgraniczenia pomiędzy tymi odbiorcami, którzy z przyczyn ekonomicznych nie mają możliwości wnoszenia opłat za pobraną energię elektryczną czy gaz a tymi, którzy mogą opłacać rachunki tylko nie chcą lub zapomnieli ich opłacić.

Pomimo powyższych trudności, można jednak wskazać przykłady państw, w których system prawny zapewnia większą ochronę tym odbiorcom, którzy nie są w stanie opłacać rachunków.

Jednym z wykorzystywanych instrumentów, służących ochronie odbiorcy słabego ekonomicznie przed wstrzymaniem dostaw jest nałożenie obowiązku na przedsiębiorstwo energetyczne zaopatrujące odbiorcę, do powiadomienia służb socjalnych, jeszcze przed wstrzymaniem dostaw (Holandia i Belgia).

Kolejnym instrumentem służącym ochronie odbiorców, którzy mają kłopoty z wnoszeniem opłat za energię elektryczną jest możliwość stosowania taryf socjalnych. Kwestia stosowania taryf socjalnych jest uregulowana prawem w kilku z państw członkowskich (Belgia, Hiszpania, Włochy i Francja), podczas gdy w innych nie występują takie regulacje (Wielka Brytania, Niemcy, Holandia). W jednym z państw występuje wsparcie takiego odbiorcy w postaci pomocy finansowej (Finlandia).

W celu uniknięcia wstrzymania dostaw energii elektrycznej, co może dotknąć nie tylko odbiorców szczególnych, zastosowano w państwach członkowskich różne rozwiązania, takie jak: telefoniczne informowanie klientów o takiej możliwości, ustalenie daty zapłaty rachunków, ostrzeżenie o możliwości wstrzymania dostaw.

W Załączniku Technicznym wskazano tylko jedną dostępną metodę płatności dla odbiorców słabych ekonomicznie. Jest to metoda polegająca na instalowaniu

przedpłatowych urządzeń pomiarowych (tzw. liczników przedpłatowych). Stosowanie tej metody płatności uznano jednak za rozwiązanie najdroższe.

Ciekawe informacje, wskazujące ile procent dochodu wydatkują na energię elektryczną odbiorcy słabi ekonomicznie w poszczególnych państwach członkowskich, przedstawia rysunek 1 (str. 18).

Z zamieszczonych danych wynika, że odbiorcy zaliczani do grupy odbiorców słabych ekonomicznie z nowoprzyjętych państw członkowskich w mniejszym stopniu mogą sobie pozwolić na zakup energii elektrycznej, niż ci sami odbiorcy z państw „starej” UE. W siedmiu z tych państw, duży odsetek domowego budżetu przeznaczony jest na zakup energii elektrycznej. Wśród tych państw pierwsze miejsce zajmuje Słowacja, gdzie na zakup energii elektrycznej odbiorcy ci przeznaczają 3,82% domowego budżetu.

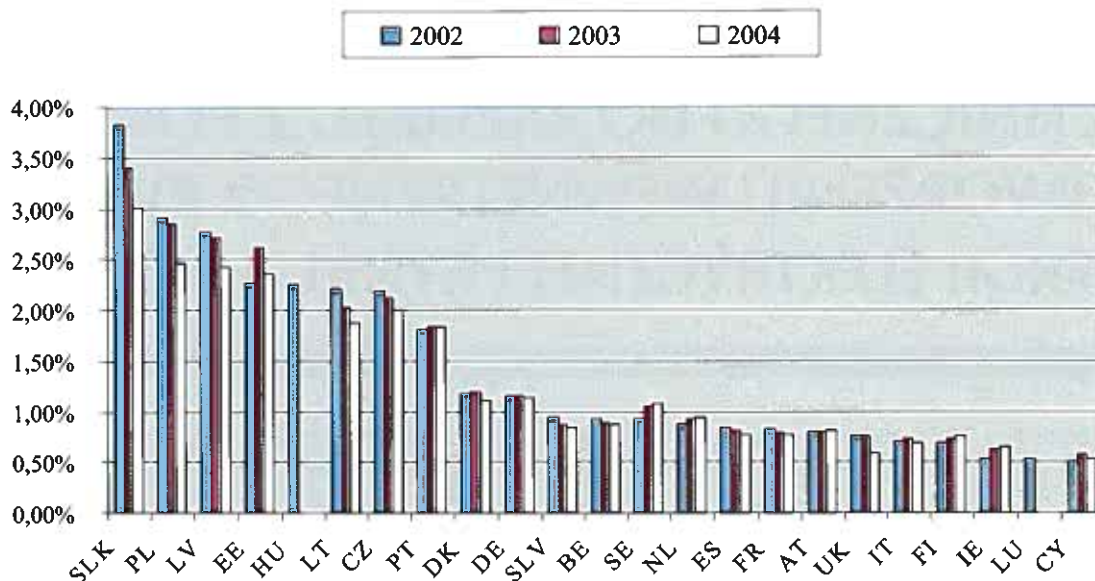
Należy zauważyć, że Polska znajduje się na drugiej pozycji pod względem wielkości dochodu wydatkowanego przez odbiorców słabych ekonomicznie na energię elektryczną i jest to od 2002 r. tendencja utrwalająca się.

W Załączniku Technicznym nie zamieszczono przykładów wszystkich dotychczas zdobytych doświadczeń państw członkowskich dotyczących środków ochrony grup odbiorców słabych ekonomicznie na liberalizowanych rynkach energii oraz gazu. Komisja zwróciła jednak uwagę na konieczność podjęcia przez poszczególne państwa dalszych prac, zmierzających w kierunku zdefiniowania tych odbiorców czy całych grup takich odbiorców, którzy powinni być przez prawo szczególnie chronieni w relacjach z dostawcami, z uwagi na ich sytuację ekonomiczną. Niezbędne jest także wypracowanie odpowiednich zabezpieczeń, umożliwiających im korzystanie z dobra użyteczności publicznej jakim jest energia elektryczna, za którą będą mogli opłacić rachunki w dogodnej dla nich formie oraz przyjęcie środków pomagających im uniknąć odłączenia.

W opinii Komisji wprowadzone w państwach członkowskich przepisy służące ochronie odbiorców słabych ekonomicznie nie powinny istotnie różnić się.

Szkoda jednak, że formułując powyższą opinię Komisja w tak marginalny sposób przedstawiła obecnie

Rysunek 1. Procent dochodu wydatkowany na energię elektryczną przez konsumentów o niskich dochodach



Brak danych dla Grecji i Malty; dane dla Węgier i Luksemburga dotyczą tylko 2002 r.; dane dotyczące konsumpcji energii elektrycznej dla Łotwy, Litwy i Słowacji nie obejmują całej zbiorowości.
Źródło: Komisja Europejska i Eurostat.

już przyjęte przez poszczególne państwa członkowskie rozwiązania służące ochronie grup odbiorców słabych ekonomicznie¹⁾.

Dla Polski podjęcie prac zmierzających do zdefiniowania grup odbiorców, dla których należy wprowadzić regulacje szczególne jest niezmiernie ważne. Dotychczas problem ten, choć występował, to jednak nie znalazł swojego kompleksowego rozwiązania ani w polityce energetycznej ani w polityce społecznej. Tymczasem niekorzystne umiejscowienie Polski wskazane na wykresie, jest na tyle niepokojące, że nie pozwala na lekceważenie tego problemu w dalszych pracach zmierzających do przygotowania się na otwarcie rynku energii dla odbiorców z dniem 1 lipca 2007 roku.

Informacje zawarte w *Załączniku Technicznym* powinny stać się zatem przyczynkiem do zapoczątkowania w Polsce prac zamierzających do wprowadzenia systemu ochrony takich grup odbiorców na liberalizowanych

rynkach energii oraz gazu i dać impuls do czerpania z doświadczeń innych państw członkowskich Unii Europejskiej, które z powodzeniem mogłyby zostać przyjęte w polskiej regulacji.



Autorka jest radcą Prezesa URE

1) Przykłady wskazane są przede wszystkim w „Raporcie nt. Grupy Interesów Odbiorcy ERGEG. Kwestionariusz dotyczący ochrony odbiorców” (nr E05-CFG-02-10 CPR, zatwierdzony przez ERGEG 30.09.2005 r.) oraz w „Raporcie nt. Grupy Interesów Odbiorcy ERGEG. Kwestionariusz dotyczący przejrzystości cen energii, rachunków i umów” (nr E05-CFG-02-10 PTR, zatwierdzony przez ERGEG

30.09.2005 r.), a także w „Raporcie nt. Grupy Interesów Odbiorcy ERGEG. Kwestionariusz dotyczący procesu zmiany sprzedawcy” (nr E05-CFG-02-10 SWR, zatwierdzony przez ERGEG 30.09.2005 r.). Doświadczenie w tym zakresie zdobyła już Wielka Brytania, o czym świadczą informacje podane choćby na stronach internetowych np. Ofgem lub Energywatch.

TWORZENIE WSPÓLNEGO EUROPEJSKIEGO RYNU ENERGII

Krzysztof Hajdrowski

Jednolity rynek energii elektrycznej w Europie znajduje się obecnie w przejściowej fazie tworzenia – nie są to już wyłącznie oddzielne rynki narodowe, ale jeszcze nie jest to jeden rynek unijny. Coraz większą rolę zaczynają odgrywać rynki regionalne, które są często postrzegane jako krok pośredni przed jednolitym rynkiem europejskim. Z jednej strony dzięki nim rozszerza się zasięg rynków narodowych oraz wzrasta liczba uczestników, z drugiej zaś pojawia się obawa, czy istniejąca sytuacja nie spowalnia procesu tworzenia wspólnego, jednolitego rynku.

Wprowadzenie

Europejska Rada Regulatorów Energetyki (ang. *CEER – Council of European Energy Regulators*) działa aktywnie poprzez grupy robocze, które realizują powierzone im corocznie zadania poprzez niższe komórki organizacyjne – zespoły zadaniowe. Jednym z aktywnych gremiów roboczych jest Zespół Zadaniowy ds. Rynku Energii (ang. *EMTF – Electricity Market Task Force*), realizujący zadania powierzone przez nadrzędną Grupę Roboczą ds. Elektryczności (ang. *EWG – Electricity Working Group*). Członkom Zespołu zostały w 2005 r. przedstawione m.in. obszary zadaniowe, dotyczące wykonania studium porównawczego modeli rynków z uwzględnieniem w pierwszej kolejności doświadczeń brytyjskich i skandynawskich oraz przedstawienia przez Zespół propozycji wytycznych w zakresie tworzenia jednolitego rynku wspólnotowego, zapewniającego odpowiednie warunki bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię oraz właściwy poziom inwestycji sieciowych, szczególnie w aspekcie usuwania ograniczeń transgranicznych.

Inwestowanie w warunkach rynkowych

Właściwy poziom i struktura inwestycji w elektroenergetyce zależy zarówno od stabilności i przejrzystości prawa, jak i zasad regulacji. Głównym zadaniem w procesie liberalizacji rynku energii elektrycznej jest poprawa efektywności ekonomicznej funkcjonowania przedsiębiorstw związanych z dostarczaniem energii elektrycznej. Udowodnienie, że ogólnie rozumiana liberalizacja rynku, ma pozytywny wpływ na efektywność produkcji, ograniczenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstw dzięki podniesieniu produktywności pracowników, zmniejszenie kosztów eksploatacji urządzeń sieciowych oraz poprawę strategii wykorzystania paliw jest teoretycznie stosunkowo łatwe. Jak dotychczas istnieje jednak zbyt mało praktycznych doświadczeń związanych z długoterminową poprawą w zakresie gospodarki środkami trwałymi, osiągniętą dzięki liberalizacji. W tym przypadku należy zadać pytanie, czy zliberalizowana branża przedsiębiorstw elektroener-

getycznych jest w stanie zapewnić stabilne warunki współzawodnictwa uczestników rynku. Sytuacja taka będzie miała miejsce w przypadku współlistnienia przedsiębiorstw zapewniających inwestycje właściwe technicznie, ekonomicznie i czasowo, oferujących konkurencyjne ceny i warunki dostaw energii. Jednocześnie rodzi się pytanie, jaka struktura rynku zapewni w największym stopniu spełnienie tych długoterminowych celów.

W przeciwieństwie do większości innych rynków towarowych, różne modele rynku energii, od zmonopolizowanego po konkurencyjny, są obciążone niedoskonałościami, tzn. nie zapewniają odpowiedniej efektywności wytwarzania lub zużycia energii.

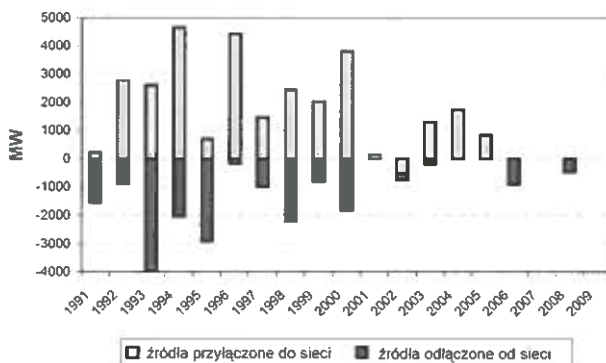
W początkowych latach liberalizacji główne zainteresowanie środowisk naukowych i regulacyjnych było kierowane w stronę krótkoterminowej efektywności i konkurencyjności przedsiębiorstw. Potrzeba określenia długoterminowej efektywności zliberalizowanego sektora została zauważona w pierwszej kolejności tam, gdzie najszybciej doprowadzono do liberalizacji rynku energii i osiągnięto koniec pierwszego cyklu inwestycyjnego w nowych warunkach – w Anglii, Walii i niektórych stanach USA. Pierwsze sygnały, pochodzące z rynku angielskiego, były obiecujące. Powstały nowe źródła wytwórcze, których plany inwestycyjne były oparte na wysokich cenach energii w okresie poprzedzającym liberalizację rynku. Nagle zlikwidowanie ograniczeń regulacyjnych w zakresie mocy wytwórczych, związane z pojawieniem się niedostępnych wcześniej możliwości rynkowych spowodowało, że decyzje kadry zarządzającej przedsiębiorstwami w USA prowadziły do przeinwestowania. Nadmierne zdolności wytwórcze, powiązane z wzrastającą konkurencją cenową spowodowały szybkie kurczenie się marginesów cenowo-kosztowych. Efektem takiej sytuacji były problemy finansowe wielu przedsiębiorstw wytwórczych, wymuszone presją ze strony banków, związaną z bezpieczeństwem inwestycji oraz w efekcie powodującą rynkową niechęć do nowych inwestycji w moce wytwórcze.

Inne rynki energii dopiero zbliżają się do etapu całkowitego uwolnienia rynku energii elektrycznej i związanego z tym wzrostu ryzyka inwestycyjnego. Taka sytuacja ma obecnie miejsce w przypadku najbardziej zliberalizowanych rynków, np. w Hiszpanii, Niemczech i państwach skandynawskich. Jednym z podstawowych niepokojów związanych z otwieraniem lokalnych rynków energii była niezawodność jej dostaw w efekcie przewidywanej restrukturyzacji branży. Początkowa fascynacja uwolnieniem rynku energii elektrycznej częściowo uśpiła troskę o długofalowe bezpieczeństwo dostaw, które jest uwarunkowane odpowiednim poziomem i strukturą inwestycji.

Organy państwowe w Wielkiej Brytanii są mocno zaniepokojone dalszym rozwojem zdolności wytwórczych, który pozwoli na zapewnienie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw. Obecne i przyszłe potrzeby w tym zakresie powinny dawać dostatecznie silne oraz wyraźne sygnały i bodźce dla inwestorów. Przekonano się, że na konkurencyjnym rynku energii dostateczny poziom i właściwą strukturę inwestycji energetycznych – kapitałochłonnych i podlegających długotrwałym procedurom administracyjnym – nie mogą zapewnić wyłącznie sygnały rynkowe, które mają najczęściej charakter krótkoterminowy. Ryzyko uzyskania odpowiedniego zwrotu z kapitału w takich warunkach jest zbyt wysokie, nie tylko ze względu na trudne do określenia prognozy cen energii na rynku, lecz również z powodu braku stabilności legislacji i regulacji mechanizmów rynkowych.

Inwestowanie na rynku stało się zdecydowanie bardziej ryzykowne niż w przeszłości. Pojawiają się przeszkody w postaci ograniczonej znajomości tempa zwrotu z inwestycji, dodatkowo zwiększane koniecznością spełnienia wymagań jakościowych i niezawodnościowych, istnieje zrozumiała awersja inwestorów do inwestycji o dużym stopniu ryzyka, zmniejszeniu ulega stopniowo liczba i wielkość kontraktów długoterminowych.

Rysunek 1. Porównanie mocy źródeł przyłączonych do sieci i planowanych do przyłączenia oraz źródeł odłączonych i planowanych do odłączenia w latach 1991-2009 w Wielkiej Brytanii



Źródło: National Grid Company – Seven Year Statement 2003.

Podobnie jak dla inwestycji wytwórczych, niewystarczające moce przesyłowe mogą również wynikać z utrudnień procesu inwestycyjnego, przede wszystkim w pozyskiwaniu terenów pod budowę. Konieczność podporządkowania interesów indywidualnych interesom ogółu w zamian za godziwe wynagrodzenie (przede wszystkim w budowie obiektów infrastruktury) powinna być zapewniona prawnie. Konieczne wydają się też działania regulacyjne, wspomagające pewność podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Jaka struktura rynku?

Czy jednak istnieje taka struktura rynku, która zapewni właściwy poziom atrakcyjności inwestycyjnej w źródła

wytwórcze, przy minimalnym wpływie działań regulacyjnych i administracyjnych? Na dzień dzisiejszy nie ma zgody między środowiskami akademickimi w zakresie najlepszej struktury i zasad funkcjonowania takiego rynku energii, który zapewni najlepsze długoterminowe bodźce inwestycyjne. Doświadczenia praktyczne i rozważania teoretyczne wskazują, że w przypadku istnienia rynku energii opartego na transakcjach typu spot, powinna istnieć wystarczająca możliwość generowania dostatecznych przychodów, pokrywających koszty budowy nowych źródeł wytwórczych. Strategiczna rola tej gałęzi przemysłu dla ekonomii i polityki powoduje jednak, że poważne awarie sieci oraz gwałtowne, krótkotrwałe skoki cen wymuszają na narodowych organach regulacyjnych konieczność ingerowania w rynek w celu zapewnienia właściwego poziomu wytwarzania i przesyłu energii.

Duża zmiana na rynku brytyjskim nastąpiła w marcu 2001 r., kiedy Electricity Pool, w którym są scentralizowane i mało elastyczne przepisy ustalania cen energii, został zastąpiony systemem, a raczej zasadami funkcjonowania rynku, nazwanymi NETA. Jest to w pełni konkurencyjny rynek, na którym wytwórca i zapotrzebowanie na energię determinują jej cenę. Wprowadzona zmiana spowodowała zmiany funkcjonowania rynku oraz koniecznych działań regulacyjnych.

W Polsce nadal – ze względu na wymagania okresu transformacji i ograniczenie tempa wzrostu cen wskaźnikowych – nie są w całości odzyskiwane w taryfach koszty kapitału. Oczywiście ogranicza to tempo inwestycji sieciowych i tylko ze względu na umiarkowany i w znacznej mierze przewidywalny wzrost zapotrzebowania, nie powoduje jeszcze poważniejszych problemów. Wyczerpanie w przyszłości aktualnych rezerw wytwórczych, wzrost cen paliw pierwotnych oraz zmiany transformacyjne w kraju, mogą spowodować znaczny wzrost zapotrzebowania na energię, przekraczający obecne zdolności dostosowawcze wytwórców i wtedy również pojawi się większe zapotrzebowanie na inwestycje kapitałowe, które powinny mieć odpowiednie oparcie w warunkach i bodźcach rynkowych.

Długoterminowa natura inwestycji energetycznych powoduje, że są one silnie uzależnione od dostępu do dużych środków finansowych. W Wielkiej Brytanii od roku 2001 zbudowano bardzo mało nowych mocy wytwórczych. Jednocześnie przyznano wiele zgód na budowę, które nie zostały zrealizowane w praktyce. Wydaje się, że główną przyczyną tak dużego kontrastu między planami a ich realizacją są rosnące koszty finansowe dużych inwestycji. Instytucje finansowe wydają się być zdecydowanie niechętnie dla inwestycji energetycznych i to nie tylko w Wielkiej Brytanii. Taki stan rzeczy można wyjaśnić m.in. kilkoma niezwiązanymi bezpośrednio ze sobą wydarzeniami: kryzysem kalifornijskim, oszustwami finansowymi zakończonymi bankructwem ENRON-u w 2001 r., wątpliwościami związanymi z procesem deregulacji oraz bardzo różniącymi się od siebie propozycjami nowych modeli funkcjonowania modeli biznesowych w sektorze energetycznym. Na rynku brytyjskim dodatkowo pojawiły

się ryzyka związane z niestabilnością cen energii (gwałtowny spadek w 2000 r.), wycofanie się kapitału amerykańskiego z rynku brytyjskiego oraz problemy finansowe British Energy. Firmy ratingowe określiły wielkość stopy zwrotu z inwestycji energetycznych jako ekstremalnie trudną do określenia, obniżając wiarygodność większości przedsiębiorstw energetycznych.

Pytanie o przyszłość nie powinno jednak dotyczyć możliwości realizacji korzystnych inwestycji w sektorze, bo takie na pewno istnieją i będą istnieć, ale o zmiany w zarządzaniu przedsiębiorstwami w zakresie poprawy strategii zarządzania ryzykiem, większej integralności i transparentności finansowej i raportowej. Póki co przedsiębiorstwa energetyczne wydają się nie funkcjonować na tej samej długości fali co instytucje finansowe.

Jedną z teoretycznych korzyści, związanych z liberalizacją rynku energii elektrycznej, jest nowa alokacja ryzyka inwestycyjnego, przenoszona na wielu różnych uczestników rynku. Poprzez podzielenie ryzyka na cały łańcuch produkcji, transportu i sprzedaży energii, zamiast utrzymywania go przez jedno kompleksowe przedsiębiorstwo, nastąpi określenie najlepszych strategii inwestycyjnych na każdym z etapów łańcucha, co powinno korzystnie wpłynąć na poziom cen i bezpieczeństwo dostaw do odbiorców. W warunkach idealnych ryzyko inwestycyjne powinno być dzielone między uczestników rynku: odbiorców, handlowców, inwestorów i nawet banki. Zarówno struktura rynku, jak i jego model funkcjonowania wpływają na ryzyka, które powinny być brane pod uwagę przy tworzeniu planów biznesowych nowych inwestycji. Jednym z podstawowych zadań menedżerów staje się znajomość wpływu modelu funkcjonowania rynku na pułapki i korzyści długoterminowych inwestycji.

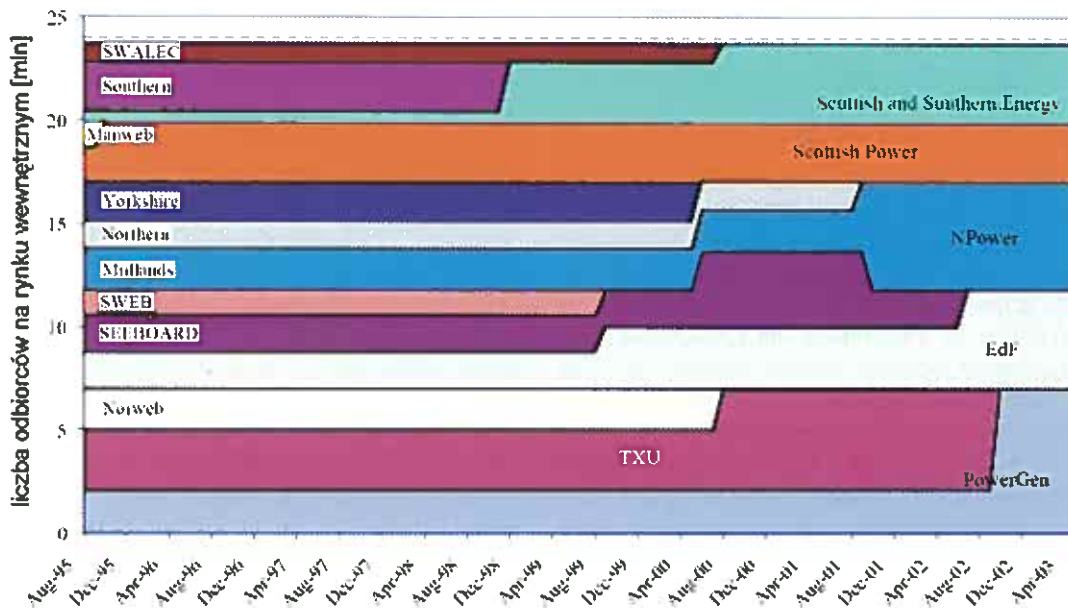
Wytwórcy i dostawcy mogą skutecznie zmniejszać pułapki inwestycyjne poprzez zawieranie kontraktów lub łączenie struktur w ramach możliwości prawnych. Z kolei rolą regulatora powinno być śledzenie kontraktów z punktu widzenia nadmiernej koncentracji na rynku oraz zbyt długiego czasu trwania umów. Kontrola nie powinna jednak prowadzić do niekorzystnego alokowania ryzyka między wykonawców.

Integracja pionowa i pozioma

Pionowa integracja między wytwórcami i dostawcami wpływa korzystnie na przepływ środków finansowych i ułatwia planowanie dużych i kosztownych inwestycji. Na rysunku poniżej przedstawiono konsolidację brytyjskich dostawców energii w okresie 7 lat. W rezultacie procesów konsolidacyjnych większość odbiorców jest zaopatrywana w energię przez pięć przedsiębiorstw wytwórczych.

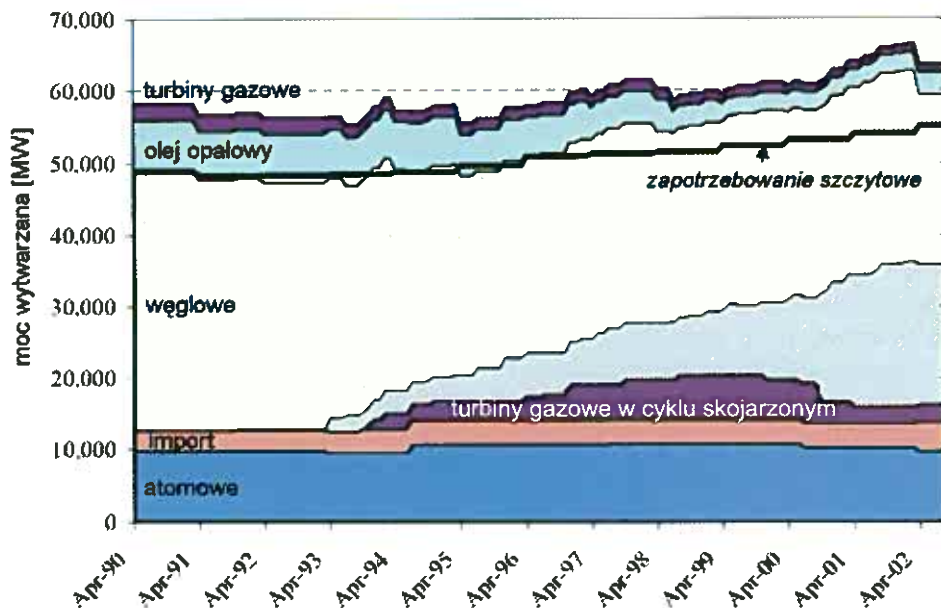
Innym rodzajem zmian, sprzyjających bezpieczeństwu inwestycyjnemu jest integracja pozioma między przedsiębiorstwami energetycznymi i gazowymi, skutkująca m.in. inwestycjami w wytwarzanie energii poprzez spalanie gazu. Ryzyko niestabilnych cen gazu może być ograniczone poprzez inwestowanie w akcje przedsiębiorstw wydobywczych, co powinno korzystnie wpływać na stabilność inwestycyjną w tym zakresie. W ostatniej dekadzie w USA i Europie zaobserwowano kilka fuzji i przejęć w sektorach gazowo-elektrycznych. Analizując konwergencję gazu z elektrycznością należy zwrócić uwagę na następujące pozytywne cechy takiego łączenia: skonsolidowane przedsiębiorstwo dzieli ryzyko na rynku wydobycia gazu i produkcji energii elektrycznej; wybór między wydobywaniem gazu i/lub produkcją z niego

Rysunek 2. Struktura własnościowa źródeł wytwórczych w Wielkiej Brytanii w okresie lipiec 1995 – kwiecień 2003



Źródło: National Grid Company – Seven Year Statement 2003; Bower J., Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales; Market Mechanism of Market Structure, Oxford Institute for Energy Studies Working Paper, 2002.

Rysunek 3. Moc źródeł wytwórczych w Anglii i Walii w latach 1990-2003



Źródło: National Grid Company – Seven Year Statement 2003; Bower J., Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales; Market Mechanism of Market Structure, Oxford Institute for Energy Studies Working Paper, 2002.

energii elektrycznej pozwala zwiększyć osiąganą zyski, szczególnie w sytuacji zaopatrywania odbiorców nie posiadających zawartych kontraktów długoterminowych lub w okresie dużych wahań cen gazu. Na samym szczycie motywacji załączeniem firm gazowych z elektrycznymi znajduje się poprawa efektywności ekonomicznej. Połączone finansowanie pozwala zrównoważyć ryzyka inwestycyjne, podnosi jednak koszty finansowe działalności. Pozytywne aspekty łączenia przedsiębiorstw powodują wzrost zainteresowania procesami konsolidacyjnymi, co rodzi jednak zrozumiałą niepokój z powodu nadmiernej koncentracji przemysłu.

Liberalizacja sektorów energetycznego i gazowego w Unii Europejskiej wyzwoliła dużą liczbę działań konsolidacyjnych, związanych z powolnymi działaniami organów regulacyjnych. W krajach, w których przedsiębiorstwa dystrybucyjne były zawsze tradycyjnie liczne, obserwuje się znaczny spadek ich liczby w ostatnich latach. Przyczyną tego zjawiska jest prawdopodobnie konieczność osiągnięcia korzyści z efektu skali. Z kolei w krajach, gdzie przedsiębiorstwa dystrybucyjne były zwykle nieliczne, ich liczba nie zmienia się lub wzrasta. Jest to najprawdopodobniej skutek działań zmierzających do zapewnienia konkurencji na rynku sprzedaży energii elektrycznej lub przeprowadzenia porównań i wzorcowania, a także w celu uniknięcia tworzenia się „prywatnych monopolii”. W innych krajach, gdzie liczba dystrybutorów utrzymuje się na średnim poziomie, następuje koncentracja ich działalności w celu wypracowania równowagi pomiędzy korzyściami z efektu skali, a utratą konkurencji. Wydzielanie części działalności na zewnątrz, optymalizacja jednostek operacyjnych oraz koncentracja operatorów systemu na działalności podstawowej, może

również ułatwić proces łączenia aktywów w celu poprawy wskaźników finansowych.

Połączenia i przejęcia doprowadziły do pojawienia się na rynku kilku dużych graczy (EDF, E.ON, RWE, ENEL, Vattenfall, Endesa i Electrabel), obejmujących dużą część aktywów obecnych i przyszłych inwestycji. Tylko bardziej zdecydowane działania regulatorów mogą zmniejszyć efekty rynkowe takiej sytuacji. Niekiedy europejskie fuzje energetyczne są wręcz określane mianem gry w pokera „dzikimi kartami”, którymi są: reżim regulacyjny – wpływający na działania przedsiębiorstw i ryzyko interwencji politycznych. Są one dogłębnie badane przez regulacyjne organy prorynkowe, gdyż mogą mieć szkodliwy wpływ na konkurencję rynkową w sektorze. Europejscy i narodowi regulatorzy interweniowali już zresztą w wielu przypadkach planowanych przejęć i fuzji, które mogły prowadzić do zaburzeń równowagi konkurencyjnej na rynkach lokalnych. Dla przykładu, w Hiszpanii interwencja władz zatrzymała połączenie Union Fenosa i Hidrocanabrigo, zaś w przypadku planów połączenia spółek Endesa i Iberdrola wpływ na ich odwołanie miała zbyt głęboka skala niezbędnych do przeprowadzenia zmian. Inwestycje na przyszłym rynku europejskim, szczególnie dotyczące dużych mocy wytwórczych i sieci przesyłowych najwyższych napięć, będą jednak wymagały przedsiębiorstw o odpowiednio dużej masie krytycznej, gdyż tylko takie udźwigną ryzyko finansowe. Będzie to istotny obszar działań dla regulatorów, którzy z jednej strony będą musieli dbać o równe warunki na rynku, z drugiej zaś, nadmierne rozproszenie kapitału będzie mogło prowadzić do ograniczenia największych inwestycji sieciowych. Źródłem potencjalnych problemów jest obecnie również

energetyka odnawialna i związane z nią techniczne i ekonomiczne aspekty funkcjonowania.

Widoczna jest także tendencja do tworzenia większych, międzynarodowych przedsiębiorstw. Istnieją trzy przyczyny tego procesu. Pierwszą z nich jest trwający proces prywatyzacji sektora energetycznego. Ograniczenia finansowe na wszystkich poziomach administracji rządowej, prawie w każdym kraju europejskim, zmuszają rządy wielu państw do sukcesywnej prywatyzacji tych przedsiębiorstw. Nowi prywatni właściciele dążą do łączenia spółek, tj. dodawania nowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych do przedsiębiorstwa przejętego pierwotnie w ramach jednego kraju, tak aby osiągnęło ono rozmiary zapewniające zrównoważony rozwój. Strategia ta oceniana jest pozytywnie przez sektor finansowy, co stymuluje dalsze, jeszcze intensywniejsze działania zmierzające w tym kierunku zarówno ze strony podmiotów międzynarodowych, jak i „ambitnych” przedsiębiorstw krajowych. Dodatkowo w wielu krajach niezbędna jest modernizacja przestarzałych lub wymiana zużywających się elementów sieci. W rezultacie przedsiębiorstwa są zmuszone do zdobywania kapitału na rynkach – nie ma natomiast nacisku na rządy, aby finansowały tego typu działania. W tej sytuacji najlepszym rozwiązaniem jest tworzenie międzynarodowych, stabilnych finansowo firm, które są w stanie zdobyć wymagane fundusze. Drugą przyczyną jest wzrost znaczenia samych urzędów regulacyjnych – przynajmniej w państwach członkowskich Unii Europejskiej. Krajowe urzędy regulacyjne działają na podstawie przepisów dyrektyw unijnych, w ścisłej współpracy, której celem jest zwiększenie efektywności działania oraz standardów jakościowych operatorów sieciowych. Podejmowanie są inicjatywy mające na celu konsekwentną redukcję kosztów, wydzielenie działalności ubocznej, oraz restrukturyzację przedsiębiorstw celem osiągnięcia optymalnej struktury organizacyjnej. Działania te często prowadzą do fuzji spółek. Trzecim elementem wpływającym na tendencję koncentracji przedsiębiorstw dystrybucyjnych jest konieczność wprowadzenia prawnego wydzielenia działalności dystrybucyjnej do 1 lipca 2007 r.

Ujednolicanie struktur operatorów

Biorąc pod uwagę postanowienia unijnej dyrektywy wprowadzającej konkurencję na rynku sprzedaży energii elektrycznej nie dziwi fakt, że operatorzy sieci dystrybucyjnej działający na rynkach regulowanych mają zwykle podobną strukturę oraz zakres działalności. Cechą wspólną dla wszystkich dystrybutorów jest ich struktura własnościowa oraz zarządzanie aktywami sieciowymi. Główne różnice dotyczą obecnie stopnia rozdziału ze sprzedażą energii elektrycznej, szczególnie w zakresie obsługi klienta, opomiarowania i naliczania opłat.

W niektórych krajach przedsiębiorstwa dystrybucyjne zajmują się odczytem liczników, naliczaniem płatności oraz zarządzaniem relacjami z klientami. W innych krajach klienci mają kontakt głównie ze sprzedawcami detalicznymi, natomiast przedsiębiorstwa dystrybucyjne

zajmują się zwykle zmianą sprzedawcy przez odbiorcę oraz usuwaniem usterek w sieci.

Unbundling doprowadzi najprawdopodobniej do większego zbliżenia zakresu działania i charakteru przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Jednym z aspektów, które mogą mieć nadal ogromny wpływ na zakres działalności i środowisko operacyjne dystrybutorów jest kwestia własności aktywów oraz zakres kontroli lokalnej, regionalnej lub ogólnokrajowej, której podlegają. Czynniki te mogą również wpłynąć na mechanizmy regulacji przychodów. Należy tu mieć na uwadze znaczne różnice pomiędzy poszczególnymi krajami pod względem struktury własnościowej sieci lokalnych oraz stopnia, w jakim władze promują konkurencję w obszarach działalności związanej z opomiarowaniem i nowymi przyłączeniami do sieci.

Stara koncepcja poziomo zintegrowanego monopolu przedsiębiorstw pozwalała na realizację niezbędnych inwestycji z zachowaniem standardów bezpieczeństwa, wymogów prawnych, jak również dywersyfikacji wykorzystania paliw. Taki model działania powodował niekiedy problemy w zakresie określenia realnych i ekonomicznie uzasadnionych kosztów inwestycji, jak również nie był skojarzony z czynnikiem czasowym realizacji nowych połączeń lub nowych mocy wytwórczych. W przypadku rynku liberalizowanego inwestycje muszą być umotywowane przyszłymi zyskami. Dyrektywy europejskie pozostawiają projektowanie i wykonawstwo nowych mocy wytwórczych w rękach rynku, z wyłączeniem inwestycji ograniczających istniejące przeszkody w dostawach energii.

Rynki regionalne

Rozważając możliwość rekomendacji dla skorzystania z funkcjonujących na rynku skandynawskim rozwiązań, należy wydzielić dwa obszary, a mianowicie:

- rynek regionalny – rozwiązania w zakresie tworzenia i rozwoju rynku regionalnego,
- rynek krajowy – liberalizacja rynku.

Przyjęty model funkcjonowania rynku lokalnego, a ściślej mówiąc jego segmentacja jest zasadniczo różna od modelu polskiego. Na rynku nordyckim znaczącą rolę odgrywa giełda energii (udostępnianie zdolności przesyłowych międzysystemowych). Model funkcjonujący w naszym regionie to kontrakty bilateralne oraz aukcje skoordynowane na zdolności przesyłowe, które również bazują na rozwiązaniach rynkowych.

Eksperyment brytyjski pokazał kilka ważnych lekcji dla liberalizacji rynku energii. Po pierwsze, rozdzielenie własności linii przesyłowych od wytwarzania energii pozytywnie wpływa na konkurencję rynkową oraz ograniczenie kosztów działalności przez rozdzielone przedsiębiorstwa (zadania tego nie udało się zrealizować w Szkocji). Po drugie, podczas gdy konkurencja wymusza cięcie kosztów, na rynkach skoncentrowanych nadal istnieją duże marginesy poprawy efektywności. Taki stan rzeczy jest często wynikiem oporu władz krajowych, które nie mają ustalonego harmonogramu działań liberalizacyjnych. Inwestycje w nowe moce wytwórcze mogą być prowadzone zarówno przez giełdę, realizowane na zasa-

dzie franczyzy lub po prostu pozostawione wolnemu rynkowi. Dotyczy to również odstawiania mocy wytwórczych i wprowadzania ich po remontach. Liberalizacja niesie ze sobą wzrost ryzyka funkcjonowania dla przedsiębiorstw wytwórczych, które zaczynają poszukiwać dróg integracji z dostawcami. Integracja pozioma jest w takim przypadku stopniowo zastępowana przez pionową, jednocześnie pojawia się utrudnienie w wejściu na rynek nowych, słabszych podmiotów. Lepszą alternatywą jest startowanie do liberalizacji rynku od struktury wyjściowej rozproszonej. Tylko wówczas można wprowadzać skuteczniejsze ograniczenia prawne w zakresie koncentracji działalności, korzystnie wpływając na płynność rynku, konkurencyjne kontrakty, zmniejsza się jednak możliwość śledzenia kosztów i zalet konkurencji między silnymi podmiotami.

Niewątpliwie droga do utworzenia sprawnie funkcjonującego rynku regionalnego jest długa i nie należy spodziewać się natychmiastowych rezultatów tym bardziej, że i na doświadczonym rynku skandynawskim jest jeszcze wiele do zrobienia. Przykładem wartym naśladowania jest współpraca pomiędzy OSP oraz zakres wspólnie wypracowanych rozwiązań. Są one możliwe między innymi dzięki neutralności OSP na rynku oraz znakomitej wymianie i udostępnianiu informacji. Najlepszym przykładem transparentności w zakresie bieżącej sytuacji oraz funkcjonowania rynku, jak również doskonałej organizacji tych informacji, jest strona internetowa skandynawskiej giełdy energii.

W warunkach Europy kontynentalnej prowadzenie ruchu sieci jest znacznie bardziej skomplikowane ze względu na warunki techniczne funkcjonowania systemów przesyłowych o charakterze zamkniętym. Powoduje to, że utrudniona jest pełna implementacja funkcjonalnego modelu rynku, który sprawdził się już w mniej rozbudowanych systemach elektroenergetycznych.

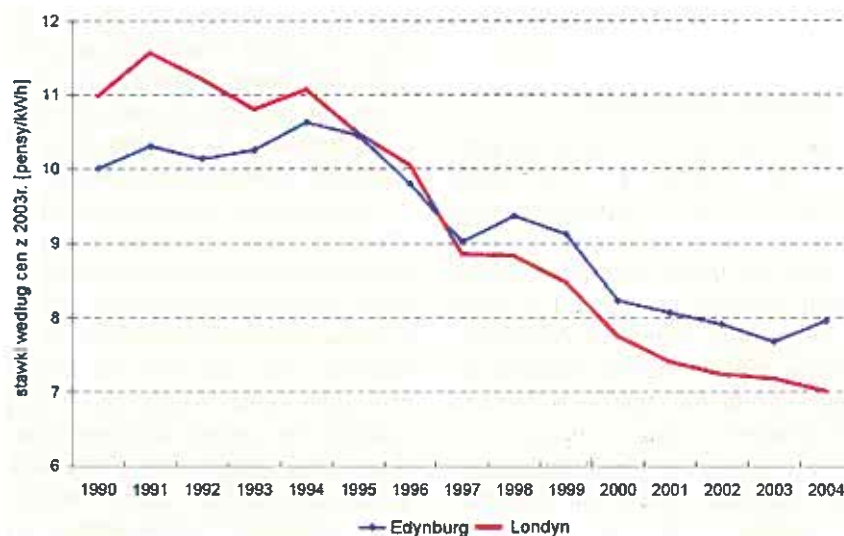
W zakresie liberalizacji rynku, należy wskazać pewne uniwersalne rozwiązania, wspólne dla wielu rynków. Występuje wyraźny rozdział działalności usługowej związanej z przesyłaniem energii elektrycznej od działalności handlowej, związanej ze sprzedażą energii, czyli prawne i w zasadzie również własnościowe wyodrębnienie operatorów systemów i to zarówno na poziomie operatora systemu przesyłowego, jak i na każdym niższym poziomie (dystrybucja) – w przypadku Szwecji są to sieci regionalne oraz lokalne. Biorąc pod uwagę, że właściciel sieci ma zachować neutralną pozycję na rynku, takie rozdzielanie stanowi praktyczną podstawę dalszych działań w kierunku liberalizacji i wprowadzania konkurencji.

Regulacja

Urzędy regulacyjne we wszystkich krajach muszą wypracować równowagę pomiędzy interesem odbiorców (którzy zwykle kładą nacisk na ceny i jakość usług) oraz interesem przedsiębiorstw (zwrot z inwestycji). W przypadku, gdy na w miarę spójnym rynku działa kilku dystrybutorów energii elektrycznej, urzędy regulacyjne mogą przeprowadzić analizy porównawcze. Jeżeli przedsiębiorstwa są nieliczne lub, jeżeli rynek jest zróżnicowany, urzędy regulacyjne wykorzystują fikcyjny model w celu dokonania oceny kosztów, albo przeprowadzają szczegółową analizę kosztów w ramach regulacji zysku.

Wskutek dużego zróżnicowania środowiska działania przedsiębiorstw, zakresu działalności oraz struktury własnościowej, powstają różne modele regulacyjne. Analiza rentowności działalności w celu oceny możliwości osiągnięcia odpowiedniej marży, nie jest zadaniem łatwym. Z jednej strony różne praktyki i metody rachunkowości stanowią źródło odchyłań opublikowanych wyników w zakresie stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału (ROCE). Z drugiej jednak strony, określanie ROCE bez żadne-

Rysunek 4. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (średnie zużycie energii 3300 kWh/rok) w Edynburgu i Londynie w latach 1990-2004



Źródło: DTI Energy Group – Energy Prices.

go odniesienia do poziomu stopy zwrotu wymaganej ze strony rynku finansowego (tj. średniego ważonego kosztu kapitału WACC) nie ma sensu.

Możliwość wiarygodnego prognozowania długofalowej stopy zwrotu z inwestycji jest kluczowym elementem dla określania rentowności przedsiębiorstw. Większa przewidywalność długofalowych mechanizmów regulacyjnych będzie miała pozytywny wpływ na rentowność przedsiębiorstwa, i zwiększy zaufanie dla długofalowych inwestycji w zakresie infrastruktury.

Oparta na doświadczeniach brytyjskich z lat 80. koncepcja wprowadzenia konkurencji w branży opiera się na podziale elektroenergetyki na 3 podsektory: wytwarzanie, regulowana działalność sieciowa – przesyłanie i dystrybucja oraz handel energią elektryczną. Zakłada ona, że handel i wytwarzanie zostaną objęte ogólnymi konkurencyjnymi zasadami rynkowymi, jedynie nieznacznie zmodyfikowanymi stosownie do specyfiki energii elektrycznej – towaru, którego nie można efektywnie magazynować. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej odbywać się będzie zaś w warunkach monopolu naturalnego, a konkurencję zastąpi nadzór urzędów regulacyjnych. Koncepcja została przyjęta w krajach z rozwiniętymi systemami elektroenergetycznymi i, jak dotąd, w różnym stopniu została wdrożona.

Jednym z możliwych rozwiązań jest również wypracowanie wspólnych zasad „warunków specjalnych”, które będą determinować ingerencję organów politycznych w energetykę. Przykładowo latem 2003 roku istniało duże ryzyko zbankrutowania przez British Energy. Rząd zdecydował się na zainwestowanie 5 mld funtów dla uratowania przedsiębiorstwa, w którego rękach znajdowały się elektrownie atomowe. Gdyby dopuszczono do ich wyłączenia, natychmiast zmniejszyłyby się marginesy mocy rezerwowej w systemie, w krótkim czasie prowadząc do ryzyka wyłączeń. Analizy wykazały, że margines dostępnej zdolności wytwórczej w stosunku do potrzeb spadłby do 10% stanu obecnego, nawet przy założeniu pełnego wykorzystania połączeń zewnętrznych. Pomimo, że w tym przypadku interwencja polityczna była niezbędna, pojawił się niebezpieczny precedens, powodujący powstanie pytania, czy ryzyko przyszłych inwestycji nie będzie prowadziło do nadmiernej ostrożności graczy rynkowych. W przypadku elektroenergetyki ryzyko inwestycyjne niesie ze sobą niestety możliwość przerwania dostaw energii do odbiorców.

Postępująca koncentracja kapitału wywołuje zapotrzebowanie na następny kapitał, dochodzi do przejęć firm słabszych, osłabienia konkurentów lub ich bankructwa, a w efekcie do osłabienia presji do konkurowania. W dobrowolnym łączeniu się kapitału lub firm często też upatruje się formy obrony przed zagrożeniem ze strony silniejszego konkurenta. Firmy duże, przez co należy rozumieć firmy o dużej wartości i z dużymi przychodami, nie tylko uzyskują przewagę na konkurencyjnym rynku, ale także powodują kształtowanie w korzystny dla siebie sposób zasad funkcjonowania gospodarki i przepisów prawa gospodarczego.

Dopiero uzgodnienie i praktyczna implementacja podstawowych i uniwersalnych rozwiązań pozwala na szerszą dyskusję nad rozwiązaniami szczegółowymi, przykładowo w zakresie bilansowania czy zarządzania ograniczeniami. Funkcjonujące w Szwecji rozwiązania w tym zakresie są wynikiem wspólnych decyzji OSP tworzących rynek regionalny. Niemniej jednak wybór szczegółowych rozwiązań nie jest uniwersalny i zależy w dużej mierze od uwarunkowań otoczenia (warunki techniczno-ekonomiczne rynku).

Podsumowanie

Do najważniejszych instytucji, które powinny podejmować działania na rzecz uwalniania rynku w Polsce bezsprzecznie należy Urząd Regulacji Energetyki. Obecnie do najpoważniejszych barier rozwoju rynku energii należy m.in. brak standardów zmiany sprzedawcy (procedury, standardy załatwiania wniosków), niesprecyzowane wymagania techniczne odnośnie liczników i transmisji danych. Nadal brak jest wyodrębnienia operatorów systemów dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa obrotu akcentują również brak określenia procedur rozliczeń i bilansowania dla poszczególnych grup odbiorców uprawnionych (także przy wykorzystaniu krzywych obciążeń), ze szczególnym uwzględnieniem rynków lokalnych, konieczność opracowania standardowych umów przesyłowych i sposobów ich zawierania, opracowanie oraz wdrożenie jednolitych i przejrzystych procedur zmiany sprzedawcy.

Znowelizowane zapisy polskiego prawa energetycznego, które weszło w życie w dniu 3 maja 2005 r., wprowadzają tylko ogólne ramy będące podstawą funkcjonowania konkurencji na rynku hurtowym i detalicznym. Jesteśmy obecnie na etapie praktycznej implementacji prawa energetycznego, zaś nadal przed nami jest zadanie określenia i realizacji szczegółowych rozwiązań, między innymi poprzez rozporządzenia i inne uzgodnienia sektorowe.

Niestety zasady rządzące rynkiem energii w Polsce należą do skomplikowanych. W pierwszej kolejności należy je sprowadzić do prostych, czytelnych reguł, które nie będą się różniły od zasad obrotu innymi towarami. Zasady funkcjonowania rynku powinny być zrozumiałe nie tylko dla dużych odbiorców, zatrudniających fachowców od energii, ale również dla mniejszych odbiorców, którzy powinni umieć dostrzec korzyści z funkcjonowania rynku.



Autor jest pracownikiem ENEA SA oraz doradcą społecznym Prezesa URE

Literatura:

1. CEER EMKT/task force report (EMKT-1), Comparative analysis of Power Exchanges, third draft report, 14.10.2005.
2. Duda M., *Problemy inwestowania na rynku energii elektrycznej*, Agencja Rynku Energii SA, Świat Energii, wrzesień 2005.
3. Eurelectric, *The Operating Environment for Distribution Companies*, nr ref, 2004-233-0005, Wydawnictwo PTPiREE, luty 2005.
4. Gawin R., *Skandynawski rynek energii elektrycznej – przypadek szczególny czy uniwersalne rozwiązania?*, Biuletyn URE nr 4/2005.
5. Hastings M., *Electric Industry Update*, Edison Electric Institute, prezentacja dla CEER WG, 17 maja 2005.
6. Komunikat Komisji Wspólnot Europejskich do Rady i Parlamentu Europejskiego – Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, 2005.
7. Newbery D.M., *Electricity Liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design*, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0469.
8. Pazda A., *O reformowaniu sektora elektroenergetycznego*, Wokół Energetyki, czerwiec 2005.
9. Roques F., Newbery D.M., *Generation Adequacy and Investment Incentives in Britain: from the Pool to NETA*, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0459, October 14, 2004.
10. Staschus K., Dekeyser H., Voorhorst B., *European forum for energy Business Information eXchange: Data exchange crucial for customer choice*, prezentacja dla CEER WG, Bruksela, 21 września 2005.
11. Tokarski S., Janikowski J., *Inne aspekty rynku. Wspólny rynek europejski czy rynki regionalne? (część III)*, Koncern – Gazeta Południowego Koncernu Energetycznego SA, lipiec 2005.



Elektrownia wodna Gródek

ZAOPATRZENIE KRAJÓW EUROPY ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ W CIEPŁO I KOGENERACJA – STAN OBECNY I PERSPEKTYWY ROZWOJU

Witold Cherubin

1. Obecna sytuacja sektora ciepłowniczego

Zaopatrzenie w ciepło jest istotnym elementem gospodarki energetycznej w państwach Europy Środkowej i Wschodniej (regionu). Ciepłownictwo tradycyjnie przeważa w krajach Europy Środkowej i Północnej (Czechy, Estonia, Litwa, Łotwa, Polska, Słowacja), w których warunki klimatyczne (długie zimy) wpłynęły na rozwój ciepłownictwa w sektorze mieszkaniowym (ogrzewanie pomieszczeń i ciepła woda użytkowa). Jednakże ciepłownictwo rozwinęło się również w południowych krajach tego regionu (Bulgaria, Węgry, Rumunia, Słowenia). Systemy ciepłownicze mają wprawdzie charakter lokalny, ale odgrywają istotną rolę w całej gospodarce narodowej. W tabeli 1 przedstawiono dane dotyczące ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczych i udziału tego sektora w rynku ciepła w niektórych krajach tego regionu.

Mankamenty gospodarki centralnie planowanej doprowadziły do nieefektywności systemów zaopatrzenia w ciepło i nadmiernych strat energii. Polityka inwestycyjna i energetyczna dawnych krajów „socjalistycznych” spowodowała stosunkowo niską efektywność wytwarzania i dystrybucji ciepła oraz znacznie większe straty ciepła w budynkach niż w krajach Europy Zachodniej, a także brak korelacji pomiędzy cenami i kosztami oraz subsydiowanie sektora ciepłowniczego z budżetu państwa.

Należy podkreślić, że systemy ciepłownicze są w istocie systemami dystrybucji nośnika ciepła, gdyż ciepło może być wytwarzane przy wykorzystaniu różnych technologii oraz różnych paliw. Struktura energii pierwotnej w krajach regionu jest zróżnicowana. Podstawowymi paliwami zużywanymi w elektrociepłowniach (EC) i ciepłowniach w poszczególnych krajach są węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny, a także ciężki olej opalowy, drewno i torf. Oznacza to, że systemy ciepłownicze są ściśle powiązane z innymi sektorami energetycznymi (energia elektryczna, gaz, węgiel, ropa), jak również z lokalnymi zasobami energetycznymi (geotermia, ciepło odpadowe z przemysłu, śmieci, drewno itd.). Ponieważ w wielu krajach regionu występuje uzależnienie od jedyne-

go dostawcy gazu, istotne znaczenie dla sektora ciepłowniczego ma problem bezpieczeństwa energetycznego.

Węgiel jest podstawowym paliwem dla sektora ciepłowniczego w regionie, a jego udział wynosi średnio 50% energii zawartej w zużytych paliwach. Gaz ziemny jest również intensywnie wykorzystywany, a oba te paliwa stanowią w przybliżeniu 85% energii paliw zużytych w regionie. Udział oleju opałowego wynosi ok. 9%. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie wzrosło z 1,5% w roku 2001 do prawie 5% w 2003 r. Energia pochodząca ze spalania śmieci i nadwyżek ciepła z przemysłu stanowi ok. 1%.

W latach 2001-2003 zwiększył się udział gazu ziemnego zużywanego dla potrzeb ciepłownictwa w Czechach, Estonii, na Łotwie, w Rumunii i na Węgrzech, głównie w wyniku modernizacji systemów ciepłowniczych, polegającej na zastępowaniu kotłów opalanych węglem lub olejem opalowym przez nowe elektrociepłownie opalane gazem ziemnym i przejściu na paliwo bardziej przyjazne dla środowiska.

W regionie istnieją niewykorzystane dotychczas możliwości wykorzystania energii odnawialnej, śmieci oraz nadwyżek ciepła z przemysłu.

Dominującym paliwem w Czechach, Polsce i Słowacji jest węgiel. W Polsce węgiel kamienny jest stosowany w EC i dużych ciepłowniach, natomiast w małych źródłach coraz większe zastosowanie ma gaz i niekiedy olej (w okolicach, gdzie nie ma sieci gazowej). W Bułgarii, Rumunii i na Węgrzech, a także w krajach bałtyckich duży udział ma gaz ziemny (powyżej 50%, z wyjątkiem Estonii). Udział energii odnawialnej jest stosunkowo wysoki w Estonii i na Łotwie.

Po okresie znacznego ograniczenia ilości ciepła dostarczanego odbiorcom z systemów ciepłowniczych można zaobserwować pierwsze oznaki stabilizacji w regionie, a w ciągu ostatnich lat nawet niewielki (1-2%) wzrost – z wyjątkiem Bułgarii i Rumunii. Zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło wynika z racjonalnego i oszczędnego użytkowania energii przez odbiorców (zwłaszcza w miesz-

Tabela 1. Ilość ciepła dostarczonego do sieci i jego udział w rynku ciepła

Kraj	Bulgaria	Czechy	Estonia	Węgry	Łotwa	Litwa	Polska	Rumunia	Słowacja
Ciepło [GWh]	8 777	40 562	10 200	16 024	9 180	10 572	105 000	23 010	7 870
Udział [%]	18	44	40	16	70	50	54	24	40

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

kalnictwie) i ograniczenia (z różnych przyczyn) poboru ciepła przez odbiorców przemysłowych w ciągu ostatnich 10-15 lat. Natomiast obserwowany ostatnio wzrost liczby przyłączanych odbiorców stanowi wynik polityki energetycznej i przepisów, wprowadzonych w niektórych krajach, zmniejszenia strat ciepła w sieciach ciepłowniczych (nadal rządu 10-20%) i ogólnej poprawy efektywności, dzięki modernizacji systemów ciepłowniczych.

W niektórych krajach podjęto też badania nad celowością budowy małych scentralizowanych układów chłodniczych (dla centrów handlowych, budynków użyteczności publicznej itd.), jako energetycznie efektywnych rozwiązań, zapewniających odpowiedni komfort wewnątrz pomieszczeń w okresie lata. Obecnie w krajach regionu takie systemy chłodnicze prawie nie występują. Niemniej jednak podjęto inicjatywę i w nowych projektach zaczęto rozważać centralne chłodnictwo jako opcję, szczególnie w połączeniu z rozwojem sektora usługowego. Np. w Czechach przewiduje się budowę instalacji o mocy rządu 6 MW dla browaru, uniwersytetu i centrum handlowego. Na Litwie układy chłodnicze są przewidywane dla Wilna.

Dzięki zastosowaniu przez niektóre kraje regionu systemów wspomagania, zwłaszcza dla bardzo małych i małych EC, zarejestrowano niewielki wzrost udziału kogeneracji w ilości wytwarzanego ciepła (rządu 1-2%). Trend ten występuje w krajach wdrażających systemy wspomagania przy zastępowaniu ciepłowni przez EC. Największy wzrost produkcji w skojarzeniu zarejestrowano na Węgrzech dzięki polityce energetycznej faworyzującej małe EC w długim okresie czasu. Średnioważony udział kogeneracji w regionie wynosi 55%, przy czym w krajach bałtyckich udział ten stanowi 35% a na Węgrzech 72%. Istnienie w regionie systemów ciepłowniczych stwarza możliwości dalszego rozwoju produkcji skojarzonej i koncepcji zintegrowanego zasilania w energię na poziomie lokalnym (spalarnie śmieci, wykorzystanie ciepła odpadowego itp.). Korzystne warunki lokalne wpływają też na wzrost produkcji ciepła w odnawialnych źródłach energii.

W regionie można zaobserwować tendencję do integracji pionowej w sektorze ciepłowniczym (łączenie działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła). Zazwyczaj przedsiębiorstwa ciepłownicze eksploatują systemy ciepłownicze w pojedynczych miastach (lub ich części), ale istnieją też przedsiębiorstwa eksploatujące wiele źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych w różnych miastach leżących w tym samym, bądź w różnych województwach. Niekiedy występuje też pozioma integracja z innymi usługami energetycznymi.

W regionie występują różne formy organizacyjno-prawne przedsiębiorstw ciepłowniczych:

- Przedsiębiorstwa państwowe (nieprzekształcone w spółki prawa handlowego).
- Komunalne/miejskie zakłady budżetowe.
- Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, stanowiące własność komunalną.
- Spółki akcyjne, stanowiące własność komunalną.

- Firmy prywatne należące do osób fizycznych lub prawnych (niektóre firmy prywatne są właścicielami systemów ciepłowniczych, a inne eksploatują źródła ciepła i sieci ciepłownicze wydzierżawione od władz komunalnych).
- Różne formy partnerstwa publiczno-prywatnego (głównie spółki prawa handlowego należące częściowo do Państwa lub władz komunalnych i częściowo do prywatnej firmy/przedsiębiorstwa).

Struktura organizacyjna i właścicielska przedsiębiorstw ciepłowniczych w poszczególnych krajach regionu jest zróżnicowana. W niektórych krajach systemy ciepłownicze są pod względem właścicielskim zdecentralizowane (są głównie własnością komunalną) i proces ten pogłębia się, natomiast w innych krajach w dalszym ciągu istnieją państwowi dostawcy ciepła. Bardzo istotna jest postępująca prywatyzacja elektrociepłowni i przedsiębiorstw ciepłowniczych, polegająca zwykle na sprzedaży udziałów lub sprzedaży w drodze przetargu całego przedsiębiorstwa (systemu), przy czym w prywatyzacji systemów ciepłowniczych uczestniczą inwestorzy zagraniczni i krajowi. W tabeli 2 (str. 29) przedstawiono krótki opis organizacji i struktury własnościowej systemów ciepłowniczych w różnych krajach regionu.

Proces transformacji sektora ciepłowniczego w regionie jeszcze nie został ukończony, a formy organizacyjno-prawne przedsiębiorstw ciepłowniczych ulegają ciągłym zmianom. Np. w Bułgarii od 2003 r. rozpoczęto prywatyzację małych przedsiębiorstw ciepłowniczych (obecnie siedem przedsiębiorstw jest sprywatyzowanych). W Czechach występuje odwrotna tendencja przechodzenia od własności prywatnej do komunalnej. Na Litwie system oparty na leasingu był rozwijany tam, gdzie niezbędna była renowacja majątku trwałego. Na Węgrzech większość przedsiębiorstw ciepłowniczych należy do władz komunalnych, natomiast duże EC są sprywatyzowane. W Rumunii, po procesie restrukturyzacji (podział na małe jednostki, przekazanie pod zarząd komunalny), oczekiwana jest pionowa integracja systemów ciepłowniczych.

Należy podkreślić, że przekształcenia własnościowe i organizacyjne stanowią jedynie początek restrukturyzacji sektora ciepłowniczego. Proces ten obejmuje także transformację ekonomiczną i odpowiednie działania techniczne ukierunkowane na poprawę efektywności energetycznej, zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska, poprawę jakości i niezawodności dostawy ciepła, obsługi klienta itd.

Poprawa efektywności systemów ciepłowniczych wymaga inwestycji zarówno po stronie dostawcy (źródła ciepła i sieci ciepłownicze), jak i po stronie odbiorcy (węzły cieplne, instalacje odbiorcze w budynkach). Mimo różnych uwarunkowań ekonomicznych i organizacyjnych sektora ciepłowniczego w różnych krajach regionu, tendencje restrukturyzacyjne tego sektora są podobne. Podstawowymi kierunkami są: poprawa efektywności i opłacalności systemów ciepłowniczych, zmiana struktury paliw zużywanych w EC i ciepłowniach (zwiększenie

Tabela 2. Organizacja i struktura własnościowa systemów ciepłowniczych

Kraj	Organizacja sektora	Struktura własnościowa ciepłownictwa
Bulgaria	scentralizowana – 2 dostawców ciepła: władze miasta Sofii oraz Ministerstwo Energetyki i Zasobów Energetycznych	zróznicowana: w Sofii własność komunalna, 18 przedsiębiorstw ciepłowniczych jest własnością państwa
Czechy	zdecentralizowana – 732 miejskie lub przemysłowe przedsiębiorstwa ciepłownicze	zróznicowana: majątek sieciowy stanowi własność komunalną; źródła ciepła są państwowe lub przemysłowe
Estonia	zdecentralizowana – wielu dostawców ciepła: przedsiębiorstwa komunalne i przemysłowe	zróznicowana: państwowa Eesti Energia, jest właścicielem 3 największych źródeł ciepła, właścicielami pozostałego majątku są władze komunalne i firmy prywatne/przemysłowe
Węgry	zdecentralizowana – 150 przedsiębiorstw (komunalne, prywatne lub przemysłowe), oddzielnie duże źródła i oddzielnie sieci ciepłownicze	zróznicowana: majątek sieciowy stanowi własność komunalną; źródła ciepła są prywatne lub przemysłowe
Łotwa	zdecentralizowana – 40 przedsiębiorstw (komunalne, prywatne lub przemysłowe), oddzielnie duże źródła i oddzielnie sieci ciepłownicze	zróznicowana: majątek ciepłowniczy jest własnością państwa lub komunalną, a niekiedy prywatnych inwestorów
Litwa	zdecentralizowana – 40 przedsiębiorstw komunalnych lub przemysłowych	zróznicowana: majątek ciepłowniczy jest przeważnie własnością komunalną lub prywatną, a także kilku przedsiębiorstw przemysłowych
Polska	zdecentralizowana – 1 117 przedsiębiorstw (komunalne, państwowe, przemysłowe i prywatne)	zróznicowana: komunalne zakłady budżetowe, spółki z o.o. lub SA, firmy prywatne
Rumunia	zdecentralizowana – 184 przedsiębiorstwa (komunalne, państwowe, przemysłowe i małe firmy prywatne)	zróznicowana: komunalne zakłady budżetowe, spółki użyt. publicznej (z o.o. lub SA), firmy handlowe
Słowacja	zdecentralizowana – ok. 1 200 dostawców ciepła (komunalne, przemysłowe i prywatne)	zróznicowana: komunalne spółki z o.o. lub SA, firmy prywatne, przedsiębiorstwa przemysłowe

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

Tabela 3. Mechanizmy wsparcia finansowego w krajach regionu

Kraj	Fundusze inwestycyjne/Rodzaje inwestycji
Bulgaria	Pożyczki Banku Światowego (WB) i Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBRD). Głównie inwestycje sieciowe (rurociągi i węzły ciepłownicze)
Czechy	Głównie fundusze własne, fundusze Unii Europejskiej oraz kredyty z banków komercyjnych. Regulacja rynku ciepłowniczego zapewnia stabilność inwestycji
Estonia	Fundusze Własne: Program Oszczędności Energii i Fundusze UE: Strukturalne i Spójności – rozwinięte zwłaszcza dla odnawialnych źródeł energii
Węgry	Fundusze własne (rządowe) i Fundusze Strukturalne Unii Europejskiej – inwestycje w zakresie EC; Dostępny budżet jest zbyt niski dla finansowania inwestycji w budynkach
Łotwa	Fundusze własne: Program Inwestycji Publicznych dla większych projektów (możliwe dotacje do 30% kosztu inwestycji); Fundusz Efektywności Energii dla mniejszych projektów oraz Komunalny Fundusz Rozwoju, a także Fundusze Strukturalne i Spójności Unii Europejskiej. Fundusze te są również wykorzystywane w sektorze ciepłownictwa i EC
Litwa	Fundusze własne: Komunalny Program Rozwoju Infrastruktury. Pożyczki z WB i EBRD, Fundusze Strukturalne Unii Europejskiej. Inwestycje głównie w zakresie EC i sieci ciepłowniczych (rurociągi przesyłowe)
Polska	Fundusze własne: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (możliwe dotacje i pożyczki do 50% kosztów realizacji projektu) oraz „EKOFUNDUSZ” (możliwe dotacje do 50% kosztów inwestycji). Fundusze Unii Europejskiej, międzynarodowe instytucje finansowe (np. WB, EBRD). Główne inwestycje dotyczą dużych EC
Rumunia	Fundusze własne i Fundusze Przedakcesyjne Unii Europejskiej, międzynarodowe instytucje finansowe (WB, EBRD, EIB)
Słowacja	Brak wsparcia finansowego – finansowanie własne

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

udziału gazu, lokalnych odnawialnych źródeł energii, spalarni odpadów itp.) oraz rozwój produkcji skojarzonej (szczególnie małych EC).

We wszystkich krajach regionu modernizacja istniejących systemów ciepłowniczych wiąże się z termo-modernizacją budynków należących do odbiorców. Przynosi to zmniejszanie strat ciepła i poprawę jakości usług, jak również zmniejszenie średniego wskaźnika zapotrzebowania na ciepło dostarczane do budynków.

Inwestycje w sektorze ciepłownictwa są finansowane z różnych źródeł, takich jak: własne fundusze narodowe, dotacje, banki krajowe i zagraniczne, inwestorzy prywatni itp. W niektórych krajach (np. w Czechach i Estonii) obserwuje się rozwój bezpośrednich inwestycji zagranicznych, realizowanych przez duże firmy (np. Dalkia, Fortum, Vatenfall). Istnieją też różne instrumenty finansowe funkcjonujące w okresie realizowania inwestycji, jak np. podatki preferencyjne, zachęty wspomagające budowę EC, a także system finansowania przez trzecią stronę (np. Węgry, Polska). W regionie istnieją różne mechanizmy wspomagania finansowego, opisane pokrótce w tabeli 3 (str. 29).

2. Regulacja cen i podatki

Istotnym czynnikiem przekształceń ekonomicznych jest cenotwórstwo, gdyż w przeszłości ceny ciepła były bardzo niskie. Użytkownicy pokrywali jedynie drobną część kosztów wytwarzania i przesyłania ciepła. Z tego powodu ciepłownictwo w krajach regionu było subsydiowane. Ponoszone przez odbiorców opłaty za ciepło obliczono nie na podstawie pomiarów ilości dostarczonego ciepła, ale jako „opłatę ryczałtową” (za m², za osobę itd.). Ostatnio ceny w ciepłownictwie zaczynają odzwierciedlać koszty, a dwuczłonowa struktura taryf zaczyna być normą, podobnie jak w krajach zachodnich.

Jednakże brak pomiarów poboru ciepła w niektórych krajach powoduje, że opłaty ponoszone przez odbiorców w dalszym ciągu są niezależne od ilości dostarczonego ciepła. W ciągu ostatnich lat w kilku krajach (np. Węgry, Polska) podjęto ogromny wysiłek finansowy i organizacyjny dla wyposażenia wszystkich systemów ciepłowniczych (węzłów cieplnych) w ciepłomierze. W kilku krajach rozpowszechniane są systemy indywidualnego rozdziału kosztów ciepła wraz z regulacją temperatury pomieszczeń w budynkach wielorodzinnych (np. Polska). W innych krajach regionu pomiary dostarczanego ciepła są stopniowo wdrażane.

W niektórych krajach regionu w dalszym ciągu stosowane są w ciepłownictwie taryfy jednoczłonowe, pokrywające ponoszone przez przedsiębiorstwo ciepłownicze koszty zmienne (paliwo) i stałe (wraz z inwestycjami):

- jeśli zużycie ciepła nie jest mierzone – jako opłata ryczałtowa (€/m² lub €/osobę),
- jeśli pomiar zużycia ciepła funkcjonuje – jako cena ciepła (€/MWh lub €/GJ).

Jednakże w przypadku „a” jednoczłonowa taryfa powoduje brak stabilności finansowej przedsiębiorstwa

ciepłowniczego, gdyż przychody są niezależne od sprzedaży ciepła, zaś w przypadku „b” opłaty ponoszone przez odbiorców w okresie letnim są często niższe od wydatków przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Poza tym, w przypadku „b” ściągalność opłat jest niższa, gdyż użytkownicy często nie są w stanie zapłacić wysokich rachunków w okresie zimowym, gdy dostarczana ilość ciepła jest duża.

Taryfy dwuczłonowe lepiej odzwierciedlają strukturę kosztów. Opłata stała pokrywa część kosztów stałych (część kosztów inwestycyjnych i innych kosztów stałych), a opłata zmienna związana jest głównie z kosztami paliw i innymi kosztami zmiennymi. Taka struktura taryfy umożliwia finansowanie modernizacji i obniża ryzyko dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Jednocześnie odbiorcy ponoszą w ciągu roku bardziej równomierne opłaty (mniejsze zróżnicowanie kosztów ogrzewania w ciągu roku).

Taryfy ciepłownicze zmierzają do pokrycia pełnych kosztów np. w Czechach, Estonii, Polsce, na Słowacji itd. W niektórych krajach (np. Polska) taryfy dwuczłonowe są obowiązujące zarówno dla wytwórców jak i dystrybutorów ciepła; w innych krajach jak Czechy, Estonia, przedsiębiorstwa ciepłownicze zaczynają wprowadzać taryfy dwuczłonowe.

Większość krajów stosuje regulację cen według formuły kosztowej („cost plus”), ale zaczynają się pojawiać pewne rodzaje regulacji bodźcowej, np. w Czechach, Estonii i na Litwie. W Czechach i w Estonii pojawiła się idea regulacji cen maksymalnych. Pozwala to na zwiększenie elastyczności przedsiębiorstw ciepłowniczych, szczególnie w aspekcie zysków.

Poziom cen ciepła w regionie jest zróżnicowany i zazwyczaj niższy niż w krajach Europy Zachodniej. W tabeli 4 przedstawiono poziom cen ciepła w regionie i w kilku krajach Europy Zachodniej.

Tabela 4. Poziom cen ciepła w regionie i w niektórych krajach Europy Zachodniej

Lp.	Kraj	Cena ciepła (bez VAT)
1	Bulgaria	22,0 €/MWh
2	Czechy	25,0 – 75,0 €/MWh
3	Estonia	33,0 €/MWh
4	Węgry	25,0 – 50,0 €/MWh
5	Łotwa	18,0 – 33,0 €/MWh
6	Litwa	32,75 €/MWh
7	Polska	36,0 €/MWh
8	Rumunia	19,0 €/MWh
9	Słowacja	<47,4 €/MWh
10	Austria	53,84 €/MWh
11	Dania	40,0 – 50,0 €/MWh
12	Finlandia	42,2 €/MWh
13	Niemcy	54,86 €/MWh
14	Holandia	53,45 €/MWh
15	Norwegia	51,0 €/MWh
16	Szwecja	48,0 €/MWh

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

Wdrożenie sterowania popytem (DSM) i ograniczenie działalności przemysłowej w krajach regionu spowodowało znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło, co wpływa na systematyczny wzrost cen ciepła. Rosnące koszty ciepła i niskie realne dochody ludności osłabiają zdolność najemców do ponoszenia opłat za ogrzewanie i ciepłą wodę, których poziom dochodzi do 60% opłat za utrzymanie mieszkania. Średni udział kosztów energii w budżetach domowych wynosi ponad 10% w Polsce, 20% na Litwie i na Węgrzech oraz 30% w Bułgarii i Rumunii. Wysokie ceny ciepła powodują, że niektórzy odbiorcy (przemysłowi i mieszkaniowi) odłączają swoje instalacje od sieci ciepłowniczej i budują własne źródła ciepła, aby uniknąć wysokich kosztów zaopatrzenia w ciepło. Wszystkie te czynniki spowodowały zmniejszenie zużycia ciepła, ale w niektórych krajach regionu (np. na Węgrzech) proces ten dotyczy jedynie odbiorców przemysłowych, a nawet obserwuje się wzrost produkcji skojarzonej.

Poważna sytuacja istnieje w Rumunii, gdzie w ciągu ostatnich lat blisko 21% najemców zdecydowało się odłączyć swoje mieszkania od instalacji centralnego ogrzewania zasilanych z sieci ciepłowniczych. Mieszkania te są usytuowane głównie w małych miejscowościach, gdzie nie ma EC i w wielu miastach konieczne było zamknięcie małych ciepłowni.

Sytuacja taka wynika z prawnego usankcjonowania możliwości odłączenia grzejników w mieszkaniu od wspólnej instalacji grzewczej. W wyniku tego w ciągu ostatnich 2 lat ponad 40 przedsiębiorstw ciepłowniczych musiało wstrzymać działalność (upadło). Dopiero obecnie wdrażany jest program inwestycyjny związany z modernizacją systemów ciepłowniczych. Na tym tle można wskazać, że wiele lat temu w Polsce lokator również próbował odłączyć swoje mieszkanie od instalacji grzewczej, ale działania takie zostały wstrzymane uchwałą Sądu Najwyższego, w której stwierdzono, że grzejniki w mieszkaniu stanowią element instalacji należącej do właściciela budynku (lub wszystkich właścicieli mieszkań), a właściciel mieszkania nie ma prawa usuwać (odłączać) grzejnika bez zgody właściciela budynku.

Możliwość pokrycia potrzeb cieplnych z alternatywnych sieci energetycznych (gazowych, elektrycznych) powoduje, że ciepłownictwo musiało dostosować swoją politykę cenową do warunków rynkowych (do cen innych dostawców energii). Głównymi konkurentami dla systemów ciepłowniczych w regionie są: indywidualne ogrzewanie gazowe, małe ciepłownie opalane olejem i gazem, a w niektórych krajach – energia elektryczna.

Należy jednak podkreślić, że generalnie w regionie nie istnieje prawdziwa konkurencja w zakresie zaopatrzenia w ciepło, gdyż nadal sztucznie utrzymywane są w tych krajach niskie ceny gazu, oleju opałowego i energii elektrycznej. Funkcjonujący obecnie system cen w sektorze energetycznym nie popiera prawdziwej konkurencji, gdyż ze względów socjalnych i politycznych, struktura cen/taryf gazu w dalszym ciągu faworyzuje drobnych odbiorców i występuje subsydiowanie skrośne między różnymi grupami odbiorców.

W wielu krajach regionu (np. Czechy, Estonia, Węgry, Łotwa, Litwa, Rumunia i Słowacja) występuje bezpośrednia konkurencja pomiędzy sieciami gazowniczymi i systemami ciepłowniczymi, gdyż zostały one ułożone równolegle, a budynki są podłączone do obu tych sieci. Wynika to z zaszłości historycznych spowodowanych tym, że rozwój tych sieci był realizowany bez zintegrowanego planowania energetycznego na poziomie miast (lokalnym) przez odrębne państwowe przedsiębiorstwa ciepłownicze i ogólnokrajowe przedsiębiorstwo gazownicze. Powoduje to powstanie problemów związanych z odłączeniami od sieci ciepłowniczych.

Obecnie w niektórych krajach jest wdrażane Zintegrowane Lokalne Planowanie Energetyczne jako podstawa wyboru optymalnego systemu zaopatrzenia w ciepło i uniknięcia wysokich kosztów konkurencji między sieciami ciepłowniczymi i gazowymi (np. Estonia). Ponieważ w tych krajach władze komunalne są odpowiedzialne za dostarczanie ciepła, mają one prawo decydowania o podziale obszaru miasta na strefy zasilane z sieci gazowniczej i sieci ciepłowniczych. Wyznaczenie tych „stref” oznacza obowiązek przyłączenia obiektów do sieci ciepłowniczej (bądź gazowniczej) na określonym obszarze miasta.

We wszystkich krajach regionu ceny usług ciepłowniczych są ustalane (lub zatwierdzane) przez organy regulacyjne ustanowione na szczeblu krajowym (Bułgaria, Czechy, Estonia, Litwa, Polska i Rumunia) i/lub na szczeblu lokalnym/komunalnym (Węgry, Łotwa, Słowacja). Celem regulacji jest równoważenie interesów dostawcy i odbiorców (pokrycie uzasadnionych kosztów dostarczenia ciepła i ochrona odbiorców przed wykorzystywaniem monopolistycznej pozycji rynkowej przez dostawcę), a także eliminowanie subsydiowania skrośnego między grupami odbiorców (ale nie zawsze i nie za wszelką cenę). Analizy przeprowadzone przez międzynarodowy zespół ekspertów, powołany przez Światową Radę Energetyczną, wykazały, że regulacja na szczeblu krajowym jest bardziej właściwym rozwiązaniem. Wynika to stąd, że niezależność organów regulacyjnych na poziomie lokalnym nie zawsze jest zagwarantowana, zwłaszcza gdy władze komunalne są zarówno właścicielami przedsiębiorstw ciepłowniczych jak i regulatorami cen ciepła.

Szczególnym problemem, który wydaje się być podobny zarówno dla krajów regionu jak i Europy Zachodniej, jest wpływ liberalizacji rynku elektryczności na poziom cen ciepła.

W niektórych przypadkach, gdy EC nie należą do przedsiębiorstw ciepłowniczych, a metoda podziału kosztów na produkty skojarzonego wytwarzania faworyzuje energię elektryczną, właściciel elektrociepłowni może być zainteresowany w ustalaniu konkurencyjnie niskich cen energii elektrycznej. Przykładem mogą być Węgry, gdzie władze komunalne posiadają 100% lub większość udziałów w przedsiębiorstwach ciepłowniczych, a prawo własności EC jest oddzielone od własności przedsiębiorstw przesyłających ciepło. Właściciele tych EC są zainteresowani w zwiększaniu swojej konkurencyjności na rynku energii elektrycznej (rynek ten został zliberali-

zowany w roku 2004 i otwarty dla wszystkich odbiorców oprócz mieszkań). Ze względu na konflikt interesów, ciepło z dużych EC jest sprzedawane po wysokich cenach, a energia elektryczna po niskich (konkurencyjnych) cenach, podczas gdy przepisy faworyzujące EC o mocy poniżej 50 MW (obowiązek zakupu i gwarantowana cena energii elektrycznej) pozwalają na znaczną obniżkę cen ciepła z tych mniejszych źródeł.

W celu poprawy rentowności firm ciepłowniczych, oprócz obniżki kosztów bieżących (wynikającej z modernizacji technicznej), w niektórych krajach przewiduje się wprowadzanie zmian organizacyjnych, jak tworzenie wielobranżowych przedsiębiorstw energetycznych (np. Polska), bądź przedsiębiorstw świadczących usługi energetyczne (np. Litwa). Oczekuje się, że większy zakres działalności będzie generował wzrost dochodów i poprawę rentowności przedsiębiorstwa oraz jakości usług.

Doświadczenie krajów zachodnich wykazuje, że podatek od towarów i usług (VAT), podatek energetyczny, akcyza, pobieranie podatku węglowego, stanowią narzędzia, które mogą być wykorzystane również w zakresie wspomagania rozwoju sektora ciepłowniczego, a zwłaszcza gospodarki skojarzonej. Ponieważ tego typu instrument ekonomiczny wymaga stosunkowo wysokiego poziomu dochodu narodowego na mieszkańca (PKB/osobę), w krajach regionu dopiero rozpoczyna się wdrażanie tego rodzaju narzędzi. VAT dotyczy sprzedaży ciepła we wszystkich krajach, ale w niektórych z nich (Czechy, Estonia, Łotwa i Litwa) stawki VAT faworyzują firmy ciepłownicze. W ramach procesu akcesyjnego nowe państwa członkowskie UE negocjowały zwolnienia od poziomu opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej, wytwarzanych w EC, jak również

pewne zwolnienia dotyczące ciepła i ciepłownictwa. Przegląd podatków stosowanych w nowych państwach członkowskich UE przedstawiono w tabeli 5.

3. Polityka energetyczna i ochrona środowiska oraz perspektywy rozwoju ciepłownictwa

Polityka w zakresie energetyki i ochrony środowiska, jak też podstawy prawne dotyczące EC i sektora ciepłowniczego są ustalane w krajach regionu głównie w oparciu o dyrektywy UE. Aktualne inicjatywy legislacyjne UE dotyczą głównie przemysłu, ale ich wdrażanie jest różne w poszczególnych krajach i przynosi mniej lub bardziej pozytywne wyniki w odniesieniu do sektora ciepłownictwa i elektrociepłowni.

Polityka energetyczna i ochrony środowiska UE jest określona w kilku dyrektywach jak również w nowych inicjatywach legislacyjnych, które bezpośrednio bądź pośrednio wpływają na sektor ciepłowniczy i EC. Poniżej wymieniono podstawowe dokumenty.

A. Dyrektywa dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej (96/92/EC) oraz wewnętrznego rynku gazu (98/30/EC), a także nowa Dyrektywa 2003/53/EC dotycząca energii elektrycznej i nowa Dyrektywa 2003/55/EC dotycząca gazu, zmieniające dyrektywy z lat 1996 i 1998, dotyczące rynków wewnętrznych.

Dyrektywy te od czerwca 2004 r. otwierają wewnętrzne rynki energii elektrycznej i gazu dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe, a od lipca 2007 r. dla wszystkich odbiorców. Dyrektywy te zawierają też inne elementy wymagające rozwiązań prawnych związanych z oddzieleniem funkcji

Tabela 5. Przegląd opodatkowania w nowych państwach członkowskich UE

Kraj	Poziom VAT	Rodzaje podatków
Czechy	5% dla ciepłownictwa do roku 2007, 22% dla innych sektorów energetycznych	Podatki od paliw używanych do ogrzewania będą wprowadzone od 2007 r.
Estonia	5% dla sektora ciepłowniczego, 19% dla innych sektorów energetycznych	Obniżka dla oleju z łupków bitumicznych używanego w ciepłownictwie. Zwolnienie do 2013 r.
Węgry	15% dla ciepłownictwa i gazownictwa, 25% dla energii elektrycznej	Podatki energetyczne i środowiskowe od roku 2004 mogą być zwracane dla EC i systemów ciepłowniczych. Okres przejściowy do 2010 r. dla opodatkowania energii elektrycznej, węgla, gazu ziemnego i ciepłownictwa
Łotwa	W trakcie dyskusji	Podatek akcyzowy na ciężki olej opałowy dla ciepłownictwa, ale z okresem przejściowym do roku 2010
Litwa	5% za ciepło dla gospodarstw domowych, 18% dla innych sektorów energetycznych oraz innych odbiorców ciepła	Zwolnienie dla węgla, koksu, węgla brunatnego i gazu ziemnego do 2010 r.
Polska	22% dla wszystkich wyrobów	Podatek akcyzowy na olej i gaz płynny dla ciepłownictwa, okres przejściowy dla węgla w ciepłownictwie do 2010 r. i gazu ziemnego do 2014 r. (z pewnymi warunkami)
Słowacja	19% dla wszystkich wyrobów	Okres przejściowy do 2010 r. dla energii elektrycznej i gazu ziemnego

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

sieciowych od wytwarzania i dostawy, ustanowienia we wszystkich państwach członkowskich organu regulacyjnego o dobrze zdefiniowanych funkcjach, obowiązkiem publikowania taryf sieciowych, obowiązkiem wzmocnienia usług publicznych, zwłaszcza w odniesieniu do odbiorców wrażliwych na zakłócenia, wprowadzeniem monitoringu bezpieczeństwa dostaw i ustaleniem obowiązku cechowania dla paliw mieszanych oraz dostępności danych o niektórych emisjach i odpadach.

B. Dyrektywa dotycząca popierania energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii na wewnętrznym rynku energii elektrycznej (2001/77/EC).

Strategia UE wymaga, by w roku 2010 łączny udział zużycia energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (OZE) był podwojony do poziomu 12%. Zakłada się, że udział energii elektrycznej pochodzącej z OZE dojdzie w tym samym okresie do 22%.

C. Dyrektywa dotycząca efektywności energetycznej budynków (2002/91/EC).

Dyrektywa ta kładzie nacisk na ujednoczone ujęcie obliczeń efektywności energetycznej budynków. Art. 5 stanowi również, że dla nowych budynków, o łącznej powierzchni użytkowej powyżej 1 000 m² państwa członkowskie powinny zapewnić, aby przed rozpoczęciem prac budowlanych zostały wzięte pod uwagę i przeanalizowane techniczne, środowiskowe i ekonomiczne możliwości zastosowania EC, ciepła z sieci lub kotłowni lokalnej oraz centralnego chłodnictwa.

D. Dyrektywa dotycząca zasad handlu emisjami gazów cieplarnianych (2003/87/EC).

Wspólnotowe (unijne) Zasady Handlu Emisjami Gazów Cieplarnianych zaczęły być stosowane od stycznia 2005 r. Zgodnie z tymi zasadami państwa członkowskie muszą ustalić limity emisji ze źródeł energii, przydzielając im dopuszczalne poziomy emisji CO₂.

Jednym z podstawowych zadań związanych z wdrożeniem unijnych zasad handlu emisjami gazów cieplarnianych było opracowanie przez państwa członkowskie narodowych planów alokacji emisji dla okresu 2005-2007.

E. Dyrektywa dotycząca popierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie ciepła użytecznego na wewnętrznym rynku energetycznym (2004/8/EC).

Celem dyrektywy jest ustalenie ram dla promowania kogeneracji w celu pokonania istniejących barier, ułatwienia elektrociepłowniom penetracji zliberalizowanego rynku i pomocy w mobilizacji niewykorzystanych możliwości poprzez:

- zdefiniowanie jednostek kogeneracyjnych, produktów skojarzenia (energia elektryczna, ciepło, energia mechaniczna) oraz paliw stosowanych w EC;
- zdefiniowanie wysokosprawnej kogeneracji, jako produkcji skojarzonej zapewniającej przynajmniej 10% oszczędności energii w porównaniu do rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła;

- wymaganie od państw członkowskich, aby: umożliwiły certyfikację wysokosprawnej kogeneracji i dokonały analizy jej potencjału oraz zarysowały ogólną strategię wykorzystania potencjalnych możliwości rozwoju kogeneracji.

Przy zastosowaniu „procedury komitologicznej” Komisja przedstawi wytyczne dla wdrożenia metodologii określonych w załącznikach do dyrektywy.

F. Projekt dyrektywy dotyczącej sprawności zużycia końcowego energii i usług energetycznych [COM (2003) 739 final].

Celem zaproponowanej dyrektywy jest stymulacja poprawy sprawności zużycia końcowego energii, programów poprawy efektywności energetycznej oraz środków do tego prowadzących. Dyrektywa kładzie silny nacisk na zintegrowane usługi energetyczne świadczone na rzecz końcowego użytkownika w połączeniu z dostarczaniem energii. W Aneksie III wymienia się „ogrzewanie i chłodzenie” (np. nowe wysokosprawne kotły, modernizację instalacji ciepłowniczych/układów chłodniczych itd.), jak również „przygotowanie ciepłej wody” jako obszary, dla których mogą być określane i wdrażane programy efektywności energetycznej i inne efektywne metody działania. Podjęcie tych działań wskaże potencjalne możliwości udziału sektora ciepłowniczego i chłodnictwa. Umożliwi to korzystanie z przykładów „najlepszej praktyki” i uzyskanie korzyści z wdrożenia efektywnych technologii poprzez zawieranie umów na wykonanie zadań modernizacyjnych.

Polityka w zakresie energetyki i ochrony środowiska jest we wszystkich krajach oparta na zasadach zrównoważonego rozwoju i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ogólnie biorąc, kraje regionu wprowadziły stosunkowo ekstensywne ramy prawne dotyczące sektora energii. Ramy te obejmują ogólne Prawo energetyczne, które stanowi podstawę prawną dla wykonawczych przepisów prawnych dotyczących różnych sektorów (branż) energetycznych.

W niektórych krajach zamiast ogólnego Prawa energetycznego obowiązują ustawy dotyczące poszczególnych sektorów. W innych krajach (np. w Polsce i na Słowacji) jedno Prawo energetyczne obejmuje te wszystkie zróżnicowane zagadnienia. W tabeli 6 (str. 34) dokonano przeglądu ram prawnych w regionie.

Ustawa o zaopatrzeniu w ciepło została wydana w Estonii, na Węgrzech i na Litwie oraz jest przygotowywana w Rumunii. Na Węgrzech jest w przygotowaniu nowa ustawa o zaopatrzeniu w ciepło, która zastąpi starą ustawę. W tych krajach regionu, w których nie ma odrębnych ustaw dotyczących różnych sektorów energetycznych, ciepłownictwo, gospodarka skojarzona i zagadnienia efektywności energetycznej są ujęte w jednej ustawie – Prawo energetyczne (Polska, Słowacja). Na Łotwie Prawo energetyczne reguluje problemy ciepłownictwa i efektywności energetycznej, natomiast gospodarka skojarzona jest regulowana zarówno przepisami Prawa energetycznego jak też ustawy o zaopatrzeniu w energię elektryczną.

Tabela 6. Przegląd ram prawnych w regionie

Kraj	Prawo energetyczne	Ustawa o zaopatrzeniu w energię elektryczną	Ustawa o zaopatrzeniu w gaz ziemny	Ustawa o zaopatrzeniu w ciepło	Ustawa o gospodarce skojarzonej	Ustawa o efektywności energetycznej
Bułgaria	Tak	Nie	Nie	Nie	Nie	Tak
Czechy	Tak	Nie	Nie	Nie	Nie	Tak
Estonia	Nie	Tak	Tak	Tak	Nie	Nie
Węgry	Nie	Tak	Tak	Nowa ustawa	Nie	Tak
Łotwa	Tak	Tak	Nie	Nie	Nie	Nie
Litwa	Tak	Tak	Tak	Tak	Nie	Nie
Polska	Tak	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
Rumunia	Nie	Tak	Tak	Projekt	Nie	Tak
Słowacja	Tak	Nie	Nie	Nie	Nie	Projekt

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

Poszczególne kraje regionu w różnym stopniu wdrażają europejską politykę energetyczną i ochrony środowiska w odniesieniu do EC i sektora ciepłowniczego. Niektóre kraje określiły politykę/metody wspomaganie rozwoju skojarzenia zanim zaczęła obowiązywać Dyrektywa 2004/8/EC. Dla innych krajów wymagania dotyczące dostosowania legislacji narodowej do przepisów unijnych stanowią bodziec do wzmocnienia pozycji sektora ciepłowniczego i EC.

Pierwszym krokiem w kierunku wdrożenia dyrektywy dotyczącej handlu emisjami są Narodowe Plany Alokacji określające limity dla dużych źródeł energii, przydzielając im dopuszczalne poziomy emisji w pierwszym okresie (do 2007 r.). Dla sektora ciepłowniczego i EC istotnym czynnikiem jest konkurencja z indywidualnymi instalacjami grzewczymi, której nie uwzględniono w tej dyrektywie. Narodowe plany alokacji powinny odzwierciedlać specyficzne, z punktu widzenia ochrony środowiska, zalety EC i ciepłownictwa w porównaniu z produkcją rozdzieloną, gdyż w przeciwnym wypadku sektor ten nie byłby promowany, a raczej karany przez Wspólnotowe Zasady Handlu Emisjami. Inną bezpośrednią konsekwen-

cją dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego byłoby to, że gdyby zdecydowało się ono na rozbudowę swoich sieci celem przyłączenia nowych odbiorców (czyli zwiększenia produkcji ciepła i wzrostu emisji), następstwem tego byłby wzrost bieżących kosztów, związanych z kupnem certyfikatów emisyjnych, mimo, że ogólna korzyść dla społeczeństwa, wynikająca z takiego rozwiązania, jest większa w porównaniu z budową indywidualnych kotłów. Ogólnie biorąc państwa członkowskie uznają specyfikę sektora ciepłowniczego i EC oraz przewidziały – aczkolwiek w bardzo różnym stopniu – specjalne przepisy w swoich planach alokacji.

Wdrożenie dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej budynków rozpoczyna się w 2006 r., ale Komisja dała szerokie upoważnienia na przygotowanie norm przez Europejski Urząd Standaryzacji /CEN/. Jedno z nich dotyczy bezpośrednio jakości systemów ciepłowniczych, a drugi ich efektywności wraz z EC.

Możliwości budowy nowych systemów ciepłowniczych są w większości krajów regionu ograniczone. Z tego względu wysiłki koncentrują się na poprawie efektywności istniejących systemów i maksymalnym wykorzystaniu ich

Tabela 7. Mechanizmy wspomaganie kogeneracji w regionie

Kraj	Obowiązek zakupu	Wsparcie taryfowe	Zwolnienia podatkowe	Zachęty kapitałowe	Inne/uwagi
Bułgaria	X	X		X	Ceny preferencyjne dla mocy poniżej 50 MW
Czechy	X	X			Cena energii elektrycznej obejmuje premię dla systemu zdecentralizowanego
Estonia		X			Cena gwarantowana przez 7 lat
Węgry	X	X			Gwarantowane ceny dla mocy poniżej 50 MW
Łotwa	X	X			Ceny preferencyjne dla jednostek poniżej 4 MW stosujących paliwa lokalne
Litwa					Brak rzeczywistej pomocy, jedna trzecia inwestycji ciepłowniczych dotyczy EC
Polska	X				Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE i z EC oraz ciepła z OZE
Rumunia					Brak rzeczywistej promocji EC opartej na analizie najniższych kosztów
Słowacja	X				Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE i z EC

Źródło: EUROHEAT & POWER – District Heating and Cooling; country by country/2005 survey.

wydajności (przyłączanie dodatkowych odbiorców ze starych, bądź nowych zasobów budowlanych, na obszarach zasilanych przez istniejące systemy ciepłownicze).

Jeśli chodzi o sektor budownictwa, szczególnie budynki przyłączone do sieci ciepłowniczej (obszary o średniej i wysokiej gęstości zabudowy), to znaczna część budynków wielorodzinnych nie odpowiada wymaganiom norm europejskich dotyczących izolacji cieplnej. Normy te zostały w poszczególnych krajach regionu zmienione, w celu ustalenia wyższych wymagań dla izolacji cieplnej. Powinno to wpłynąć na wielkość poboru ciepła.

W odniesieniu do kosztów, przedsiębiorstwa ciepłownicze stale wprowadzają efektywne rozwiązania, które w dłuższym okresie czasu doprowadzą do obniżki kosztów zmiennych. Koszty związane z paliwami oraz energią stanowią w przybliżeniu 50-70% łącznych kosztów, zależnie od rodzajów paliw wykorzystanych jako wsad energetyczny. Koszty paliwa i/lub energii mają istotny wpływ na cenę ciepła oraz koszty zaopatrzenia w ciepło, dlatego prawidłowa struktura energii pierwotnej oraz unikanie uzależnienia od jednego dostawcy stanowią bardzo ważne elementy polityki cenowej. Istotne znaczenie mają również optymalizacja kosztów operacyjnych, obniżenie strat ciepła podczas przesyłania, poprawa regulacji w węzłach cieplnych i zmniejszenie kosztów obsługi technicznej.

W niektórych krajach planowany jest stopniowy wzrost cen ciepła i ich dostosowywanie do faktycznych kosztów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła, a także eliminowanie subsydiowania skrośnego (zwłaszcza bezpośrednich subsydiów państwowych). Przy ustalaniu cen i opłat występują dwa zagadnienia:

- odzwierciedlenie kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze;
- odzwierciedlenie ilości ciepła dostarczanego odbiorcom.

Dla krajów regionu oznacza to, że ciepło powinno być mierzone, a zadania pomocy socjalnej nie powinny być nakładane na przedsiębiorstwa ciepłownicze. Z tego względu ciepłomierze zostały zainstalowane prawie we wszystkich krajach na poziomie budynków (węzłów cieplnych), a dostawcy ciepła zostali zwolnieni z subsydiowania gospodarstw domowych (procesu tego nie zakończono jeszcze w Bułgarii i Rumunii). Należy przy tym uwzględnić siłę nabywczą ludności. W niektórych krajach (np. Czechy) sugerowane jest włączenie kosztów ochrony środowiska w cenę ciepła (wprowadzenie podatku środowiskowego), w innych krajach planuje się, że wzrost cen ciepła będzie oparty na szacowanym wzroście cen paliwa (np. Estonia). Poza tym ustalenie przejrzystych kryteriów ustalania cen dla produktów skojarzenia (ciepła i energii elektrycznej) oraz ustalenie racjonalnych procedur zakupu energii elektrycznej z różnych EC ma podstawowe znaczenie dla opłacalności produkcji ciepła w tych źródłach i będzie wpływało na rozwój systemów ciepłowniczych.

Zależnie od kraju, można przewidywać umiarkowany wzrost zapotrzebowania na ciepło, bądź stabilny podział rynku ciepła. Należy przy tym wskazać, że klimat wydaje

się stawać bardziej łagodny (ze znaczną ilością gwałtownych zmian), co ma wpływ na wielkość poboru ciepła do ogrzewania pomieszczeń, jak również na produkcję ciepła i energii elektrycznej w sektorze ciepłowniczym i w EC.

Poniżej przedstawiono przedsięwzięcia podejmowane w poszczególnych krajach regionu w celu wzmocnienia pozycji sektora ciepłowniczego i EC oraz ich przewidywany rozwój.

Bułgaria

Przewiduje się, że zapotrzebowanie na ciepło będzie rosło, a średni wskaźnik poboru ciepła będzie malał dzięki instalowaniu ciepłomierzy w węzłach cieplnych, termostatycznych zaworów na poszczególnych grzejnikach oraz dzięki poprawie izolacji cieplnej budynków. Będzie to stopniowy proces wynikający ze zbilansowania spadku poboru ciepła w istniejących obiektach (w wyniku modernizacji oraz odłączania grzejników w mieszkaniach) oraz wzrostu spowodowanego przyłączeniem do systemu ciepłowniczego nowych budynków i ponownym przyłączeniem odbiorców, którzy poprzednio odłączyli swoje instalacje.

Ceny ciepła będą stopniowo rosły i będą dostosowywane do rzeczywistych kosztów dostawy ciepła, zaś subsydia państwowe będą eliminowane.

Udział kogeneracji będzie wzrastał, zarówno w przedsiębiorstwach ciepłowniczych jak też u przemysłowych wytwórców energii. Muszą być określone minimalne wymagania dotyczące poziomu produkcji energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do całkowitej produkcji elektryczności. Nie przewiduje się znacznych zmian w relacji między zużyciem gazu ziemnego i oleju opałowego.

Czechy

Pozycja sektora ciepłowniczego na rynku ciepła jest całkowicie stabilna mimo znacznych różnic między cenami ciepła wytwarzanego z węgla i z gazu. Regulacja cen ciepła pozwala na długofalowe planowanie w sektorze ciepłowniczym, przy czym zysk nie jest regulowany, lecz ograniczany. Regulacja pośrednio wspiera tę stabilność (pozwala w pełni włączyć koszty paliwa w cenę ciepła). Inwestowanie w źródła opalane węglem jest bardziej preferowane niż w źródła opalane gazem. Jednocześnie regulacja cen ciepła pośrednio ogranicza zyskowność dostawców, gdy cen przekraczają określony poziom. Postęp w regulacji cen ciepła jest stopniowy i nie został jeszcze ukończony – możliwe są pewne nieprzewidywalne zmiany.

Przewidywane jest kontynuowanie wsparcia Państwa dla węgla, który stanowi podstawę do porównań, jakkolwiek nie jest on rzeczywistym konkurentem dla gazu (w źródłach opalanych gazem), gdyż w dalszym ciągu istnieje subsydiowanie skrośne pomiędzy ciepłownictwem i przemysłem (hurt), a gospodarstwami domowymi (detal).

Przewidywany jest dodatkowy limit 1,55 milionów ton CO₂ dla EC z możliwością korekty o 1 milion ton CO₂ dla

źródeł, które służą jako źródła centralnego ogrzewania; 3 miliony dopuszczalnego poziomu emisji rocznie zostały ustalone jako rezerwa dla nowych uczestników rynku.

Przewiduje się też opracowanie wymagań dotyczących efektywności energetycznej budynków w zakresie ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz normatywne wskaźniki poboru ciepła (włącznie z oznakowaniem).

Węgry

Przewiduje się rozwój produkcji skojarzonej zgodnie z wymaganiami dyrektywy „kogeneracyjnej”. Dodatkowe korzyści wynikające z produkcji ciepła w EC będą uwzględniane w metodologii ustalania ceny. Zamiana węgla nie przynosi żadnych preferencji dla EC.

Liberalizacja rynku gazowniczego może zaostrzyć konkurencję pomiędzy sektorem ciepłowniczym i gazowniczym, podczas gdy liberalizacja rynku energii elektrycznej odbija się na cenach ciepła. Ciepłownictwo zaczęło być uznawane przez rząd za jeden z najbardziej efektywnych sposobów oszczędzania energii oraz ochrony środowiska i klimatu. Podjęte zostały istotne działania dla utrzymania i modernizacji istniejących systemów ciepłowniczych, gdyż jedynie poprawa konkurencyjności sektora ciepłowniczego pozwoli na utrzymanie potencjału ciepłownictwa i EC. Będzie to związane z dalszą promocją i wsparciem dla EC z odpowiednim udziałem odbiorców ciepła w podziale zysków.

Innym istotnym czynnikiem obniżającym opłaty za ciepło jest modernizacja instalacji odbiorczych oraz modernizacja budynków. Jednakże pociąga to za sobą konieczność zainwestowania w dłuższym okresie czasu znacznych środków finansowych, zarówno krajowych jak i z UE. Jednocześnie poprawa warunków życia spowoduje ograniczenie problemów socjalnych i poprawę wypłacalności odbiorców.

Łotwa

EC, które mogą ustalać wyższe ceny energii elektrycznej powinny mieć sprawność powyżej 80%. Takie ceny przysługują tylko w przypadku, gdy co najmniej 75% ciepła wytworzonego przez jednostkę kogeneracyjną w skojarzeniu jest dostarczane do systemu ciepłowniczego.

Litwa

W okresie 1990-2000 zużycie ciepła zmalało prawie trzykrotnie. Według wszystkich scenariuszy zapotrzebowanie na ciepło w 2020 r. nie osiągnie poziomu z roku 1990. Przewiduje się, że pod koniec 2020 r. wielkość dostaw ciepła wzrośnie 1,3 razy w stosunku do poboru ciepła w roku 2000.

Zgodnie ze scenariuszem rozwoju sektora ciepłowniczego sprzedaż ciepła będzie ciągle rosła, nawet przy uwzględnieniu tendencji do odłączania od sieci. Zgodnie z Wytycznymi Rozwoju Ciepłownictwa, do roku 2020 przewiduje się budowę kilku EC o łącznej mocy 400 MW.

Podjęte zostaną próby osiągnięcia w roku 2020 udziału energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu powyżej 35% całkowitej produkcji tej energii (obecnie ok.

9,8%). Udział ciepła wytwarzanego w skojarzeniu powinien w roku 2020 wynieść ponad 75% łącznej produkcji ciepła przez sektor ciepłowniczy (obecnie 45%).

Analiza potencjalnych możliwości EC wskazuje, że około 27% energii elektrycznej można byłoby wytwarzać w skojarzeniu z dostarczaniem ciepła do sieci ciepłowniczych.

Porównawczy benchmarking zanieczyszczeń jest prowadzony dla stosowanych technologii i paliw. Limity dopuszczalnego poziomu emisji przewidziane dla sektora ciepłowniczego wynikają z założenia, że w okresie 2005-2007 średnia produkcja w istniejących instalacjach wyniesie 36,87 TWh. Dodatkowo 0,3 TWh ciepła będzie wytworzone przez nowe instalacje.

Łączna wielkość dopuszczalnego poziomu emisji dla ciepła oznacza potencjalną oszczędność 9,4 milionów ton w latach 2005-2007. Sumaryczna wielkość dopuszczalnego poziomu emisji dla dostaw ciepła i energii elektrycznej osiągnie 98,5% przewidywanej emisji CO₂, natomiast 1,5% będzie rozdzielane poprzez licytacje.

Podstawowe strategiczne czynniki dla promocji sektora ciepłowniczego stanowią:

- Opracowanie planów zaopatrzenia w ciepło przez samorządy (wieloletnia modernizacja i rozwój), zgodnie z narodowymi priorytetami sektora energetycznego oraz tworzenie ramowych warunków dla dostarczania ciepła zgodnie z zatwierdzonymi przez władze komunalne planami rozwoju; głównym celem planowania zaopatrzenia w ciepło jest pokrycie potrzeb odbiorców przy najniższych kosztach i w sposób przyjazny dla środowiska – poprzez wdrożenie ekonomicznie uzasadnionych procedur wyboru optymalnego systemu zaopatrzenia w ciepło, jak również określenie warunków przyłączania i odłączania od sieci ciepłowniczej.
- Stopniowe uruchamianie EC, oferujących energię elektryczną po cenach konkurencyjnych na otwartym rynku tej energii, po zamknięciu Bloku I i Bloku II w Elektrowni Jądrowej Ignalina.
- Wspomaganie produkcji ciepła z lokalnych odnawialnych źródeł energii, wykorzystanie odpadów miejskich do produkcji ciepła i energii elektrycznej, jak również wykorzystanie potencjału ciepła odpadowego wszędzie tam, gdzie jest to ekonomicznie i ekologicznie uzasadnione.
- Ciągła modernizacja systemów ciepłowniczych poprzez stwarzanie możliwości regulacji poboru ciepła przez jego użytkowników.
- Ustalenie procedur zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu, które będą zachęcały do użytkowania ciepła wytwarzanego w tych źródłach, szczególnie w miastach.
- Zachęcanie kapitału prywatnego do udziału w projektach modernizacji sektora ciepłowniczego – poprzez energetyczne firmy usługowe (ESCO).
- Stwarzanie warunków do udziału odbiorców ciepła w zarządzaniu i modernizacji sektora ciepłowniczego oraz kontrolowania naturalnych monopolii i równoważenia interesów dostawców i odbiorców ciepła.

Polska

Planowana jest dalsza modernizacja zarówno źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, jak też budynków odbiorców (DSM) w celu poprawy efektywności systemów ciepłowniczych i spełnienia wymagań dotyczących ochrony środowiska. Działania podejmowane przez właścicieli budynków powodują zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych, ale ten spadek może być zamieniony w lekki wzrost poprzez intensywne działania marketingowe przedsiębiorstw ciepłowniczych, zachęcające nowych odbiorców do przyłączania swoich obiektów do sieci ciepłowniczych. Przewiduje się, że spadek zapotrzebowania na ciepło spowodowany modernizacją istniejących budynków będzie kompensowany przyłączeniem nowych budynków. Zakłada się niewielki wzrost zapotrzebowania na ciepło (nie więcej niż 0,5% rocznie). Produkcja skojarzona będzie również lekko wzrastała (ok. 0,35% rocznie).

Założenia Polityki Energetycznej do roku 2025 przewidują rozwój mikro- i małych EC, usytuowanych blisko końcowego odbiorcy, wzrost udziału lokalnych zasobów energetycznych – głównie energii odnawialnej i odpadów, jak również rozwój wielobranżowych przedsiębiorstw energetycznych.

Systemy wspomagania dotyczą zarówno energii elektrycznej jak i ciepła. Przewiduje się obowiązek zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu oraz premiowanie wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych, a także obowiązek zakupu ciepła wytwarzanego w odnawialnych źródłach energii.

Rumunia

Proces odłączania odbiorców został spowolniony i przewiduje się, że niektóre gospodarstwa domowe zechcą się powtórnie przyłączyć do systemu ciepłowniczego. Wynika to z szacowanego wzrostu ceny gazu ziemnego w przyszłości (o ok. 30%), podczas gdy ceny węgla stosowanego w EC pozostaną stabilne. Z tego względu zapotrzebowanie na ciepło w sektorze mieszkaniowym jest chwilowo stabilne, z lekką tendencją wzrostową w dłuższym okresie czasu.

W sektorze przemysłowym zapotrzebowanie na ciepło maleje na skutek likwidowania lub ograniczania wielu działalności w przemyśle, bądź budowy kotłów parowych przez właścicieli fabryk. Dlatego spodziewane jest zmniejszenie produkcji pary przez EC dla potrzeb procesów technologicznych.

Przewidywane jest zwiększenie produkcji skojarzonej dla potrzeb systemów ciepłowniczych oraz wprowadzenie wspólnego zarządu dla źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych (integracja pionowa).

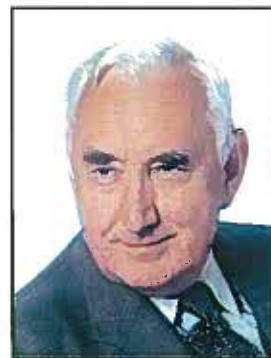
Obecnie opracowywanych jest kilka projektów poprawy efektywności EC i systemów ciepłowniczych. Projekty te dotyczą głównie modernizacji sieci ciepłowniczych oraz istniejących budynków (poprawa izolacji cieplnej, pomiary ciepła, zawory termostatyczne, podzielniki kosztów ciepła itd.).

Przewidywane jest podwyższenie wymagań normalizacyjnych dotyczących izolacji cieplnej budynków. Wdrażane są również udoskonalenia węzłów cieplnych wraz z likwidacją dużych węzłów grupowych i cztero-przewodowych zewnętrznych instalacji odbiorczych.

Sektor energetyczny (energia elektryczna, gaz ziemny, ciepłownictwo) jest częściowo własnością Państwa/władz komunalnych. Ceny/taryfy dla energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła są regulowane przez różne organy regulacyjne, które biorą pod uwagę problemy socjalne. Z tego względu sytuacja ekonomiczna/finansowa w sektorze EC/ciepłowniczym jest trudna, a programy inwestycyjne są niewystarczające.

Słowacja

Zapotrzebowanie ciepła w sektorach mieszkaniowym i przemysłowym maleje, natomiast wzrasta zapotrzebowanie na ciepło w sektorze usług. Ogólnie biorąc, w sektorze ciepłowniczym występuje tendencja zmniejszania sprzedaży, a zmiana tej tendencji w przyszłości jest uwarunkowana poziomem cen energii (gazu, energii elektrycznej i ciepła) oraz zależy od wyników planowania lokalnego/regionalnego przez władze komunalne. Niepewność w zakresie poziomu cen energii jest kluczowym czynnikiem wpływającym na rozwój sektora EC/ciepłowniczego. Obecna sytuacja stwarza względnie dobre warunki dla EC wykorzystujących biogaz.



Autor jest doradcą Prezesa URE

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 19 grudnia 2005 r.

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

(Dz. U. Nr 261, poz. 2187)

Na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowy zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, w tym:

- 1) rodzaje odnawialnych źródeł energii;
- 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii;
- 3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, oraz inne paliwa;
- 4) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w okresie kolejnych 10 lat;
- 5) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła, ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 9a ust. 1, 6 i 7 ustawy:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia,
 - b) poniesionej opłaty zastępczej,
 - c) kosztów zakupu energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii,

do których zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) biomasa – stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji;
- 2) uprawy energetyczne – plantacje zakładane w celu wykorzystania pochodzącej z nich biomasy w procesie wytwarzania energii;
- 3) biogaz – gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- 4) mieszane paliwo wtórne – paliwo będące mieszanką biomasy lub biogazu oraz innych paliw, przygotowane poza jednostką wytwórczą zużywającą to paliwo;
- 5) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy, opisany przez dane techniczne i handlowe;
- 6) układ hybrydowy – jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną albo energię elektryczną i ciepło, w której w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wykorzystywane są nośniki energii wytwarzane oddzielnie w odnawialnych źródłach energii i w źródłach energii innych niż odnawialne oraz zużywane wspólnie w tej jednostce wytwórczej do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła.

§ 3. Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

- 1) 3,1 % – w 2005 r.;
- 2) 3,6 % – w 2006 r.;
- 3) 4,8 % – w 2007 r.;

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

2) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2003 r. Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462.

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

§ 4. 1. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się, niezależnie od mocy źródła, energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności:

- 1) z elektrowni wodnych oraz wiatrowych;
- 2) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu;
- 3) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła;
- 4) ze źródeł geotermalnych.

2. Dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia, dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia, wytworzonej w odnawialnym źródle energii, dotyczą energii elektrycznej mierzonej na zaciskach:

- 1) generatora;
- 2) ogniwa fotowoltaicznego;
- 3) ogniwa paliwowego, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii chemicznej w energię elektryczną.

3. W przypadku jednostki wytwórczej, o której mowa w § 5 ust. 1, albo układu hybrydowego, w których spalana jest biomasa, w źródłach o mocy wyższej niż 5 MW, do energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zalicza się energię elektryczną lub ciepło, w ilości obliczonej według wzoru, o którym mowa w § 5 ust. 1 albo w § 8 ust. 2, o ile udział wagowy biomasy pochodzącej z upraw energetycznych lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, z wyłączeniem odpadów i pozostałości z produkcji leśnej, a także przemysłu przetwarzającego jej produkty, w łącznej masie biomasy dostarczanej do procesu spalania wynosi nie mniej niż:

- 1) 5 % – w 2008 r.;
- 2) 10 % – w 2009 r.;
- 3) 20 % – w 2010 r.;
- 4) 30 % – w 2011 r.;
- 5) 40 % – w 2012 r.;
- 6) 50 % – w 2013 r.;
- 7) 60 % – w 2014 r.

4. W przypadku gdy jedno przedsiębiorstwo energetyczne posiada więcej niż jedną jednostkę wytwórczą, o której mowa w § 5 ust. 1, lub układ hybrydowy, dopuszcza się rozliczanie udziału wagowego biomasy dla grupy tych jednostek.

§ 5. 1. W jednostce wytwórczej, w której są spalane biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami, do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się część energii elektrycznej lub ciepła odpowiadającą udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w energii chemicznej paliwa zużywanego do wytwarzania energii, obliczaną na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw, z zastrzeżeniem § 8 ust. 1, według wzoru:

$$E_{OZE} = \frac{\sum_{i=1}^n M_{Bi} W_{Bi}}{\sum_{i=1}^n M_{Bi} W_{Bi} + \sum_{j=1}^m M_{Kj} W_{Kj}} E,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{OZE} – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii [w MWh lub GJ];
- E – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w jednostce wytwórczej, w której jest spalana biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami [w MWh lub GJ];
- M_{Bi} – masę biomasy lub biogazu, spalonych w jednostce wytwórczej [w Mg];
- M_{Kj} – masę paliwa innego niż biomasa lub biogaz, spalonego w jednostce wytwórczej [w Mg];
- W_{Bi} – wartość opałową biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej [w MJ/Mg];
- W_{Kj} – wartość opałową paliwa innego niż biomasa lub biogaz, spalonego w jednostce wytwórczej [w MJ/Mg];
- n – liczbę rodzajów biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej;
- m – liczbę rodzajów paliw innych niż biomasa lub biogaz, spalonych w jednostce wytwórczej.

2. Pomiar, rejestracja oraz sposób obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii (E_{OZE}) wykonuje się zgodnie z procedurą pomiarów, rejestracji i obliczania ilości energii wytworzonej w tych źródłach, zwaną dalej „procedurą rozliczeń”, dla danej jednostki wytwórczej.

3. Procedurę rozliczeń opracowuje się zgodnie z:

- 1) przepisami o miarach, w zakresie pomiarów;
- 2) normami określającymi wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych lub wzorcujących, zgodnie z którymi badania biomasy lub biogazu wykonywane będą w laboratoriach wykazujących się kompetencją techniczną i biegłością w zakresie procedur rozliczeń i badań udokumentowaną w rozumieniu tych norm.

4. W przypadku spalania w jednostce wytwórczej biomasy lub biogazu wspólnie z innymi paliwami:

- 1) pomiary masy biomasy w postaci stałej i paliwa stałego innego niż biomasa obejmują pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania;

- 2) pomiary masy biomasy w postaci ciekłej lub biogazu oraz paliwa ciekłego lub gazowego innego niż biomasa lub biogaz powinny obejmować pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania, wykonywane metodą bezpośrednią za pomocą pomiaru masy (przepływomierze masowe) lub metodą pośrednią za pomocą pomiaru objętości z korekcją temperatury, a w przypadku paliw gazowych także ciśnienia tych paliw;
- 3) pobieranie próbek do badania właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw, niezbędnych do obliczenia ich wartości opałowej, zwanych dalej „właściwościami fizykochemicznymi”, i pomiaru masy tych paliw należy wykonywać w tym samym czasie i miejscu;
- 4) oznaczanie właściwości fizykochemicznych paliw powinno się odbywać zgodnie z normami dotyczącymi właściwości tych paliw;
- 5) w przypadku braku norm, o których mowa w pkt 4, dla danego rodzaju zużywanego paliwa, oznaczanie właściwości fizykochemicznych tego paliwa odbywa się według metod zwalidowanych w rozumieniu norm określających wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących.

§ 6. W przypadku stosowania w jednostce wytwórczej mieszanego paliwa wtórnego, należy:

- 1) wykonać pomiary masy tego paliwa dostarczonego do procesu spalania w tej jednostce wytwórczej;
- 2) oznaczyć ciepło spalania i wykonać obliczenia wartości opałowej tego paliwa oraz próbek paliw wchodzących w skład mieszanego paliwa wtórnego;
- 3) rejestrować udział energii chemicznej biomasy lub biogazu w energii chemicznej mieszanego paliwa wtórnego zgodnie z § 9.

§ 7. 1. W przypadkach określonych w § 5 i 6:

- 1) obliczania i rozliczania ilości wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła dokonuje się zgodnie z procedurą rozliczeń na podstawie wskazań urządzeń i przyrządów pomiarowych w rozumieniu przepisów o miarach;
- 2) oznaczanie ciepła spalania i obliczanie wartości opałowej biomasy lub biogazu wykonuje się co 24 godziny z uśrednionej próby, z próbek pobieranych co:
 - a) 8 godzin – dla jednostek wytwórczych o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej poniżej 50 MW,
 - b) 4 godziny – dla jednostek wytwórczych o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej w zakresie od 50 MW do 250 MW,
 - c) 2 godziny – dla całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej jednostki wytwórczej wyższej od 250 MW.

2. W przypadku:

- 1) okresowego zasilania pośredniego zbiornika paliwa, uniemożliwiającego pobranie próbki w czasie określonym w ust. 1 pkt 2, próbkę powinno się pobrać w trakcie ciągłej pracy układu zasilania zbiornika, nie rzadziej niż co 2 godziny;

2) zmiany rodzaju dostarczanego paliwa próbki pobiera się w ciągu godziny od zmiany paliwa, nie później niż przed kolejną zmianą rodzaju dostarczanego paliwa, niezależnie od ostatnio pobranych próbek w czasie określonym w pkt 1 lub ust. 1 pkt 2, przed zmianą rodzaju paliwa;

3) dostawy biomasy kierowanej bezpośrednio do pośredniego zbiornika paliwa lub do spalania, uniemożliwiającej pobranie próbek w czasie określonym w pkt 1 lub ust. 1 pkt 2, uśrednioną próbę do oznaczenia ciepła spalania i obliczenia wartości opałowej biomasy należy przygotować z próbek pobieranych w okresie doby z każdej dostawy biomasy.

§ 8. 1. W układach hybrydowych wykonuje się oddzielnie pomiary ilości energii dostarczonej do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, a wytworzonej w:

- 1) odnawialnych źródłach energii,
- 2) źródłach innych niż odnawialne

– o ile nie są wykonywane pomiary, o których mowa w § 5 ust. 4 oraz § 6 i 7.

2. Ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, w układzie hybrydowym, oblicza się, przyjmując proporcjonalny udział ilościowy energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w ilości energii wytworzonej we wszystkich źródłach zasilających jednostkę wytwórczą, według wzoru:

$$E_{OZE} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{POi}}{\sum_{i=1}^n E_{POi} + \sum_{i=1}^m E_{PKj}} E,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{OZE} – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ];

E – całkowitą ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ];

E_{POi} – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnym źródle energii, a wykorzystywanych w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ];

E_{PKj} – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w źródle energii innym niż odnawialne źródło energii, a wykorzystywanych w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ];

n – liczbę odnawialnych źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym;

m – liczbę źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym, innych niż odnawialne źródła energii.

3. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii w elektrowni wodnej z członem pompowym, z zastrzeżeniem § 15, oblicza się według wzoru:

$$E_{OZE} = E_{CW} \left(1 - \frac{V_p}{V_c}\right),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{OZE} – ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii [w MWh];
 E_{CW} – całkowitą ilość energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wodnej [w MWh];
 V_p – objętość wody przepompowanej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody przepompowanej [w m³];
 V_c – objętość całkowitą wody pobranej przez turbiny elektrowni wodnej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody pobranej przez te turbiny [w m³].

§ 9. 1. Dane dotyczące ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20 ustawy, a także wyniki pomiarów i obliczeń właściwości fizykochemicznych, o których mowa w § 5 ust. 4 oraz § 6 i 7, oraz dane uzyskane w wyniku tych pomiarów rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Rejestrację danych oraz wyników pomiarów i obliczeń w książce rejestrowej należy prowadzić w sposób spełniający następujące warunki:

- 1) każdą pozycję rejestrowanych danych oraz wyników pomiarów i obliczeń, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;
- 2) poprawki mogą być wprowadzane w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu; poprawki należy potwierdzić podpisem osoby rejestrującej.

3. Rejestrację danych oraz wyników pomiarów i obliczeń z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych należy tak prowadzić, aby:

- 1) możliwy był wgląd do treści dokonywanych zapisów, a przechowywane dane oraz wyniki pomiarów i obliczeń były chronione przed zatarciem lub zniekształceniem;
- 2) zapisy zamieszczane były w sposób chronologiczny;
- 3) możliwe było sporządzanie wydruków za każdy dzień.

§ 10. 1. Parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, o których mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, powinny umożliwiać:

- 1) dotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców;

2) współpracę z siecią oraz spełnienie wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, w przypadku źródeł przyłączanych do sieci.

2. Parametry techniczne i technologiczne wytwarzania ciepła w odnawialnych źródłach energii, o których mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, powinny umożliwiać dotrzymanie parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz być dostosowane do wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, a także do parametrów nośnika ciepła oraz warunków pracy sieci ciepłowniczej.

§ 11. Obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli sprzedawca z urzędu zakupił całą oferowaną mu ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, znajdującej się w obszarze działania tego sprzedawcy.

§ 12. 1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli oferowane do sprzedaży ciepło, wytworzone w odnawialnych źródłach energii, zakupiono w ilości:

- 1) w jakiej je oferowano lub
- 2) równej zapotrzebowaniu odbiorców przedsiębiorstwa energetycznego realizującego ten obowiązek i przyłączonych do sieci ciepłowniczej, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii, proporcjonalnie do udziału tego źródła w całkowitej mocy zamówionej przez odbiorców, z uwzględnieniem charakterystyki odbioru oraz możliwości przesyłania ciepła wytwarzanego w tym źródle.

2. W przypadku gdy więcej niż jedno przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, zajmuje się obrotem ciepłem i sprzedaje to ciepło odbiorcom przyłączonym do połączonych i współpracujących ze sobą sieci ciepłowniczych, obowiązek zakupu dotyczy ciepła wytworzonego w przyłączonych do tych sieci odnawialnych źródłach energii, w ilości proporcjonalnej do udziału każdego z tych przedsiębiorstw w łącznej sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dostarczające ciepło do odbiorców przyłączonych do tych sieci.

§ 13. 1. Koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo poniesienia opłaty zastępczej uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących te obowiązki, przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Kosztami, o których mowa w ust. 1, uwzględnianymi w taryfach są koszty:

1) uzyskania świadectw pochodzenia, jednak nie wyższe niż koszty obliczone według wzoru:

$$K_{um} = O_{zj} \times E_{up},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{um} – maksymalny koszt uzasadniony uzyskania świadectw pochodzenia [w zł];

O_{zj} – jednostkową opłatę zastępczą, obowiązującą w roku sporządzania taryfy [w zł/MWh];

E_{up} – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia w pierwszym roku stosowania taryfy [w MWh];

2) opłaty zastępczej poniesionej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy.

3. Ilość energii elektrycznej E_{up} , o której mowa w ust. 2 pkt 1, nie może być wyższa od różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającej z obowiązującego udziału ilościowego, dla danego przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w § 3, i ilością energii wynikającej z poniesionej opłaty zastępczej.

§ 14. 1. Koszty zakupu energii elektrycznej, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach sprzedawców z urzędu, przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez danego sprzedawcę z urzędu odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Kosztami, o których mowa w ust. 1, uwzględnianymi w taryfach są koszty zakupu energii elektrycznej po cenach, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy.

3. Za koszty uzasadnione, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 7

ustawy, uwzględniane w taryfach uznaje się koszty zakupu ciepła, które nie spowodują w przedsiębiorstwie energetycznym, w danym roku, wzrostu cen lub stawek opłat za ciepło dostarczane odbiorcom, o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

4. Koszty zakupu ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących ten obowiązek, przyjmując, że jednostka ciepła sprzedawanego przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczej, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii, jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

§ 15. Do czasu zainstalowania urządzeń służących do pomiaru strumienia objętości wody, o którym mowa w § 8 ust. 3, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2006 r., dopuszcza się określanie objętości wody przepompowanej i wody pobranej przez turbinę dla celów obliczenia ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii w elektrowni wodnej z członem pompowym, przy wykorzystaniu metod pośrednich opartych o charakterystyki energetyczne hydrozespołów.

§ 16. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 267, poz. 2656).

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

Zapraszamy na stronę internetową URE

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 19 grudnia 2005 r.

w sprawie harmonogramu tworzenia zapasów paliw ciekłych

(Dz. U. Nr 266, poz. 2240)

Na podstawie art. 15 ust. 5 ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. z 2003 r. Nr 24, poz. 197, z 2004 r. Nr 42, poz. 386 oraz z 2005 r. Nr 132, poz. 1110 i Nr 143, poz. 1201) zarządza się, co następuje:

§ 1. Określa się szczegółowy harmonogram osiągnięcia 90-dniowych zapasów paliw ciekłych, stanowiący załącznik do rozporządzenia.

§ 2. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 czerwca 2002 r. w sprawie harmonogramu tworzenia zapasów paliw ciekłych (Dz. U. Nr 84, poz. 756).

§ 3. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2006 r.

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

Załącznik do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. (poz. 2240)

HARMONOGRAM OSIĄNIĘCIA 90-DNIOWYCH ZAPASÓW PALIW CIEKŁYCH

Rok	Wielkość zapasów obowiązkowych paliw ciekłych wyrażona w dniach średniej dziennej produkcji lub przywozu paliw ciekłych zrealizowanych przez producenta lub przywoźącego w roku poprzednim *)	Wielkość zapasów obowiązkowych paliw ciekłych wyrażona w dniach średniej dziennej wewnętrznej konsumpcji paliw na koniec roku	Wielkość rezerw gospodarczych paliw ciekłych wyrażona w dniach średniej dziennej wewnętrznej konsumpcji paliw na koniec roku	Suma wielkości zapasów obowiązkowych paliw ciekłych i rezerw gospodarczych, wyrażona w dniach średniej dziennej wewnętrznej konsumpcji paliw na koniec roku
1	2	3	4	5
2006	66	66	14	80
2007	73	73	14	87
2008**)	76	76	14	90

*) Wielkość zapasów obowiązkowych paliw ciekłych tworzonych przez producentów i przywoźących, o których mowa w art. 16 ust. 1 i art. 16a ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw oraz w art. 2 ustawy z dnia 1 lipca 2005 r. o zmianie ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw, powinna być równoważona wielkościami określonym w kolumnie 2 w każdej z grup produktów wytwarzanych z ropy naftowej, o których mowa w art. 18 ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw.

**) Wielkości zapasów obowiązkowych paliw ciekłych osiągnięte w 2008 r. utrzymuje się w latach kolejnych.

ASPEKTY PRAWNEGO WYDZIELENIA DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

Katarzyna Smagieł, Maciej Syroka

W celu zapewnienia rozwoju konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz niedyskryminacyjnego dostępu do sieci elektroenergetycznej i gazowej konieczne jest rozdzielanie prowadzonej przez przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo działalności sieciowej, która jest naturalnym monopolem, od innych form działalności prowadzonej przez te przedsiębiorstwa, takich jak: wytwarzanie i obrót. Obowiązek rozdziału wynika z postanowień Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i Dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego oraz z przepisów prawa polskiego – art. 9 d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.) i art. 22 pkt 2 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

Zgodnie z powyższymi przepisami **operator systemu dystrybucyjnego będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi być niezależny przynajmniej pod względem formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją**. Ustawodawca polski przenosząc postanowienia dyrektyw na grunt prawa krajowego zapisał, że operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu połączonego, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z:

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

Jak wynika z przywołanych przepisów, konieczne jest dokonanie zarówno prawnego, jak i funkcjonalnego rozdzielania działalności operatora systemu dystrybucyjnego od innych form działalności, tj. wytwarzania i obrotu. Ponadto zgodnie z postanowieniami dyrektyw oraz ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane są prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla tych działalności.

Ustawodawca unijny przewidział możliwość **zwolnienia z obowiązku** prawnego i funkcjonalnego rozdziału operatorów, w przypadku gdy przedsiębiorstwo zintegro-

wane pionowo obsługuje mniej niż 100 tys. przyłączonych odbiorców lub obsługuje małe, wydzielone systemy. Ustawodawca polski wyłączył obowiązek wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego:

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

W przepisach unijnych przewidziano możliwość przedłużenia ostatecznego terminu dokonania prawnego wydzielenia operatora do dnia 1 lipca 2007 r. Ustawodawca polski z tej możliwości skorzystał.

W dalszej części materiału omówione zostaną przykładowe warianty prawnego wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego.

Wyodrębnienie operatora przez podział przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo

Wyodrębnienie operatora systemu dystrybucyjnego z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącego spółką kapitałową prawa handlowego, może nastąpić w drodze **podziału tego przedsiębiorstwa**, przy zastosowaniu przepisów ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037 z późn. zm.). Zgodnie z art. 529 § 1 tej ustawy podział spółki może być dokonany poprzez:

- a) przeniesienie **całego majątku spółki dzielonej**
 - na spółki już istniejące, w zamian za udziały lub akcje tych spółek, które obejmują wspólnicy spółki dzielonej (podział przez przejęcie),
 - na spółki nowo powstałe, zawiązane w tym celu, w zamian za udziały lub akcje tych spółek (podział przez zawiązanie nowych spółek),
 - na istniejącą lub nowo zawiązaną spółkę lub spółki (podział poprzez przejęcie i zawiązanie nowej spółki);
- b) przeniesienie **części majątku spółki dzielonej** na istniejącą spółkę lub na spółkę nowo zawiązaną (podział przez wydzielenie).

W przypadku zastosowania podziału określonego w **pkt a**, działalność dystrybucyjna byłaby realizowana przez oddzielne przedsiębiorstwo sieciowe, tzn. jedną

z już istniejących lub nowo zawiązanych spółek, które otrzymają majątek spółki dzielonej. Skutkiem takiego podziału jest **zakończenie działalności spółki dzielonej**, rozwiązanie jej i wykreślenie z rejestru, gdyż wszystkie aktywa i pasywa spółki dzielonej zostaną przeniesione na inne spółki.

Zastosowanie podziału określonego w pkt b pozwoli na **utrzymanie bytu prawnego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo**, gdyż na spółkę wydzieloną przenoszona jest tylko część majątku spółki dzielonej. Przedsiębiorstwo to może nadal prowadzić swoją dotychczasową działalność, z wyłączeniem działalności sieciowej, która będzie wykonywana przez wydzieloną spółkę.

Podział spółki dokonany na podstawie art. 529 § 1 k.s.h. rodzi dla spółek przejmujących następujące skutki prawne:

- 1) wstąpienie przez spółki przejmujące lub nowo zawiązane z dniem podziału lub z dniem wydzielenia w prawa i obowiązki cywilnoprawne,
- 2) ujawnienie w księgach wieczystych praw rzeczowych tych spółek,
- 3) przejście praw udziałowych wspólników spółki dzielonej do spółki przejmującej lub nowo utworzonej,
- 4) kontynuacja stosunków pracowniczych na podstawie art. 23¹ ustawy – Kodeks pracy,
- 5) przejście zezwoleń, koncesji oraz ulg na spółki przejmujące lub nowo zawiązane,
- 6) współwłasność w częściach ułamkowych majątku, który nie został przypisany żadnej ze spółek przejmujących lub nowo zawiązanych.

Przejście koncesji jest jednak w pewnym stopniu ograniczone.

Art. 531 § 2 k.s.h. stanowi, że na spółkę przejmującą lub nowo zawiązaną powstałą w związku z podziałem przechodzą z dniem podziału lub z dniem wydzielenia w szczególności zezwolenia, koncesje i ulgi, pozostające w związku z przydzielonymi jej w planie podziału składnikami majątku spółki dzielonej, a które zostały przyznane spółce dzielonej, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej. Natomiast zgodnie z art. 618 k.s.h. wyżej cytowany przepis stosuje się do koncesji, zezwoleń oraz ulg przyznanych po dniu wejścia w życie ustawy, chyba że przepisy dotychczasowe przewidywały przejście takich uprawnień na spółkę przejmującą lub nowo zawiązaną. Jednakże ani ustawa – Prawo energetyczne, ani żadna inna ustawa, przed wejściem w życie ustawy – Kodeks spółek handlowych, nie przewidywała przejścia uprawnień wynikających z koncesji udzielonych przez Prezesa URE. Zatem **żadna koncesja Prezesa URE wydana przed dniem 1 stycznia 2001 r. nie może przejść** na mocy art. 531 § 2 Kodeksu spółek handlowych na spółkę przejmującą lub nowo zawiązaną. Przechodzą jedynie koncesje wydane po tym dniu.

Ponadto w przypadku podziału przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo na podstawie przepisów k.s.h. spółka, która przejmie działalność sieciową będzie cza-

sowo stosowała taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Zgodnie z § 28 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 114) przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku łączenia z innymi podmiotami lub **podziału przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa, które uległo podziałowi albo zostało połączone z innymi podmiotami**, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jednak nie dłużej niż przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności, na którą uzyskało koncesję.

Ustawodawca w rozporządzeniu, nie definiuje terminów „łączenie”, „podział”. Skoro jednak większość przedsiębiorstw energetycznych (wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się m.in. dystrybucją energii elektrycznej) to w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne spółki prawa handlowego, zatem odwołanie się do przepisów Kodeksu spółek handlowych w tym przypadku będzie jak najbardziej właściwe.

Podobny zapis został zawarty w rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2004 r. Nr 277, poz. 2750). Zgodnie z § 31 ust. 2 tego rozporządzenia **przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku przekształceń własnościowych przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe prowadzi rozliczenia z odbiorcami na podstawie obowiązującej taryfy przedsiębiorstwa, z którego powstało w wyniku jego przekształceń**, do dnia wejścia w życie taryfy przez nie ustalonej i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jednak nie dłużej niż przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia przez nie działalności gospodarczej, na którą uzyskało koncesję. Natomiast ust. 3 stanowi, że przedsiębiorstwo energetyczne, w którym nastąpiły przekształcenia własnościowe, w wyniku których powstało nowe przedsiębiorstwo, stosuje dotychczasową taryfę do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez powstałe przedsiębiorstwo, jednak nie dłużej niż przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia przez nie działalności gospodarczej.

Wyżej opisany sposób rozdzielenia działalności dystrybucyjnej od wytwarzania i obrotu umożliwia wyodrębnienie operatora systemu dystrybucyjnego z całym majątkiem sieciowym. Z dniem podziału lub z dniem wydzielenia własność majątku sieciowego zostaje przeniesiona na operatora systemu dystrybucyjnego.

Wyodrębnienie części spółki dystrybucyjnej i wniesienie jej, jako aportu, do innej spółki

Drugim sposobem wydzielenia prawnego działalności operatora systemu dystrybucyjnego jest **wyodrębnienie zorganizowanej części spółki dystrybucyjnej i wniesienie jej, w zamian za udziały, jako aportu do innej spółki – w tym celu nowo utworzonej**. Aport obejmuje majątek sieciowy i ewentualnie inne aktywa. Również w tym przypadku po wyodrębnieniu operator systemu dystrybucyjnego staje się właścicielem majątku sieciowego.

Spółka powstała w ten sposób nie przejmie praw i obowiązków cywilnoprawnych i podatkowych przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (spółki dominującej). Nie jest ona bowiem sukcesorem tego przedsiębiorstwa w rozumieniu prawa handlowego i prawa podatkowego. Nie mają tutaj zastosowania przepisy art. 528 i nast. k.s.h. o podziale spółek.

Nie mają również zastosowania przepisy art. 553 w związku z art. 551 tej ustawy regulujące przekształcenia spółek, gdyż przekształcenie polegające na wniesieniu aportem przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części (samobilansującego się zakładu) do nowo utworzonej lub istniejącej spółki nie jest przekształceniem w rozumieniu tych przepisów. Podmiot, do którego wniesiono aport ma nie tylko inny kształt prawny, ale jest zupełnie innym podmiotem prawnym. Nie działa więc w tym przypadku zasada kontynuacji, która zakłada istnienie tego samego podmiotu.

Nie jest zatem możliwe przejście uprawnień wynikających z koncesji na wydzielonego w wyżej opisany sposób operatora systemu dystrybucyjnego, gdyż działalność sieciową po wydzieleniu prowadzić będzie zupełnie nowe przedsiębiorstwo, tj. nowy podmiot gospodarczy, a przepisy prawne nie przewidują w tym przypadku przeniesienia uprawnień z koncesji.

Pojawiają się jednak wątpliwości dotyczące możliwości stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Przyjmując założenie, że w § 28 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną – ustawodawca definiuje „podział” jako podział spółki prawa handlowego na podstawie k.s.h., to przy realizacji scenariusza aportowego **nie ma podstaw, aby operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego mógł przejściowo stosować jakiegokolwiek elementy taryfy stosowanej przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo**, gdyż jest on nowo utworzonym przedsiębiorstwem, a nie spółką, która w wyniku podziału otrzymała majątek sieciowy. Jeżeli jednak użyty w rozporządzeniu termin „podział” rozumieć zgodnie z definicją słownikową, jako „wyodrębnienie czegoś mniejszego z jakiejś całości”, to § 28 ust. 2 rozporządzenia stanowi podstawę do stosowania tej samej taryfy przez wyodrębnione przedsiębiorstwo sieciowe.

Znacznie mniejszy jest problem ze stosowaniem w tym zakresie rozporządzenia Ministra Gospodarki

i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Ustawodawca w tym przypadku mówi o stosowaniu taryf przez przedsiębiorstwo powstałe w wyniku przekształceń własnościowych. Zatem przedsiębiorstwo, do którego zostanie wniesiony aport ma, zgodnie z tym rozporządzeniem, prawo stosowania taryfy, ponieważ miało miejsce przeniesienie majątku.

Przyjęcie rozwiązania aportowego pozwala uniknąć opodatkowania podatkiem od towarów i usług (podatkiem VAT), pod warunkiem jednak, że wyodrębniona, zorganizowana część spółki dystrybucyjnej, stanowiąca aport będzie przedsiębiorstwem w świetle art. 55¹ Kodeksu cywilnego. Zgodnie z orzecznictwem sądowym (zob. wyrok WSA III SA/Wa 2383/04) wniesienie aportu w postaci przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 55¹ k.c. do spółki nie jest objęte przepisami ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2004 r. Nr 54, poz. 535 z późn. zm.).

Żaden z przypadków wymienionych wcześniej nie gwarantuje pełnej niezależności operatora systemu dystrybucyjnego pod względem podejmowania decyzji. W pierwszym przypadku może, w drugim natomiast na pewno będzie istniała więź kapitałowa pomiędzy przedsiębiorstwem sieciowym a spółką, z której wydzielił się operator. Może utworzyć się struktura holdingowa. W celu zapewnienia pełnej swobody podejmowania decyzji w zakresie działania operatora systemu dystrybucyjnego (przy zachowaniu ochrony praw właścicielskich spółki dominującej w zakresie nadzoru w odniesieniu do rentowności zarządzanych przez spółkę zależną aktywów) konieczne jest wprowadzenie szczegółowych ustaleń umownych w statucie przedsiębiorstwa sieciowego.

Przekazanie zadań o charakterze operatorskim

Wydzielenie operatora systemu dystrybucyjnego, który będzie realizował zadania dystrybucyjne, może także nastąpić poprzez **przekazanie obowiązków o charakterze operatorskim utworzonej w tym celu spółce**. W tym przypadku ma miejsce przekazanie jedynie zadań operatorskich. Właścicielem całego majątku sieciowego pozostaje przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo. Sieci oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z siecią zostaną udostępnione operatorowi systemu na podstawie umowy cywilnoprawnej np. leasingu, dzierżawy. Takie rozwiązanie zostało przyjęte w przypadku wydzielenia się PSE-Operator z spółki PSE SA.

Również przy zastosowaniu tego sposobu wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego **nie ma możliwości przejścia uprawnień wynikających z koncesji** na tego operatora. Jest to nowe przedsiębiorstwo, tj. nowy podmiot gospodarczy a przepisy prawne także w tym przypadku nie przewidują przeniesienia uprawnień z koncesji.

Podobna sytuacja będzie miała miejsce w przypadku taryfy. Przedsiębiorstwa, które będą pełniły rolę operatorów systemu dystrybucyjnego **nie mogą stosować taryf**

stosowanych przez przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, gdyż stanowią zupełnie nowe podmioty gospodarcze.

Przyjmując ten wariant unikamy opodatkowania podatkiem od towarów i usług wniesienia majątku sieciowego do nowej spółki aportu w przypadku, gdy nie stanowi on odrębnego przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 55¹ k.c.

W powyższym przypadku przekazywane są spółce zadania, których wykonanie może być kontrolowane w drodze nadzoru właścicielskiego. Konieczne jest zatem wprowadzenie w statucie operatora ustaleń umownych, które zapewniłyby niezależność operatora pod względem podejmowania decyzji. W celu umożliwienia ich realizacji konieczne jest porozumienie się obydwóch spółek odnośnie wymaganego zakresu środków, w jakie powinna zostać wyposażona spółka zależna oraz zasad ich udostępnienia. Uzgodnienie powinno dotyczyć między innymi takich spraw jak: przejście pracowników z działu sieciowego oraz części pracowników z działów wspólnych, ewentualne wyposażenie spółki w środki obrotowe, warunki korzystania z systemów zarządzania oraz z sieci dystrybucyjnej. Skoro nie istnieje możliwość przeniesienia w drodze uzgodnienia między stronami uprawnień wynikających z koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, która jest wymagana do podjęcia stosownej działalności, konieczne jest przed rozpoczęciem działalności podjęcie działań celem jej uzyskania. Jedną z istotniejszych kwestii koniecznych do rozważenia w związku z ubieganiem się o koncesję, jest udokumentowanie przez spółkę możliwości technicznych prowadzenia działalności. Fakt, iż spółka nie stanie się właścicielem majątku sieciowego, nie będzie miał negatywnych implikacji przy ubieganiu się o koncesję, o ile spółka będzie w stanie uprawdopodobnić możliwość uzyskania innego tytułu prawnego do korzystania z sieci, takiego jak chociażby dzierżawa czy leasing.

Wydzielenie spółki obrotu

Kolejny sposób prawnego wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych ze spółek dystrybucyjnych polega na **wydzieleniu spółki obrotu ze spółki dystrybucyjnej**. Rozdzielenie działalności operatorskiej od pozostałej następuje w nich poprzez wydzielenie działalności w zakresie obrotu do odrębnej spółki. Można w tym przypadku zastosować procedurę wskazaną wyżej w przypadku pierwszym i drugim. Wydzielenie się obrotu jest dopuszczalne o ile na dalszym etapie nastąpi zbycie bądź przekazanie w innej formie wydzielonej spółki obrotu innemu podmiotowi. W przeciwnym bowiem razie spółki prowadzące działalność obrotową pozostawałyby w grupie kapitałowej operatora, co nie jest zgodne z obowiązującymi regulacjami. Nie istnieje co prawda przepis wprost zabraniający operatorowi posiadania udziałów w takich spółkach, jednak nie dałoby się takiego stanu rzeczy pogodzić z celami określonymi w Dyrektywach 2003/54/WE i 2003/55/WE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz ustawie

– Prawo energetyczne. Niedopuszczalne jest bowiem, aby podmiot będący operatorem systemu dystrybucyjnego prowadził działalność inną od działalności operatorskiej, a zatem nie powinien on posiadać również udziałów bądź akcji spółek prowadzących działalność obrotową.

Warto wobec tego spojrzeć na analizowany wariant wydzielenia obrotu, jako na pewien etap pośredni, po którym następuje odsprzedaż spółki obrotu innemu podmiotowi. Wariant taki umożliwi konsolidację spółek wytwórczych ze spółkami powstałymi w wyniku wydzielenia ze spółki dystrybucyjnej części zajmujących się obrotem. Rozwiązanie to byłoby pożądane, bowiem z jednej strony przewiduje wydzielenie operatora systemu dystrybucyjnego, dysponującego własnym majątkiem sieciowym i nie powiązanego kapitałowo z wydzieloną spółką obrotu, z drugiej połączenie działalności konkurencyjnej – obrotowej i wytwórczej – w ramach jednej grupy kapitałowej.

Rozwiązanie takie dobrze wpisuje się w założenia dokumentu „Aktualizacja programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego”, przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 7 czerwca 2005 r. Dokument wskazuje, że **prawne wydzielenie operatorów ma nastąpić przed przeprowadzeniem konsolidacji pionowej, a szczególnym warunkiem jej realizacji ma być prawne wydzielenie ze spółek dystrybucyjnych operatorów wraz z majątkiem sieciowym, przy czym stopień zaawansowania tego procesu, połączony z oceną uzyskanej przez operatora samodzielności będą istotnymi elementami podjęcia decyzji o konsolidacji pionowej.**

Podsumowanie

1. Każdy z przypadków wskazanych powyżej wypełnia dyspozycje prawnego wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych, określone w stosownych przepisach, a zatem decyzja co do wyboru konkretnego rozwiązania leży w gestii właściwych organów poszczególnych spółek.
2. Odrębną sprawą do rozstrzygnięcia przy analizie wskazanych wariantów wydzielenia prawnego operatora jest sposób postępowania z częściami funkcjonalnymi przedsiębiorstwa, realizującymi przed wydzieleniem prawnym zadania zarówno operatorskie, jak i handlowe. W obszarze tym istnieje znaczna dowolność, jednak istotnym jest, aby cały majątek sieciowy wykorzystywany do świadczenia usługi dystrybucyjnej pozostawał nie podzielony pomiędzy poszczególne podmioty. Nie do zaakceptowania jest np. sytuacja, w której układy pomiarowo-rozliczeniowe i układy transmisji danych zostaną przypisane przedsiębiorstwu zajmującemu się obrotem, natomiast pozostała część majątku sieciowego – operatorowi. Działalność operatora po wyodrębnieniu powinna obejmować całokształt zadań związanych z punktami pomiarowymi (co obejmuje m.in. zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie informacji pochodzących z punktów pomiarowych). Zadania te należy traktować jako ele-

ment wchodzący w skład usługi dystrybucji, a więc w konsekwencji ich koszt powinien być przeniesiony w taryfie dystrybucyjnej, a nie w cenie samej energii.

3. Warto zwrócić uwagę, że wdrażanie unbundlingu powinno następować w równym tempie, a poszczególne etapy całego procesu powinny być monitorowane. Ponadto okres trwania całego procesu wydzielenia jest długi, należy więc jak najszybciej podjąć działania zmierzające do wyodrębnienia prawnego operatorów systemów dystrybucyjnych, zwłaszcza w tych przypadkach, w których podmiot podejmujący działalność operatorską będzie musiał uzyskać koncesję na prowadzenie działalności dystrybucyjnej.
4. Należy mieć na względzie, że wydzielenie prawne operatora systemu dystrybucyjnego ze struktury pionowo zintegrowanej samo w sobie nie gwarantuje osiągnięcia przez niego wymaganego stopnia niezależności. Istotne jest bowiem również, aby operator pozostając w strukturze pionowo zintegrowanej pozostawał niezależny pod względem funkcjonalnym oraz podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (gazu ziemnego). Spółki dystrybucyjne powinny już w okresie przygotowań do wyodrębnienia prawnego, czyli niezwłocznie, wprowadzić zasady funkcjonalnego wyodrębnienia działalności sieciowej od działalności obrotu energią lub gazem, a w ramach tej ostatniej przynajmniej funkcjonalnie i księgowo wyodrębnić działalność obrotu prowadzoną na rzecz odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy.
5. W celu umożliwienia oceny, czy przedsiębiorstwo sieciowe traktuje użytkowników systemu w sposób niedyskryminacyjny, obecnie obowiązujące regulacje nakazują, aby operator opracował stosowny tzw. program zgodności, a następnie w cyklach rocznych przedkładał sprawozdanie z jego realizacji. Obowiązek taki wynika z art. 9d ust. 4 i 5 ustawy – Prawo energetyczne. Wymóg ten nie odnosi się wyłącznie do operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy wypełnili wymóg prawnego rozdziału, a zatem stosowne sprawozdania za rok 2005 powinny zostać przedłożone Prezesowi URE przez spółki dystrybucyjne w terminie do 31 marca 2006 r.

Krótką informacją o programie zgodności:

Wyżej wskazany program ma określać działania, do podjęcia których zobowiązuje się operator systemu dystrybucyjnego w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Z uwagi na różnice w wewnętrznej strukturze organizacyjnej i wynikające z tego uwarunkowania, zawartość programu zgodności operatora prawnie rozdzielonego będzie inna niż w przypadku nie rozdzielonego. Różnice mogą dotyczyć np. takich obszarów jak niezależność operatora przy podejmowaniu decyzji w odniesieniu do aktywów sieciowych, niezbędnych do prowadzenia działalności operatorskiej, co wynika z innego stopnia autonomii operatora

w przypadku wydzielenia prawnego i w przypadku, gdy wszystkie funkcje są realizowane w ramach tej samej osoby prawnej.

Program zgodności każdego podmiotu pełniącego funkcję operatora, niezależnie od kwestii wydzielenia prawnego, powinien posiadać następujące części, określające:

- 1) *obowiązki pracowników, mające na celu zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu,*
- 2) *sposób egzekwowania programu zgodności,*
- 3) *sposób monitorowania programu oraz zasady sprawozdawczości.*

Wskazane byłoby, aby zobowiązane podmioty przy opracowywaniu programów zgodności wykorzystaly zalecenia, opublikowane w Nocie z dnia 16 stycznia 2004 r. Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w sprawie Dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego odnośnie systemu rozdziału działalności.

Dotychczasowe doświadczenia związane z wyodrębnianiem operatorów systemów przesyłowych wskazują, że mogą wystąpić trudności natury podatkowej, uniemożliwiający wyodrębnienie operatora systemu dystrybucyjnego wraz z majątkiem, jako spółki ze 100% udziałem zakładu energetycznego. W takim razie, chcąc zapewnić, aby wyodrębniony operator systemu dystrybucyjnego został wyposażony w majątek sieciowy, a cały zabieg był neutralny pod względem podatkowym – bowiem tylko wtedy cała operacja z ekonomicznego punktu widzenia ma sens – należałoby dokonać podziału spółki dystrybucyjnej na podmiot zajmujący się dystrybucją, pełniący funkcję operatora i na niezależny od niego podmiot zajmujący się obrotem oraz ewentualnie innymi rodzajami działalności. W przypadku przenoszenia majątku sieciowego do spółki zależnej istnieje ryzyko opodatkowania całej transakcji podatkiem VAT, co w konsekwencji obciążyłoby odbiorców końcowych. Wobec takiego stanu rzeczy może się okazać, że wariant wskazany jako ostatni jest jedyną możliwą do przyjęcia z praktycznego punktu widzenia opcją, zapewniającą wydzielenie operatora systemu dystrybucyjnego wraz z majątkiem sieciowym bez powstania obowiązku podatkowego.



Katarzyna Smagiel

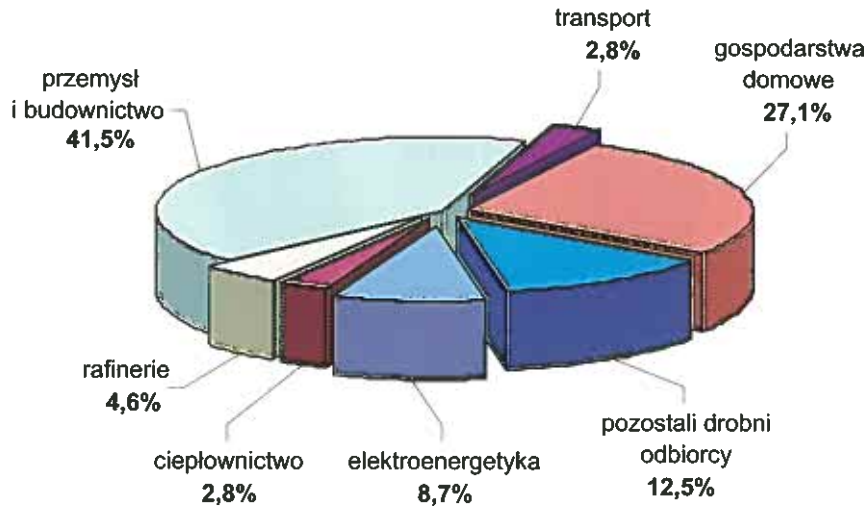
Departament Promowania Konkurencji URE



Maciej Syroka

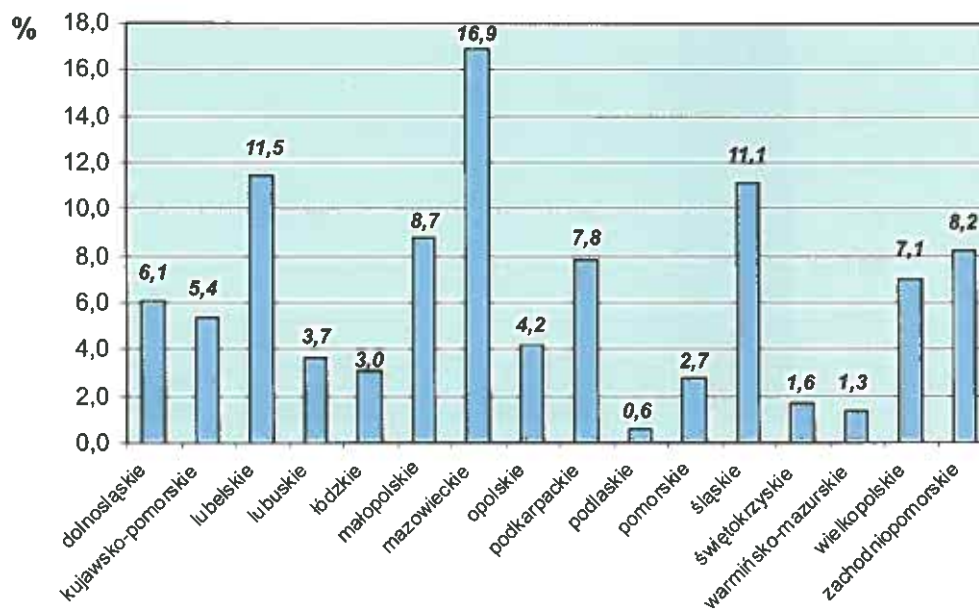
GAZ ZIEMNY

Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce według grup odbiorców w 2004 r.



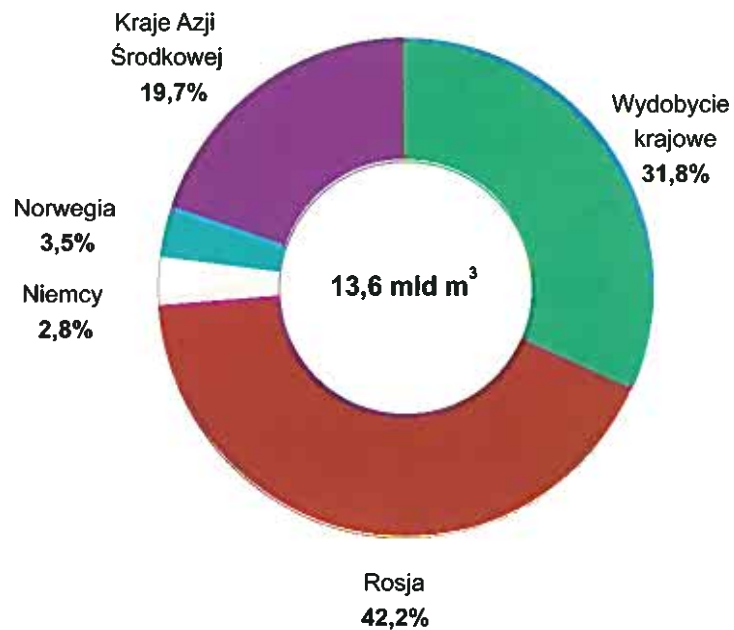
Źródło: URE na podstawie: *Zużycie paliw i nośników energii w 2004 r.*, GUS, Warszawa, 2005.

Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce według województw w 2004 r.



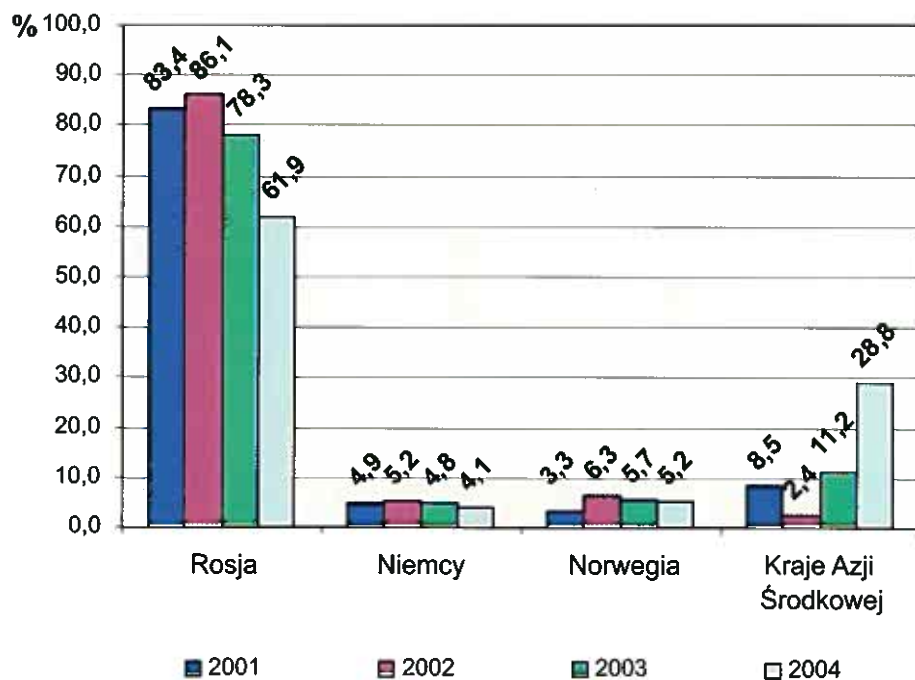
Źródło: URE na podstawie: *Zużycie paliw i nośników energii w 2004 r.*, GUS, Warszawa, 2005.

Struktura zaopatrzenia Polski w gaz ziemny w 2004 r.



Źródło: URE na podstawie: „Raport roczny PGNiG SA 2004”.

Struktura importu gazu ziemnego do Polski w latach 2001-2004



Źródło: URE na podstawie: „Raport roczny PGNiG SA 2004”.

Wydobycie gazu ziemnego w 2004 r.

Kraje	Wydobycie	Udział
	mln m ³	%
Świat	2 794 516	100,0
Rosja	620 095	22,2
Stany Zjednoczone	531 951	19,0
Kanada	182 564	6,5
Wielka Brytania	101 182	3,6
Algieria	88 337	3,2
Holandia	85 983	3,1
Norwegia	82 340	2,9
Iran	81 332	2,9
Indonezja	79 498	2,8
Arabia Saudyjska	63 999	2,3
Pozostałe kraje	877 235	31,5

Źródło: Key World Energy Statistics 2005, IEA.

Najwięksi eksporterzy gazu ziemnego w 2004 r.

Kraje	Eksport*	Udział
	mln m ³	%
Świat**	788 170	100,0
Rosja	194 832	24,7
Kanada	103 083	13,1
Norwegia	75 858	9,6
Algieria	64 544	8,2
Holandia	53 560	6,8
Turkmenistan	44 090	5,6
Indonezja	38 593	4,9
Malezja	25 460	3,2
Katar	24 420	3,1
Stany Zjednoczone	24 188	3,1
Pozostałe kraje	139 542	17,7

* Obejmuje eksport gazociągami oraz w postaci LNG.

** Z uwzględnieniem wymiany między państwami byłego ZSRR.

Źródło: Key World Energy Statistics 2005, IEA.

Najwięksi importerzy gazu ziemnego w 2004 r.

Kraje	Import*	Udział
	mln m ³	%
Świat**	794 369	100,0
Stany Zjednoczone	120 587	15,2
Niemcy	90 109	11,3
Japonia	81 225	10,2
Włochy	67 908	8,6
Ukraina	54 428	6,9
Francja	43 978	5,5
Korea	28 929	3,6
Hiszpania	26 951	3,4
Turcja	21 732	2,7
Białoruś	19 643	2,5
Pozostałe kraje	238 879	30,1

* Obejmuje import gazociągami oraz w postaci LNG.

** Z uwzględnieniem wymiany między państwami byłego ZSRR.

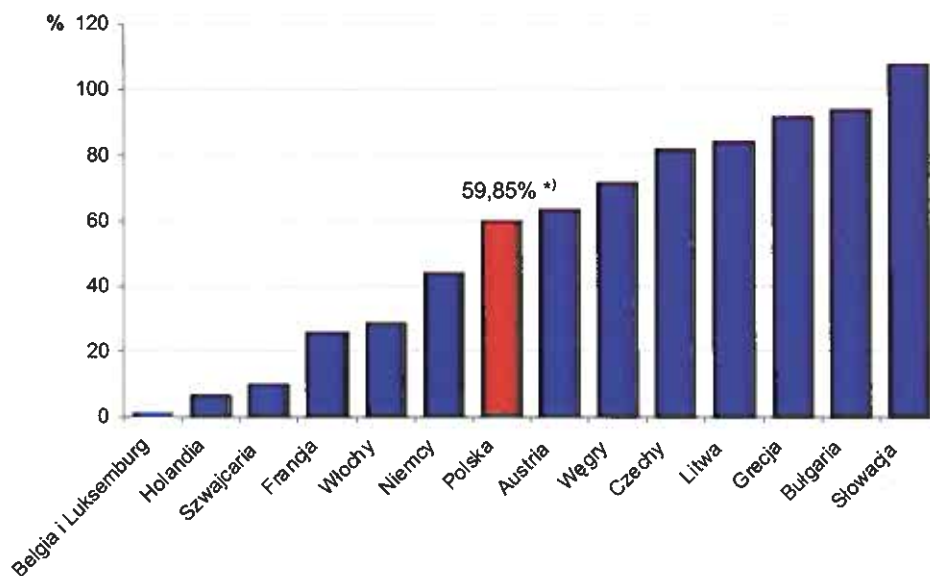
Źródło: Key World Energy Statistics 2005, IEA.

Zużycie krajowe oraz import gazu ziemnego z Rosji przez wybranych odbiorców rosyjskiego gazu w 2004 r.

Kraje	Zużycie	Import z Rosji	Udział
	mln m ³ /rok	mln m ³ /rok	%
Belgia i Luksemburg	16,3	0,2	1,2
Holandia	43,5	2,7	6,2
Szwajcaria	3,0	0,3	10,0
Francja	44,7	11,5	25,7
Włochy	73,3	21,0	28,7
Niemcy	85,9	37,7	43,9
Polska	13,2	7,9	59,9
Austria	9,5	6,0	63,2
Węgry	13,0	9,3	71,5
Czechy	8,8	7,2	81,8
Litwa	3,1	2,6	83,9
Grecja	2,4	2,2	91,7
Bułgaria	3,1	2,9	93,6
Słowacja	6,8	7,3	107,4

Źródło: URE na podstawie: Gas Connections, Argus, VOL. X, 2, 19 January 2006.

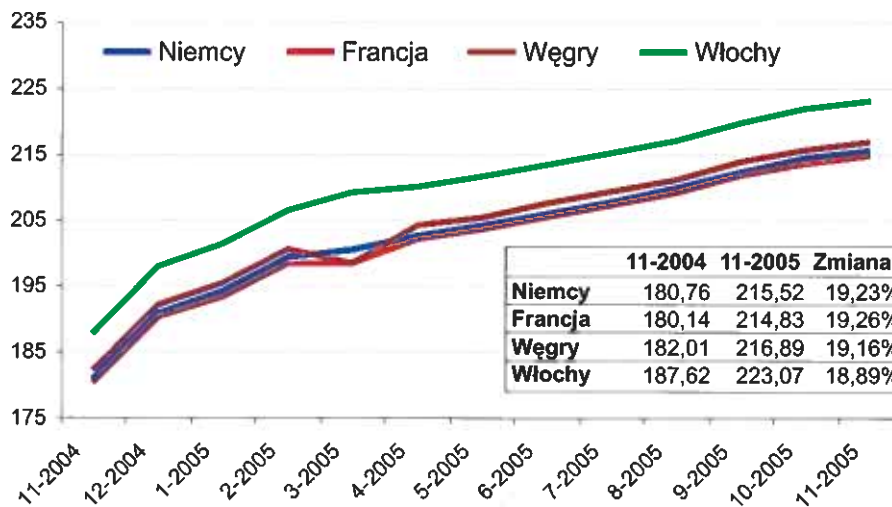
Udział importu gazu ziemnego z Rosji w zużyciu ogółem u wybranych odbiorców rosyjskiego gazu w 2004 r.



* Łącznie z importem z krajów Azji Środkowej.

Źródło: URE na podstawie: Gas Connections, Argus, VOL. X, 2, 19 January 2006.

Ceny importu gazu ziemnego z Rosji za 1 000 m³ w dolarach amerykańskich (ceny obejmują przesył gazociągami do granicy państwa importującego)



Źródło: URE na podstawie: Gas Connections, Argus, VOL. X, 2, 19 January 2006.

Opracowali: Anna Buńczyk, Anna Daniluk, Samer Masri
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

REFLEKSJA NA TEMAT DOMNIEMANEGO „ZAWYŻANIA TARYF NA POKRYCIE STRAT”

dr inż. Tomasz Kowalak

Rzeczpospolita i Gazeta Wyborcza z 10 lutego br. zamieściły materiały na temat wyników kontroli NIK w Zakładach Energetycznych i URE, nakierowanej na problem różnic bilansowych i ich wpływu na taryfy.

Wydźwięk obydwu publikacji jest taki, że oto Prezes URE, swoimi decyzjami taryfowymi niejako firmuje nieefektywność spółek dystrybucyjnych, akceptując w taryfach koszty z tego tytułu na nieuzasadnionym poziomie. Taki sposób zaprezentowania tematu skłania do wniosku, że dziennikarze zostali zainspirowani przez kogoś szczególnie „życzliwego” osobie polskiego Regulatora. Można by przejść nad tym do porządku, traktując całą sprawę jako naturalny skutek sprzeczności interesów, gdyby nie to, że publikacje wprowadzają do publicznego obiegu istotną dezinformację.

Analizę problemu wypada zacząć od definicji rozpatrywanych pojęć, tym bardziej, że w dziennikarskim przekazie pojawiło się ich pomieszanie. Otóż różnica bilansowa jest to różnica pomiędzy ilością energii **zmierzoną** jako wprowadzona do sieci (ze źródeł przyłączonych do sieci oraz z innych sieci połączonych) a ilością energii **zmierzoną** jako pobrana z sieci przez odbiorców końcowych i oddana do innych sieci połączonych. Fundamentalne znaczenie ma okoliczność **pomiaru**. Inaczej mówiąc na różnicę bilansową składają się te wszystkie strumienie energii, które wymykają się pomiarowi. Są to:

- straty techniczne, czyli skutek przemiany fizycznej energii elektrycznej w ciepło podczas przepływu prądu elektrycznego przez elementy linii i stacji składających się na sieć (energia nie „ginie w sieci” w dziwny (czytaj: podejrzany) sposób) oraz
- straty handlowe, na które z kolei składają się
 - pobór energii z pominięciem układu pomiarowego lub bez pomiaru w wyniku zakłócenia działania układu pomiarowego,
 - skutki ograniczonej dokładności (różnicowania klas dokładności) układów pomiarowych na wejściu i wyjściu z sieci,
 - skutki niejednoczesności dokonywania pomiarów na wejściach i na wyjściach z sieci.

Nic wspólnego z różnicą bilansową i jej skutkami dla taryfy nie mają zaległości płatnicze odbiorców i ew. zaniedbania przedsiębiorstw w zakresie windykacji należności, gdyż te zagadnienia odnoszą się do energii zmierzonej i zafakturowanej. Uczestnicy postępowania taryfowych wiedzą, że wielkość ta nie ma żadnego przełożenia na kalkulację i wysokość taryfy. Pogarsza jedynie płynność finansową przedsiębiorstwa. Można domniemy-

wać, że autorom publikacji element ten był potrzebny dla odpowiedniego „dozowania napięcia”.

Inaczej przedstawia się problem finansowania poprzez taryfę kosztów różnicy bilansowej. Zarówno straty techniczne, jak i straty handlowe – jako zjawisko – są obiektywnym źródłem kosztów prowadzonej działalności, co znalazło wyraz w § 19 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*. Tym samym kwestionowanie a priori zasadności uwzględniania kosztów różnicy bilansowej byłoby nawoływaniem do łamania prawa. Odrębną kwestią jest natomiast **wysokość** kosztów różnicy bilansowej, uwzględnianych w kalkulacji taryfy.

Zanim jednak przejdziemy do rozważań na temat metodologii oceny uzasadnionego poziomu tych kosztów warto zwrócić uwagę na następującą okoliczność. Otóż można wyeliminować każdą z przyczyn powstawania różnicy bilansowej (w wymiarze fizycznym), ale to kosztuje. W szczególności, teoretycznie jest możliwe wyeliminowanie strat technicznych, gdyby np. do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej zastosować na skalę masową technologię nadprzewodnictwa. Straty Joule’a zostałyby ograniczone praktycznie do zera, ale odbiorcy energii musieliby zapłacić za wymianę przewodów i infrastrukturę utrzymującą system elektroenergetyczny w odpowiednio niskiej temperaturze. Zapewne zapłaciliby znacznie więcej niż obecnie. Podobnie jest z eliminowaniem źródeł strat handlowych: w odniesieniu do każdego ich rodzaju niezbędne są odpowiednie inwestycje lub wysiłek organizacyjny, pociągający za sobą koszty operacyjne. Reasumując, istnieje ekonomicznie uzasadniona racjonalna granica, poniżej której dalsze eliminowanie tego zjawiska przynosiłoby jedynie straty (koszty podejmowanych działań wyższe od uzyskiwanych efektów).

Istotą procedury zatwierdzania taryfy w części dotyczącej finansowania różnic bilansowych jest próba antycypowania opisaną powyżej racjonalnej granicy oraz określenie ścieżki dojścia do tak zdefiniowanego celu. Należy bowiem mieć na uwadze, że totalna negacja istnienia nieefektywności w zakresie poziomu kosztów różnicy bilansowej, skutkująca raptownym, drastycznym ograniczeniem przychodów przedsiębiorstwa, w istocie blokowałaby możliwość zredukowania tych kosztów do poziomu uzasadnionego.

Dodatkowo, należy wyjaśnić różnicę pomiędzy różnicą bilansową w wymiarze fizycznym i finansowym. Poziom

kosztów różnicy bilansowej jest wynikiem iloczynu ilości traconej energii i ceny jednostkowej zakupu tej energii przez przedsiębiorstwo. To dlatego w okresie objętym kontrolą NIK poziom kosztów różnicy bilansowej wzrósł, pomimo że w wyniku podjętych przez przedsiębiorstwa działań różnica bilansowa w wymiarze fizycznym spadła. Nie jest moją rolą dokonywanie ocen rzetelności wniosków stanowiących rezultat kontroli, ale podkreślenia wymaga, że o ile poziom fizyczny różnic bilansowych jest (w określonym zakresie) zależny od efektywności działania przedsiębiorstwa, o tyle cena energii – w warunkach konkurencyjnego rynku hurtowego, na jakim ta energia jest kupowana, już nie. Dlatego ubolewanie, że jakkolwiek ilość traconej energii spadła, to przecież sytuacja uległa pogorszeniu, bo koszt różnicy bilansowej wzrósł, jest działaniem głęboko nierzetelnym w sytuacji, gdy cała publikacja poświęcona jest domniemanym zaniedbaniom przedsiębiorstw energetycznych i tolerowaniu tego stanu w decyzjach taryfowych. Koszt różnic bilansowych jest problemem z punktu widzenia obciążenia finansowego ponoszonego przez odbiorców końcowych, ale w analizach polityki przedsiębiorstw energetycznych i ich skuteczności w ograniczaniu różnic bilansowych parametrem miarodajnym jest jedynie ilość energii.

Metodologia wyznaczenia uzasadnionego poziomu różnic bilansowych, wdrożona do praktyki taryfowej opiera się na następujących założeniach.

- a) Punktem wyjścia jest uszeregowanie poszczególnych przedsiębiorstw w funkcji ich „wielkości”, determinującej uzasadniony poziom różnic bilansowych w wymiarze fizycznym. Wynikiem tego działania jest rozkład przedsiębiorstw wokół prostej regresji, ilustrującej przeciętny poziom realizowanych różnic bilansowych – w zależności od „wielkości” przedsiębiorstwa. Rozkład ten pozwala stwierdzić, czy dane przedsiębiorstwo jest – na tle pozostałych – bardziej efektywne, czy też mniej efektywne niż przeciętna właściwa dla jego „wielkości”.
- b) Drugim krokiem jest określenie celu, tj właściwego dla każdego przedsiębiorstwa poziomu różnicy bilansowej uznanej za uzasadnioną. Gdyby za taki poziom przyjąć wielkość średnią, to przedsiębiorstwa mniej efektywne niż średnia spotkałaby „kara” a bardziej efektywne niż średnia „nagroda” w postaci odpowiednio: niedoboru lub nadwyżki w przychodach zapewnianych przez taryfę w stosunku do indywidualnie ponoszonych kosztów. Taki model z punktu widzenia odbiorców byłby mało atrakcyjny, gdyż, jakkolwiek zmuszałby przedsiębiorstwa nieefektywne do poprawy swej efektywności i w dłuższej perspektywie prowadził do obniżki kosztów funkcjonowania sieci, to w krótkim horyzoncie czasowym nie dawałby odbiorcom żadnego odczuwalnego efektu. Stanowiłby za to źródło korzyści dla wszystkich przedsiębiorstw bardziej efektywnych niż średnia. Przesunięcie „linii celu” do poziomu efektywności najlepszego przedsiębiorstwa, lub jeszcze dalej – w myśl zasady, że każdy

może być bardziej efektywny niż jest – generowałoby dla outsiderów niedobór przychodów względem ponoszonych kosztów na poziomie wykluczającym możliwość zrealizowania inwestycji niezbędnych dla poprawy sytuacji. W krótkim horyzoncie czasowym byłby to model bardzo atrakcyjny dla odbiorców, ale po niedługim czasie mógłby doprowadzić do pogorszenia standardów obsługi i obrócić się przeciw odbiorcom. Z powyższych względów wybrany został model pośredni, zgodnie z którym najlepsze przedsiębiorstwa (13 na ogólną liczbę 33) uzyskały „bonus” stanowiący zachętę do inwestowania celem dalszej poprawy sytuacji, pozostałe (20 na 33) dotknęła „kara” dyscyplinująca je do podjęcia zdwojonego wysiłku celem wymknięcia się z pułapki niedoboru przychodów. Per saldo w wyniku zatwierdzenia taryf według takiego mechanizmu odbiorcy (pomimo wzrostu ceny energii) zapłacili mniej o ok. 66 mln zł. Trudno więc mówić, że taryfy zostały zawyżone. Co więcej, poziom różnic bilansowych w objętym kontrolą okresie obniżył się z 13,2 TWh do 12,5 TWh. Szczególną irytację kontrolującego organu powodował fakt, że taryfy niektórych przedsiębiorstw gwarantowały przychód większy niż poniesione koszty. Irytacja ta wynikała z niemożności zrozumienia kategorii „kosztu uzasadnionego”. Oczywiście można próbować narzucać taki sposób myślenia, że kosztem uzasadnionym jest koszt faktycznie poniesiony. Ale wówczas finansować poprzez taryfę trzeba by różnice bilansowe wszystkim przedsiębiorstwom, efektywnym i nieefektywnym, de facto najlepiej nagradzając najbardziej nieefektywnych. Jeżeli natomiast przyjąć, że kosztem uzasadnionym jest koszt średni zredukowany o racjonalnie „skrojone” wymuszenie, to może się zdarzyć, że znajdą się przedsiębiorstwa realizujące dane zadanie po koszcie jeszcze niższym, które w takim przypadku zachowują prawo do akumulowania wygenerowanych w ten sposób korzyści. Walorem nie do przecenienia takiego podejścia jest fakt, że wyłonieni w ten sposób liderzy wyznaczają wszystkim pozostałym cel długofalowy, innym sposobem praktycznie nie do zidentyfikowania. Porównania bowiem z innymi krajami są obciążone takim poziomem błędów, że bezpośrednie wnioskowanie z takich porównań jest niezwykle ryzykowne. Mamy bowiem do czynienia z nieporównywalnymi systemami elektroenergetycznymi, w odniesieniu zarówno do ich geograficznej rozpiętości i wzajemnej dyslokacji centrów wytwarzania i odbioru, jak i z odmienną kulturą techniczną i zasadami projektowania, pozostającą w ścisłym związku z ogólnym poziomem zamożności kraju.

Wywiedziona przez NIK wizja procesu regulacji, na której Izba oparła swą krytykę wobec Prezesa URE, tak skwapliwie podjęta w przekazie dziennikarskim, nawiązuje do tradycyjnego modelu regulacji, w praktyce światowej zarzuconego z uwagi na jego nieefektywność. Co więcej, modelu tego w żaden sposób nie można „wyprowadzić”

z brzmienia ustawy. Nie można w tym miejscu również pominąć faktu, że w aktach wykonawczych do ustawy, w szczególności w rozporządzeniu taryfowym dla energii elektrycznej, od jego pierwszej wersji z 1998 roku, jak również w kolejnych nowelizacjach samej ustawy, konsekwentnie występują i są rozwijane elementy opisujące formułę regulacji bodźcowej. Dotyczy to w szczególności wzorów na ograniczenie wzrostu ceny wskaźnikowej i uprawnień Prezesa URE do ustalania i zatwierdzania współczynników korekcyjnych poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Gdyby interpretacja przepisu, przyjęta przez NIK była słuszna, to oznaczałoby to, że w sposobie odczytania ustawy i wykreowanych przez nią delegacji od 1988 roku konsekwentnie myli się Minister Gospodarki – gospodarz ustawy i autor aktów wykonawczych. Bez odpowiedzi pozostawić także należałoby pytanie o sens umieszczenia w treści

ustawy elementów nie mających zastosowania w regulacji według formuły kosztowej.



*Autor pełni obowiązki dyrektora
Departamentu Taryf URE*



Elektrownia Kozienice SA – chłodnie

KOMUNIKATY PRASOWE CEER I ERGEG

Europejscy Regulatorzy Energii są rozzarowani stopniem wdrożenia Kodeksu Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu

- Europejscy Operatorzy Magazynów Gazu powinni podjąć bardziej zdecydowane kroki w celu pełnego zastosowania Kodeksu Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu (GGPSSO).
- ERGEG zamierza podjąć dalsze badania zakresu wdrożenia Kodeksu Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu.

Europejscy Regulatorzy Energii opublikowali końcowy raport, który ocenia zakres wdrożenia Kodeksu Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu (GGPSSO) wraz z wnioskami końcowymi oraz rekomendacjami.

Podstawowe ustalenia

Większość Operatorów Magazynów Gazu (SSO) wie o istnieniu Kodeksu Dobrych Praktyk. Wielu z nich podjęło już pierwsze działania w celu wdrożenia wymogów GGPSSO. Jednakże wyniki obserwacji ERGEG-u nie są satysfakcjonujące z powodu braku odpowiedniego stopnia wdrożenia Kodeksu w następujących zakresach:

- niektórzy SSO nie dokonali jeszcze wdrożenia podstawowych wymogów Dyrektywy 2003/55/WE w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- większość nie wdrożyła dotąd wymogów w zakresie przejrzystości zasad funkcjonowania oraz obrotu wtórnego objętościami magazynowymi,
- dla znakomitej większości operatorów nie dokonano jeszcze oceny stopnia wdrożenia norm dotyczących ochrony informacji poufnych, dostępu do usług na zasadach rynkowych oraz niedyskryminacyjności dostępu,
- w niektórych krajach nie jest jasne, czy całość objętości magazynowych została zaoferowana na rynku,
- określenie stopnia zgodności z niektórymi wymogami GGPSSO wymaga dalszych badań (m.in. w zakresie ochrony poufności informacji oraz zarządzania ograniczeniami, alokacją objętości magazynowych).

ERGEG będzie kontynuował monitoring zasad funkcjonowania usług magazynowania (obowiązujących zasad dyrektywy oraz rekomendowanych GGPSSO) oraz zaprezentuje swoje rekomendacje w zakresie magazynowania Komisji Europejskiej. Rekomendacje będą zawierały poglądy ERGEG-u wraz z propozycjami legislacyjnymi na przyszłość w celu zapewnienia równoprawnego oraz niedyskryminacyjnego dostępu do usług magazynowania.

26 stycznia 2006 r.

Dodatkowe wyjaśnienia

Kodeks Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu (GGPSSO) dotyczy zasady dostępu stron

trzecich do usług magazynowania gazu określonych zgodnie z Art. 2(9) oraz (19) Dyrektywy 2003/54/WE. Jego celem jest skodyfikowanie minimalnych zaleceń w zakresie rynkowego obrotu usługami magazynowymi. Kodeks w wersji z 23 marca 2005 r. jest dostępny na stronie internetowej ERGEG-u www.ergeg.org.

Raport, który ocenia zakres wdrożenia Kodeksu Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu (GGPSSO), jest dostępny na stronie internetowej ERGEG-u www.ergeg.org.

Komisja Europejska zwróciła się do organów regulacji z prośbą o dokonanie oceny zakresu wdrożenia Kodeksu Dobrych Praktyk w Zakresie Usług Magazynowania Gazu (GGPSSO). ERGEG opublikował pierwszy raport na ten temat w 15 września 2005 r. i zaprezentował go na X Forum Madryckim. Powyższy raport – opublikowany w zeszłym roku – zawiera ostateczny wynik badań ERGEG-u wraz z wnioskami końcowymi oraz rekomendacjami.

*Tłumaczenie: Piotr Staręga,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

Raport Porównawczy Regulatorów 2005 potwierdza potrzebę wzmocnienia skuteczności regulacji w państwach członkowskich

Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) opublikowała Raport Porównawczy europejskich regulatorów energetyki.

Wcześniejszy Raport Komisji Europejskiej nt. Postępu w Tworzeniu Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej i Gazu określił 14 obszarów, w których istnieje możliwość zwiększenia efektywności z punktu widzenia regulacji sektora energetycznego. Raport CEER nt. europejskich regulatorów energetyki jest zestawieniem zbiorczym informacji pochodzących z 27 państw europejskich. Komisja w niniejszym raporcie potwierdza potrzebę zwiększenia skuteczności regulacji.

Najważniejsze ustalenia

1. Dyrektywy gazowa i elektroenergetyczna z 2005 r. wyposażyły organy regulacyjne we wszystkich państwach członkowskich w podstawowy zbiór narzędzi regulacyjnych. Dyrektywy przewidują umieszczenie w gestii ww. organów następujących dziedzin: zasady alokacji zdolności przesyłowych połączeń sieciowych, kodeksy sieci i zasady rynku, zarządzanie ograniczeniami, taryfy przesyłowe i dystrybucyjne, świadczenie usług dodatkowych i bilansowanie. Powyższe dziedziny znajdują się w kompetencjach większości europejskich organów regulacyjnych.
2. Niemniej jednak, w niektórych państwach członkowskich, organy regulacyjne nie są jedynymi suwre-

- nami w powyższych dziedzinach, ponieważ dzielą kompetencje z innymi organami, np. ministrowie posiadają uprawnienia nadrzędne co do aprobowania, odrzucania lub zmiany decyzji organu regulacyjnego, albo mają własne uprawnienia regulacyjne. Ponadto w niektórych państwach członkowskich istnieje nawet więcej niż jeden organ regulacyjny, biorąc pod uwagę szczebel krajowy i regionalny, a im więcej ciał jest zaangażowanych w proces decyzyjny, tym regulacja staje się bardziej niespójna i niezgodna pomiędzy państwami członkowskimi. CEER podziela stanowisko Komisji, w którym stwierdza się, że „regulatorzy powinni mieć wyłączność w podejmowaniu ostatecznych decyzji przynajmniej w odniesieniu do dziedzin wymienionych w dyrektywach, zachowując niezależność od sektora i władz politycznych, zwłaszcza tam, gdzie znaczna część sektora energetycznego jest własnością państwa”.
3. W odniesieniu do procedur administracyjnych, z uwzględnieniem stopnia udziału publicznego w procesach wydawania decyzji, odwołań i sprawozdawczości, nakreślenie jednolitego obrazu było niemożliwe. Raport podkreśla fakt, że niektórzy regulatorzy są na z góry przegranej pozycji wobec administracji rządowej, która ma prawo unieważnić ich decyzje. Potwierdza to konieczność zapewnienia większej skuteczności decyzjom regulatora.
 4. Niezależność Operatora Systemu od wytwarzania i sprzedaży ma decydujące znaczenie dla rozwoju rynku, a istotną rolę regulatora jest zapewnienie właściwego *unbundlingu* za pomocą stworzenia równych warunków działania dla wszystkich uczestników rynku i eliminację subsydiowania skrośnego. Regulatorzy muszą więc posiadać dostęp do ksiąg rachunkowych i sprawozdawczości przedsiębiorstw energetycznych podlegających *unbundlingowi*. Jednak niektórzy regulatorzy nie mają dostępu do koniecznych informacji finansowych, a czasami także do informacji technicznych.

Europejscy regulatorzy energetyki z zadowoleniem przyjęli inicjatywę Komisji Europejskiej, która przewiduje monitorowanie niezależności i uprawnień wszystkich organów regulacyjnych. Ponadto Komisja przewiduje przeprowadzenie we wszystkich państwach członkowskich szczegółowego przeglądu skuteczności i efektywności przyjętych narzędzi prawno-regulacyjnych.

27 stycznia 2006 r.

Dodatkowe wyjaśnienia

1. Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) działa jako grupa doradcza dla Komisji Europejskiej w dziedzinie konsolidacji wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu. Członkami ERGEG są przewodniczący krajowych organów regulacyjnych z 25 państw członkowskich. Regulatorzy z państw kandydujących i Europejskiego Obszaru Gospodarczego posiadają status Obserwatorów. We wszystkich spotkaniach grupy uczestniczyć powinien

- także wyznaczony przez Komisję wysokiej rangi jej przedstawiciel. Strona internetowa: www.ergreg.org.
2. Komisja Europejska określiła w sekcji 8 aneksu technicznego do Raportu nt. Postępu w Tworzeniu Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej i Gazu 14 obszarów, w których istnieje możliwość zwiększenia efektywności z punktu widzenia regulacji sektora energetycznego. Biorąc pod uwagę każde zagadnienie z osobna, nie stwierdza się większych problemów, niemniej jednak, jeżeli rozpatrywać je razem wraz z niewystarczającą skutecznością regulacji, można wysnuć wniosek, iż nie są spełnione wymogi Artykułu 1 Dyrektyw.
 3. Raport Porównawczy Regulatorów 2005 jest ujęty w formie czytelnych i przejrzystych tabel, których treścią są informacje o statusie, środkach i uprawnieniach, jakimi dysponuje każdy z 27 członków CEER (25 państw członkowskich, Islandia, Norwegia). Raport został przygotowany w formule podobnej do „Raportu Porównawczego Regulatorów dla Europy Południowo-Wschodniej”, którego trzecia edycja została wydana przy okazji 7 Forum Regulacji Energetyki Europy Południowo-Zachodniej w Atenach w listopadzie 2005 (tenże Raport jest dostępny na stronie internetowej CEER www.ceer-eu.org).

Tłumaczenie: Rafał Rosłon,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

Europejscy regulatorzy energetyki informują o mniejszej liczbie przerw w dostawie energii elektrycznej i nawołują do lepszej obsługi klientów

Europejska Rada Regulatorów Energetyki (CEER) opublikowała trzeci Raport porównawczy nt. jakości dostaw energii elektrycznej (2005). Raport obejmuje najważniejsze kwestie dotyczące jakości dostaw energii elektrycznej: ciągłości, usług konsumenckich, jakości napięcia.

Podstawowe wnioski i obserwacje:

1. Odnotowano mniejszą liczbę przerw w dostawie energii elektrycznej i znaczący spadek średniego czasu przerwy. Nawet państwa, w których liczba przerw była mała zdołały jeszcze bardziej poprawić sytuację w tym zakresie.
2. Raport wykazał, że w sprawach dotyczących usług świadczonych przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (zajmujące się dystrybucją i sprzedażą) przyjęto różne rozwiązania regulacyjne, różne standardy oraz różny poziom ich implementacji. Państwa członkowskie powinny wprowadzić gwarantowany poziom usług standardowych, w efekcie czego, w przypadku nie uzyskania wystarczającego poziomu usług, klienci będą mogli automatycznie otrzymać odszkodowanie.
3. Coraz większa liczba państw monitoruje (albo dopiero zdecydowała się na monitorowanie) zakłóceń w jakości energii elektrycznej. Winny być podejmowane

dalsze prace nad jakością napięcia oraz zmianami dotyczącymi wspólnie używanych standardów wprowadzonych przez CENELEC (Europejski Komitet Normalizacji Elektrotechnicznej).

Państwa, które chcą zastosować regulacje wprowadzające bodźce/kary powinny zgodnie z zaleceniami raportu CEER wzorować się na rozwiązaniach stosowanych w innych państwach, dotyczy to zarówno rozwiązań na poziomie całego systemu jak i pojedynczego konsumenta.

Przewodniczący CEER, Sir John Mogg, podkreślił znaczenie badania jakości dostaw, stwierdzając: „Jest rzeczą niezbędną, aby zdefiniować, zmierzyć (oraz zharmonizować tam, gdzie jest to konieczne) jakość wskaźników oraz monitorować i wpływać na wydajność”.

Raport ten, przedstawiając sytuację dotyczącą jakości dostarczanych usług, powinien szczególnie zainteresować konsumentów i podmioty wykorzystujące w swojej działalności znaczne ilości energii elektrycznej i tych, których działalność zależy od zapewnienia minimalnego poziomu jakości energii elektrycznej. W celu zapewnienia dbałości przedsiębiorstw o jakość dostarczanych usług oraz świadomości konsumentów, co do poziomu otrzymywanych usług, należy upubliczniać informacje na temat przerw w dostawie oraz sprawności działania operatora sieciowego.

Regulatorzy oczekują wszelkich opinii od konsumentów w sprawie ich oczekiwań i doświadczeń w tym zakresie.

26 stycznia 2006 r.

Dodatkowe wyjaśnienia

1. Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) jest to europejskie stowarzyszenie niezależnych krajowych regulatorów energetyki z państw członkowskich Unii Europejskiej (UE) oraz Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG). Głównym celem działania Rady jest wspieranie rozwoju konkurencyjnego, efektywnego i zrównoważonego wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu w Europie: www.ceer-eu.org.
2. Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) przygotowuje systematycznie, dwa razy w roku, opracowanie dotyczące oceny jakości dostaw energii elektrycznej, które powinno porównać jakość usług towarzyszących dostawie energii elektrycznej w państwach należących do CEER. Poprzednie dwa raporty zostały przygotowane w 2001 r. oraz 2003 r. Raport ten, trzeci z kolei – „Raport porównawczy nt. jakości dostaw energii elektrycznej (2005)” – odzwierciedla stale udoskonalane metody badań i rosnącą ilość posiadanych informacji. Towarzyszy temu stale rosnące zainteresowanie i zaangażowanie regulatorów. Ten Raport jest wynikiem wspólnej pracy 19 europejskich regulatorów i podkreśla znacznie uwzględnienia przez regulatorów w procesie liberalizacji kwestii dotyczących jakości.
3. Publikacje CEER są dostępne na stronie internetowej: www.ceer-eu.org, natomiast publikacje ERGEG

(Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu) na stronie: www.ergeg.org.

*Tłumaczenie: Samer Masri,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

Europejscy Regulatorzy Energetyki – w obliczu głównych problemów 2006 r.

- Plany prac ERGEG-u oraz CEER-u wskazują kluczowe rozwiązania problemów w sektorze energetyki w 2006 r.
- Końcowy raport monitorujący wdrażanie Wytycznych Dobrych Praktyk TPA dla usług magazynowania w 2005 r., wykazał brak satysfakcjonujących rezultatów (PR-06-01).
- Raport na temat jakości dostaw energii elektrycznej wskazał na małą ilość przerw w dostawach energii elektrycznej (PR-06-02).
- Regulacyjny raport porównawczy potwierdza wnioski dochodzenia Komisji Europejskiej (PR-06-03).

Program prac przyjęty przez Grupę Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) oraz Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) na 2006 r., szczegółowo prezentuje najważniejsze zadania dla europejskich regulatorów na rok następny.

Muszą się oni zmierzyć się z kluczowymi problemami, które hamują rozwój konkurencji na europejskich rynkach energii, w tym również tymi, które blokują integrację rynków krajowych – zagadnienia te zostały przedstawione w raportach Komisji Europejskiej na temat postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu i rynku energii elektrycznej oraz raporcie dochodzeniowym w sprawie rynku energii.

Zatem, zakres problematyki obejmować będzie m.in. kwestie dotyczące wymiany transgranicznej, w tym zarządzaniem ograniczeniami, uczciwym i niedyskryminacyjnym dostępem, przejrzystością procedur i bilansowaniem. Rok 2006 będzie okresem „regionalnych inicjatyw” – wskazanych w regulacyjnych „Mapach drogowych” z 2005 r. – jako praktycznych sposobów stopniowego dochodzenia do konkurencyjnego wspólnotowego europejskiego rynku energii elektrycznej i rynku gazu.

Ocena zgodności z istniejącymi ramami regulacyjnymi (np., jak Wytyczne dot. magazynowania gazu), będzie kluczowym wkładem doradczym ERGEG-u dla Komisji Europejskiej. Ostatnio zostały opublikowane trzy raporty porównawcze:

Raport nt. dostępu stron trzecich do usług magazynowania

Raport przygotowany przez europejskich regulatorów w 2005 r. dotyczący monitoringu wdrażania Wytycznych Dobrych Praktyk TPA dla usług magazynowania wskazał, iż wypełnianie ww. wytycznych przez Operatorów Systemów Magazynowych jest bardzo słabe, szczególnie w zakresie przejrzystości, publikacji taryf czy ułatwień w tworzeniu rynków wtórnych. Dalsze postępowanie dochodzeniowe jest pożądane w kwestiach ochrony in-

formacji i zarządzania ograniczeniami oraz mechanizmem alokacji mocy.

Trzeci raport porównawczy nt. jakości dostaw energii elektrycznej

Raport porównawczy nt. jakości dostaw energii elektrycznej wskazał na znikomą ilość przerw w dostawach energii elektrycznej i „wezwał” do lepszej „obsługi” odbiorców energii elektrycznej. Ponadto raport ten zawiera rekomendacje dla tych regulatorów, którzy chcą stosować odpowiednie bodźce/kary regulacyjne w celu poprawy jakości dostaw energii elektrycznej.

Regulacyjny raport porównawczy 2005 r.

Raport ten przedstawia status, znaczenie oraz kompetencje krajowych organów regulacyjnych w Europie. Ponadto potwierdza, tak jak to zostało wskazane w raporcie Komisji Europejskiej, że niekompletne oraz nieefektywne wdrażanie wspólnotowego prawodawstwa przez państwa członkowskie skutkuje niewystarczającymi kompetencjami krajowych regulatorów w tworzeniu efektywnej regulacji.

27 stycznia 2006 r.

Tłumaczenie: Piotr Seklecki,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

INFORMACJE ERRA

Pierwszy kurs on-line ERRA

W okresie od 24 października do 25 listopada 2005 r. odbył się kurs pt.: „Restrukturyzacja sektora elektroenergetycznego” zorganizowany przez Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki – ERRA, w którym udział wzięło dwoje pracowników Urzędu Regulacji Energetyki. Kurs miał charakter pilotażowy, ponieważ odbywał się po raz pierwszy drogą elektroniczną. Współorganizatorami kursu były następujące instytucje:

- United States Agency for International Development (USAID) – finansowanie,
- Uniwersytet Comillas w Madrycie – wykładowcy,
- Centro de Investigación y Formación Empresarial (CIFESAL) – przygotowanie platformy elektronicznej i jej obsługa.

Kurs skierowany był do początkujących pracowników instytucji regulacyjnych w krajach członkowskich ERRA i miał na celu zapoznanie uczestników z podstawowymi zasadami ekonomicznymi i narzędziami regulacyjnymi stosowanymi w sektorze energii elektrycznej. Ponadto uczestnicy kursu mieli możliwość zapoznania się z przykładami praktycznych rozwiązań, stosowanymi w szczególności w krajach europejskich.

Kurs prowadzony był w języku angielskim i składał się z pięciu modułów, z których każdy trwał tydzień. Zakres tematyczny modułów przedstawiał się następująco:

- **Moduł 0:** Wprowadzenie oraz korzystanie z platformy on-line.
- **Moduł 1:** Instytucje i narzędzia regulacji.
- **Moduł 2:** Podstawy ekonomiczne regulacji monopolu w sektorze elektroenergetycznym.
- **Moduł 3:** Regulacja działalności przesyłowej.
- **Moduł 4:** Regulacja działalności dystrybucyjnej.

Każdy moduł merytoryczny zawierał materiały dydaktyczne, po zapoznaniu się z którymi uczestnicy mieli wykonać szereg ćwiczeń sprawdzających (testy

wyboru, pytania otwarte). Ponadto w ramach każdego modułu uczestnik miał za zadanie przygotowanie pracy na zadany temat. Dodatkowo uczestnicy mogli brać udział w dyskusjach prowadzonych na platformie elektronicznej.

W związku z problemami technicznymi oraz przerwami wynikającymi z przypadających w okresie trwania kursu dni wolnych od pracy termin przesyłania prac przedłużono do 4 grudnia 2005 r.

Poniżej przedstawiono szczegółowy plan zajęć.

Tydzień 1. Wprowadzenie i zasady korzystania z platformy on-line

Prowadzący: David Hernández (CIFESAL)

Tydzień 2. Instytucje i zasady ekonomiczne regulacji
Prowadzący: Dr Carlos Vázquez Martínez (Uniwersytet Comillas)

A. Modele regulacji

1. Wprowadzenie: regulacja i reforma regulacji
2. Narzędzia regulacji: regulacja tradycyjna i regulacja bodźcowa
3. Współczesna regulacja w sektorze energii elektrycznej
4. Rodzaje działalności w sektorze energii elektrycznej: działalność sieciowa i usługi mogące podlegać konkurencji
5. Modele regulacji w sektorze energii elektrycznej
6. Rozdział działalności
7. Podsumowanie

B. Instytucje regulacji

1. Wprowadzenie
2. Organy regulacyjne
3. Niezależność organów regulacyjnych
4. Skład komisji regulacyjnej

5. Cechy wspólne organów regulacyjnych
 6. Podsumowanie
- C. Dwanaście lat przekształceń w sektorze elektroenergetycznym

Tydzień 3. Podstawowe zasady regulacji monopolii w obszarze energii elektrycznej

Prowadzący: Dr Tomás Gómez (Uniwersytet Comillas)

1. Podstawy regulacji
2. Regulacja kosztowa
3. Regulacja bodźcowa
 - Regulacja metodą pułapu cenowego
 - Regulacja metodą pułapu przychodów
 - Mechanizmy podziału przychodów i strat
 - Pozostałe cechy regulacji bodźcowej
4. Podstawowe cechy regulacji metodą pułapu cenowego i metodą pułapu przychodów
 - Wartość bieżąca kosztów i przychodów
 - Kapitał podstawowy, inwestycje i amortyzacja
 - Stopa zwrotu z kapitału lub koszt kapitału
 - Podatki i opłaty
 - Koszty operacyjne
 - Jakość dostaw
 - Przychody, taryfy i sprzedaż

Tydzień 4. Regulacja działalności sieci przesyłowych i operatora systemu

Prowadzący: Dr Michael Rivier (Uniwersytet Comillas)

1. Charakterystyka działania sieci przesyłowych
 - Aspekty techniczne
 - Aspekty ekonomiczne
 - Operator sieci przesyłowej w modelu sektora zliberalizowanego: rola, rodzaje działalności, podstawy organizacji
 - Sieć przesyłowa: straty i ograniczenia sieciowe. Ceny węzłowe
 - Identyfikacja głównych elementów działalności przesyłowej podlegającej regulacji
2. Inwestycje w sieci przesyłowej
 - Podstawy
 - Planowanie centralne
 - Prywatny operator sieci przesyłowej
 - Inicjatywa inwestycyjna uczestników rynku
 - Linie komercyjne
3. Dostęp do sieci przesyłowej
 - Podstawy
 - Metody alokacji z wykorzystaniem cen węzłowych lub strefowych. Krótki okres
 - Metody alokacji ograniczonych zdolności oparte na zmianie programu produkcji. Krótki okres
 - Metody alokacji ograniczonych zdolności oparte na mechanizmach rynkowych. Krótki i długi okres
4. Przychody z przesyłu. Ceny i taryfy
 - Podstawy
 - Ceny energii elektrycznej (sygnały krótkoterminowe)

- Taryfy sieciowe (sygnały długoterminowe)
 - Metoda udziału przeciętnego i metoda udziału krańcowego
5. Przesył na rynkach regionalnych
 - Podstawy
 - Przychody z przesyłu na rynku regionalnym
 - Wspólny Rynek Energii Elektrycznej w Unii Europejskiej
 - Metody ustalania opłat sieciowych na Wspólnym Rynku Energii Elektrycznej

Tydzień 5. Regulacja działalności dystrybucyjnej

Prowadzący: Dr Tomás Gómez (Uniwersytet Comillas)

1. Dystrybucja energii elektrycznej. Wprowadzenie
2. Sieci dystrybucyjne i funkcje operatora sieci
 - Struktura sieci
 - Funkcje dystrybucji
3. Regulacja dystrybucji: licencje, dostęp i opłaty
 - Licencje
 - Dostęp do sieci
 - Opłaty sieciowe
4. Przychody przedsiębiorstwa dystrybucyjnego
 - Anglia i Walia
 - Norwegia
 - Kalifornia
 - Hiszpania
5. Jakość dostaw
 - Ciągłość dostaw
 - Jakość techniczna produktu
 - Doświadczenia międzynarodowe w obszarze regulacji jakości
6. Straty techniczne i nietechniczne
7. Przyłączanie generacji rozproszonej do sieci dystrybucyjnych

Opracowali: Izabela Najda, Departament

Promowania Konkurencji,

Rafał Rosłon, Departament Integracji Europejskiej

i Studiów Porównawczych URE

Sprawozdanie ze spotkania „Workshop on Regulatory of the Electricity Sector” zorganizowanego przez ERRA

W dniach od 31 stycznia do 2 lutego 2006 r. w Alma Acie odbyły się warsztaty ERRA poświęcone zagadnieniom związanym z monitorowaniem przez Regulatorów sektora energii elektrycznej. W warsztatach uczestniczyły 43 osoby, które reprezentowały wszystkie państwa członkowskie.

Głównymi zagadnieniami omawianymi w trakcie warsztatów były kwestie dotyczące monitorowania:

- 1) koncesjonariuszy i tego, czy wypełniają wymagania koncesyjne,
- 2) jakości usług,
- 3) konkurencyjnych rynków energii elektrycznej.

Dobór tematyki podyktowany został tym, że monitoring uważany jest za jedną z podstawowych funkcji regu-

lacyjnych, a jego waga wzrasta wraz z postępującą prywatyzacją i rozwojem konkurencji na rynku. Dodać przy tym warto, że szereg państw przyznało, że ma problemy z pozyskiwaniem danych niezbędnych do monitorowania i realizowania innych funkcji regulacyjnych. Dotyczy to w szczególności ograniczonych możliwości pozyskiwania danych od podmiotów sprywatyzowanych.

Do głównych celów warsztatów zaliczyć można nabycie umiejętności służących:

- 1) wzmocnieniu pozycji regulatorów, zrzeszonych w ERRA, pod względem wypełniania ich obowiązków polegających na monitorowaniu i egzekwowaniu: a) wypełniania przez przedsiębiorstwa wymogów koncesyjnych, b) zapewnienia jakości usług świadczonych odbiorcom i c) ułatwiania uczciwej i efektywnej konkurencji na rynku,
- 2) jak najefektywniejszemu przyswojeniu przez uczestników wymogów, narzędzi oraz sposobów podejścia wykorzystywanych: w prowadzeniu przejrzystego i skutecznego monitoringu oraz egzekwowaniu zobowiązań nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne,
- 3) wymianie doświadczeń w zakresie monitoringu, pomiędzy regulatorami zrzeszonymi w ERRA, oraz próbę zidentyfikowania środków nakierowanych na wzmocnienie ich pozycji w tym zakresie.

W pierwszym dniu warsztatów, obrady poświęcone były prowadzeniu monitorowania na ogólne potrzeby regulacyjne. W trakcie obrad przedstawione zostały następujące prezentacje:

- Uprawnienia Agencji Regulacji Monopoli Naturalnych w Republice Kazachstanu; stan rynku i jego monitorowanie.
- Racje i cele procesu monitorowania.
- Monitoring – jaki jest stan obecny? Przegląd dokumentu problemowego opracowanego przez Komitet Koncesyjny ERRA w 2005 r.
- Planowanie efektywnego monitorowania: studia przypadków (Gruzja, Ukraina, Litwa).
- Dostępność danych technicznych i z zakresu zarządzania firmą.
- Strategie ujawniania informacji i problematyka ich poufności: studia przypadków (Macedonia, Łotwa).
- Jakimi krokami muszą podjąć regulatorzy w celu efektywniejszego monitorowania (przejrzystości i dostępności danych) oraz nadzorowania? Dyskusja.

Druga sesja poświęcona została monitoringowi jakości usług związanych z dostarczaniem energii elektrycznej. W jej trakcie przedstawiono następujące tematy:

- Przesłanki regulacji jakości usług.
- Rozwijanie zasad regulacji jakości usług. Studia przypadków (Armenia, Kosowo, Kazachstan).
- Użycie regulacji bodźcowej w celu poprawy jakości usług. Studium przypadku (Rumunia).
- Jakość usług w przeglądach cenowych.
- Wpływ konkurencji na jakość usług.

- Kluczowe problemy monitorowania jakości usług oraz, co powinni zrobić regulatorzy w celu wzmocnienia swoich uprawnień na tym obszarze? Dyskusja.

W trzecim dniu warsztatów tematem przewodnim obrad były zagadnienia związane z monitorowaniem struktury rynku i konkurencji. W trakcie sesji przedstawiono następujące prezentacje:

- Sposoby monitorowania konkurencyjnych rynków energii elektrycznej oraz jakie są główne problemy z tym związane?
- Podstawowe elementy tworzenia rynku energii elektrycznej.
- Zaangażowanie organu regulacyjnego w usprawnianie konkurencji: Konkurencja na włoskim rynku energii elektrycznej.
- Relacje pomiędzy regulatorami, przedsiębiorstwami energetycznymi i OSP w procesie monitorowania, na przykładzie Kazachstanu.
- Monitorowanie działalności transgranicznych.
- Południowo-wschodni europejski rynek energii elektrycznej i jego monitorowanie.
- Dyskusja na temat harmonizacji procesu zbierania danych: punkt widzenia państw członkowskich.
- Podsumowanie dyskusji na temat wyzwań na obszarze monitorowania rynku.

W trakcie warsztatów przedstawiciel Prezesa URE przedstawił prezentację pt. „Skuteczny monitoring działalności transgranicznych” oraz brał aktywny udział w dyskusji poświęconej procesowi gromadzenia danych nt. działalności tego typu. W prezentacji zawarto rozwiązania funkcjonujące w Polsce w zakresie transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Pokazano także możliwości wpływania przez Prezesa URE na zasady regulujące wymianą transgraniczną, jak również źródła pozyskiwania danych z tego obszaru.



Opracował: Jacek Biedrzycki,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

Informacja nt. ostatniego spotkania Komitetu Taryfowo-Cenowego działającego w ramach ERRA, 6-7 luty 2006 r.

W dniach 6-7 lutego 2006 r. odbyło się w Warszawie spotkanie Komitetu Taryfowo-Cenowego Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (Energy Regulators Regional Association).

Stowarzyszenie ERRA działa na zasadzie non-profit. Utrzymuje się ze składek członkowskich, wpłat sponsorów oraz z opłat pobieranych za dostęp do baz danych taryfowych organizacji. Stowarzyszenie ma na celu poprawę jakości regulacji w krajach członkowskich, zachętę do wzmocnienia trwałości i niezależności instytucji regulacyjnych, wzmocnienie współpracy pomiędzy instytucjami regulacyjnymi, umożliwienie i wspieranie wymiany informacji, prowadzenie wspólnych badań, szkoleń i gromadzenie doświadczeń innych instytucji regulacyjnych z całego świata.

Aktualnie ERRA zrzesza 21 pełnoprawnych członków. Są to: Albania, Armenia, Bośnia & Hercegowina, Bułgaria, Chorwacja, Gruzja, Estonia, Węgry, Kazachstan, Republika Kirgiska, Łotwa, Litwa, Macedonia, Mołdawia, Mongolia, Czarnogóra, Polska, Rumunia, Rosja, Turcja i Ukraina. Ponadto organizacja zrzesza pięciu członków bez prawa głosowania.

W chwili obecnej głównymi ciałami pracującymi w stowarzyszeniu są: Komitet Taryfowo-Cenowy (Tariff/Pricing Committee), Komitet Koncesyjno-Konkurencyjny (Licensing/Competition Committee), Grupa Robocza do Spraw Integracji z Unią Europejską (EU Integration WG) oraz Grupa Robocza ds. Regulacji Prawnych (Legal Regulation WG). Ponadto Stowarzyszenie przeprowadza co roku kilka tur szkoleń dla różnego poziomu i specjalizacji pracowników instytucji regulacyjnych.

Komitet Taryfowo-Cenowy działa od 1998 r. Od roku 2000 jest stałym komitetem, w którym mogą brać udział jedynie przedstawiciele desygnowani przez poszczególnych regulatorów będących członkami ERRA. Komitet ten spotyka się zazwyczaj trzy razy do roku. Na analogicznych zasadach, choć od 1997 r., działa Komitet Koncesyjno-Konkurencyjny.

Grupa Robocza do Spraw Integracji z Unią Europejską działa od 2002 r. Jej zadaniem jest stworzenie wspólnej platformy dla tych członków stowarzyszenia, których rządy przygotowują się do wstąpienia do UE.

Grupa Robocza ds. Regulacji Prawnych powstała w 2005 r. i skupia prawników bezpośrednio zaangażowanych w prace regulatorów (rozstrzyganie sporów, koncesjonowanie, taryfikacja). Głównym jej celem jest wymiana poglądów nt. rozwiązań prawnych. Spotkania tej grupy odbywają się dwa razy do roku.

Dotychczas ERRA prowadziła szkolenia jedynie dla stowarzyszonych w niej instytucji. Od bieżącego roku planuje się stworzenie programu szkoleń dostępnych bez tego typu ograniczeń.

Ponadto co roku ERRA organizuje Konferencję Inwestycyjno-Regulacyjną (Energy Regulation and Investment Conference), która jest doskonałą okazją do spotkania regulatorów i przedstawicieli instytucji rządowych z uczestnikami rynku energetycznego, inwestorami oraz firmami doradczymi. W tym roku konferencja ta odbędzie się w dniach 15-16 maja w Budapeszcie.

Pierwsze w tym roku spotkanie Komitetu Taryfowo-Cenowego miało miejsce w Warszawie, w hotelu Marriott. Poza zwykłymi członkami komitetu w spotkaniu uczestniczyli także przedstawiciele państw stowarzyszonych (Kosowo, USA) oraz obserwatorzy z Austrii, Hiszpanii i Serbii.

Spotkanie zwyczajowo rozpoczęło od omówienia ostatnich zmian dotyczących sektora energetycznego w poszczególnych krajach członkowskich ERRA. Dokonano także omówienia baz statystycznych EUROSTAT oraz serwisu statystycznego Stowarzyszenia ze szczególnym naciskiem na różnice pomiędzy tymi bazami. Kolejnym punktem programu były prezentacje nt. alokacji kosztów i dostaw energii. Prezentacje na ten temat wygłosiła Aistija Zubaviciute z litewskiej Komisji ds. Cen i Energii (odpowiednik URE na Litwie) oraz Cetin Kayabas z tureckiego Urzędu Regulacji Energetyki. Następnie Denise Parrish z Wyoming Public Service Commission wygłosiła prezentację nt. możliwości wpływu instytucji regulacyjnych na programy zarządzania popytem na energię. Najszersze omawianym tematem w trakcie spotkania Komitetu Taryfowo-Cenowego była kwestia wyceny energii zielonej, której poświęcono aż pięć prezentacji. Wśród prelegentów omawiających tę tematykę byli także przedstawiciele państw członkowskich UE: Aria Rodgarkia-Dara z E-Control (Austria) oraz Luis Jesus Sanchez z Comision Nacional de Energia (Hiszpania). Ostatnim z omawianych tematów były metody wyznaczania wskaźnika efektywności przedsiębiorstw energetycznych. Szczegółowy przebieg spotkania wraz z przedstawianymi na nim prezentacjami dostępny jest, podobnie jak materiały z innych tego typu spotkań, na stronie: www.erranet.org. Ponadto na stronie tej zamieszczono szczegółowe informacje nt. organizacji, jej członków, struktury, aktów prawnych oraz dotychczasowych dokonań.

Opracował: *Lukasz Goduła,*
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

SPOTKANIE COMMITTEE ON SUSTAINABLE ENERGY

W dniach 24-25 stycznia 2006 r. w Genewie, w siedzibie ONZ, odbyło się z inicjatywy Europejskiej Komisji Gospodarczej spotkanie Committee on Sustainable Energy. Wzięły w nim udział delegacje około 50 państw reprezentujące zarówno przedstawicieli administracji, jak i kół biznesowych. Głównym przedmiotem spotkania była przede wszystkim wzajemna wymiana informacji na temat sytuacji na krajowych rynkach gazowych. Miało to swoje znaczenie w kontekście zarówno ciężkiej zimy w Europie, jak i znanych wydarzeń związanych z przerwami w dostawach gazu na rynek europejski ze źródeł rosyjskich.

W trakcie panelowej dyskusji z udziałem przedstawicieli USA, Rosji, Algierii, Hiszpanii i Niemiec (Gas to Power) odnoszono się do zagadnienia zwiększającej się konsumpcji gazu jako zamiennika dotychczasowych paliw, jego dostępności, źródeł pozyskiwania, cen, tendencji na rynku europejskim. Zaprezentowano projekty inwestycyjne budowy nowych gazociągów w i do Europy (np. z Algierii). Mówiono o perspektywicznych producentach – Nigerii i Angolii w kontekście możliwości pozyskiwania gazu skroplonego. W konkluzji stwierdzono, że ceny gazu będą rosły, będzie też rosła rola eksporterów z regionu Zatoki – Kataru, Omanu, czy Jemenu. Wskazano na wyczerpujące się zasoby gazu w Wielkiej Brytanii i Norwegii.

Przedstawiciele Rosji wykorzystali to spotkanie dla prezentacji projektu „Gazociągu Północnego”.

Innym przedmiotem dyskusji były przemyślenia związane z projektem „Energy Efficiency 21 project”

koncentrującym się na zagadnieniu wykorzystania gazu płynnego jako paliwa do silników samochodowych. Gaz płynny w coraz większym stopniu staje się paliwem alternatywnym w Europie, problemem do rozwiązania jest budowa na kontynencie „błękitnych linii”, czyli systemu stacji tankowania pojazdów, tak by możliwy był przejazd na długich dystansach wewnątrz kontynentu.

Konferencja ta, na której również prezentowano zapowiedzi konferencji międzynarodowych poświęconych bezpieczeństwu energetycznemu, wykorzystaniu gazu do celów komunalnych, bezpieczeństwu przesyłu, poszukiwaniu nowych źródeł dostaw itp., służyła też wymianie doświadczeń różnych państw w tym zakresie.

Forum, na którym mogli się spotkać przedstawiciele rządów, biznesu i instytucji międzynarodowych, pozwoliło na wielostronny ogląd problemu. Stało się też płaszczyzną nieformalnych konsultacji, spotkań delegacji i wyrażania opinii. Było miejscem spotkania producentów, konsumentów i regulatorów. Niczego nie postanowiono, ale dano uczestnikom możliwość zapoznania się z obrazem „rzeczywistości gazowej” w Europie i jej najbliższym otoczeniu.

Materiały z 7 Sesji znajdują się na: www.unece.org/ie/se/docs/gassupx.html.

*Bogusław Zaleski,
dyrektor Departamentu Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

Warunki prenumeraty

na rok 2006

Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki

– na stronach 71-72.

PAŃSTWOWA INSPEKCJA PRACY

Główny Inspektorat Pracy

Informacja o wynikach kontroli stanu bezpieczeństwa i higieny pracy przeprowadzonych w 2005 r. na stacjach paliw płynnych prowadzących dystrybucję autogazu

Wprowadzenie

Branża gazu płynnego jest jedną z najdynamiczniej rozwijających się branż w Polsce. W okresie ostatnich czternastu lat (1991-2004) sprzedaż gazu płynnego propan-butan wzrosła aż 12-to krotnie, osiągając w 2004 r. rekordową wielkość – 2 mln 100 tys. ton gazu. Tak szybki wzrost ilości sprzedaży LPG i rozwój sieci handlowej zajmującej się jego dystrybucją wynikają przede wszystkim z konkurencyjnej ceny tego paliwa.

Największa dynamika wzrostu ma miejsce w segmencie rynku autogazu. W 2004 roku sprzedano w Polsce 1 mln 440 tys. ton autogazu (tj. o 35% więcej niż rok wcześniej). Żaden europejski rynek LPG nie może poszczycić się tak ogromnym tempem wzrostu. Na segment autogazu przypadało w Polsce w ubiegłym roku aż 69% rynku LPG. Wyniki pierwszego półrocza br. potwierdzają utrzymywanie się tej tendencji wzrostu.

Nastąpił także w naszym kraju znaczący wzrost liczby stacji paliw prowadzących dystrybucję autogazu. Na koniec w 2004 r. ich liczba przekroczyła 5 900 (w 2003 r. było ich 4 500). **Pod względem liczby stacji autogazu Polska stała się światowym liderem** (Polska – 5 900 stacji autogazu, USA – 4 300, Turcja – 4 000, Australia – 3 240, Meksyk – 3 000, Włochy – 2 150, Holandia – 2 100, Japonia – 1 900 itd.) (*dane Polskiej Organizacji Gazu Płynnego*).

Kraj nasz przoduje również pod względem liczby samochodów zasilanych autogazem. W 2004 roku ich liczba przekroczyła **1 mln 450 tys.**, plasując Polskę na pozycji **lidera europejskiego** (w 2004 r. wyprzedziliśmy Włochy z 1 mln 220 tys. samochodów z instalacjami na gaz płynny). Pod tym względem zajmujemy również pozycję **wicelidera światowego** (po Korei Południowej – 1 mln 723 tys. samochodów zasilanych autogazem).

Tak dynamicznemu rozwojowi branży nie zawsze towarzyszyła należyta dbałość pracodawców o sprawy bezpieczeństwa i higieny pracy. Przeprowadzone przez Państwową Inspekcję Pracy pilotażowe kontrole przestrzegania przepisów i zasad bhp na stacjach paliw płynnych ujawniły wiele nieprawidłowości i uchybień, zwłaszcza w sferze technicznego bezpieczeństwa pracy. Kontrolom poddano zarówno stacje o pełnym profilu sprzedaży (prowadzące dystrybucję benzyn, oleju napędowego i autogazu) jak i stacje paliw zajmujące się wyłącznie sprzedażą benzyn i oleju napędowego lub też stacje prowadzące wyłącznie dystrybucję autogazu. **Kontrole wykazały, że w stacjach, które prowadziły dystrybucję autogazu,**

odsetek nieprawidłowości był prawie we wszystkich obszarach większy niż w pozostałych.

Konsekwencją stwierdzonego stanu było przeprowadzenie w 2004 i 2005 roku kompleksowych kontroli przestrzegania przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy. Objęto nimi 1 305 stacji paliw płynnych, w tym 1 197 stacji prowadzących detaliczną sprzedaż autogazu. I tak w 2004 roku kontrole przeprowadzono w 495 stacjach paliw płynnych, w tym 387 zajmujących się sprzedażą autogazu, oraz 108 stacjach paliw prowadzących wyłącznie dystrybucję benzyn i oleju napędowego (w 2005 roku – skontrolowano 810 stacji paliw, z których wszystkie prowadziły dystrybucję autogazu).

W ponad 92% stacji paliw – poza sprzedażą benzyn, oleju napędowego i autogazu – prowadzono również dystrybucję gazu płynnego propan-butan w butlach, przeznaczonego do celów grzewczych. Spośród poddanych kontrolom stacji paliw ponad połowę stanowiły stacje całodobowe, w co piątej prowadzono działalność gastronomiczną (bar, restauracja), a w co drugiej znajdowały się obiekty o charakterze handlowym (sklep). Przeważająca część skontrolowanych stacji paliw zlokalizowana była na terenie małych miast i wsi.

Wśród 810 stacji autogazu, poddanych kontrolom w 2005 roku, w bezpośrednim sąsiedztwie lub na terenie rozlewni gazu płynnego propan-butan zlokalizowane były 32 stacje.

Łącznie w skontrolowanych w 2005 roku stacjach prowadzących dystrybucję autogazu zatrudnionych było 7 034 pracowników, z czego około jedną czwartą (1 693) stanowiły kobiety (w większości przypadków zatrudniane były na stanowiskach pomocniczych, np. obsługi biurowej, małej gastronomii, sprzątaczek, chociaż też zdarzały się stacje z częściową obsługą kobiecą). W grupie skontrolowanych w 2005 roku stacji 58 stanowiły podmioty samozatrudniające się.

Charakteryzując skontrolowane stacje autogazu należy zwrócić uwagę na fakt, iż na rynku paliw występuje znaczna zmienność podmiotów świadczących tę działalność i różnorodność form zatrudnienia:

- duża liczba stacji działa w ramach większej firmy (ogólnopolskiej sieci np.: Orlen, BP, Shell, Statoil itp. lub innej firmy dysponującej większą liczbą stacji), przy czym nie wszystkie należą do określonej sieci; są z nimi stowarzyszone,
- następują częste zmiany podmiotu świadczącego działalność (zmiana właściciela, dzierżawienie, ajenci itp.),

- na stacjach paliw płynnych (już istniejących i nie sprzedających wcześniej paliwa LPG) montowane są instalacje do dystrybucji autogazu,
- powstają nowe stacje autogazu (mimo dużej liczby już istniejących),
- coraz powszechniejszą formą zatrudnienia w stacjach zajmujących się wyłącznie sprzedażą autogazu staje się samozatrudnianie (właściciele nie są pracodawcami, nie zatrudniają pracowników).

Wyniki kontroli przeprowadzonych w 2005 roku

Wyniki kontroli nie napawają optymizmem. Wskazują na nieprzestrzeganie przez część pracodawców i pracowników stacji przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy.

Kontrolujący ujawnili wiele przypadków świadczących o bagatelizowaniu, a niejednokrotnie lekceważeniu, spraw bezpieczeństwa. Budzić to musi zrozumiały niepokój, tym większy, że ryzyko wybuchu i pożaru w zakładach operujących gazem płynnym propan-butan jest duże. Świadczyć to może o niezdawaniu sobie przez pracodawców w pełni sprawy z faktu, że uaktywnienie się zagrożeń w stacji paliw prowadzi często do tragicznych w skutkach zdarzeń: ofiar wśród pracowników i klientów stacji oraz strat materialnych. Tym tłumaczyć z pewnością należy, że stacji, w których kontrolujący nie stwierdzili nieprawidłowości było mniej niż 5%. Stacji, w których kontrolujący ujawnili od 1-4 nieprawidłowości było zaledwie 9,8%. W znaczącej większości przeważały stacje, w których kontrolujący ujawnili pięć i więcej nieprawidłowości. W blisko połowie stacji kontrolujący ujawnili 10 i więcej nieprawidłowości. Stacji, w których ilość stwierdzonych nieprawidłowości przekroczyła 25 było aż 20, w tym ponad 30 nieprawidłowości stwierdzono w sześciu skontrolowanych stacjach prowadzących dystrybucję autogazu.

O nieodpowiedzialności pracodawców świadczyć mogą m.in. stwierdzone przez kontrolujących liczne przypadki dopuszczania do pracy i zatrudniania na dłuższy okres, z tak niebezpiecznym produktem jakim jest gaz płynny, pracowników bez wymaganego szkolenia w zakresie bhp. Przypadków takich ujawniono ponad 750 (w co czwartej stacji autogazu zatrudniano pracowników bez szkolenia wstępnego, a w co piątej bez szkolenia okresowego).

Inspektorzy pracy ujawnili także, iż **427 pracowników nie posiadało obowiązkowych dodatkowych uprawnień kwalifikacyjnych Transportowego Dozoru Technicznego do napełniania zbiorników samochodowych LPG**. Nieprawidłowość stwierdzono w 22% skontrolowanych stacji autogazu. Nie trudno sobie wyobrazić, czym to może skutkować.

W co szóstej stacji dopuszczono do pracy pracowników bez wstępnych badań lekarskich. Również w co szóstej stacji stwierdzono przypadki zatrudniania pracowników bez okresowych badań lekarskich. Nieprawidłowości te dotyczyły 431 pracowników. Kontrolujący stwierdzili również nieprzestrzeganie przepisów dotyczących odzieży i obuwia roboczego. Ujawniono je w 37,5%

skontrolowanych stacjach. W co piątej – pracodawca nie przydzielił pracownikom odpowiednich środków ochrony indywidualnej.

Mimo, że większość kontrolowanych stacji paliw funkcjonuje od dłuższego czasu, to aż w **120 przypadkach** (co siódma stacja) **pracodawcy nie przedłożyli decyzji pozwoleń na ich użytkowanie**. Kontrolujący ujawnili także, że **pracodawcy co szóstej skontrolowanej stacji autogazu (137 stacji) nie zawiadomili na piśmie Państwowej Inspekcji Pracy o miejscu, rodzaju i zakresie prowadzonej działalności**.

W 102 stacjach autogazu (w co ósmej skontrolowanej stacji) stwierdzony przez inspektorów PIP stan zaplecza higieniczno-sanitarnego nie spełniał minimalnym wymagań określonych w przepisach bezpieczeństwa i higieny pracy.

Bardzo wysoki był także odsetek stacji, w których nie przeprowadzono oceny ryzyka zawodowego oraz nie poinformowano pracowników o ryzyku związanym z wykonywaną pracą. Nieprawidłowości te stwierdzono w **co drugiej stacji**. Wyniki kontroli wskazują także, że w części stacji, w których przeprowadzono ocenę ryzyka zawodowego nie zostały zidentyfikowane wszystkie zagrożenia występujące na stanowiskach pracy, niezapewniono odpowiednio przygotowanych osób do przeprowadzenia oceny oraz niezrealizowano w całości jej celów (nie były one często prowadzone pod kątem działań i zachowań profilaktycznych, a jedynie dla spełnienia przepisu bhp i okazania dokumentacji instytucjom kontrolnym). Często też ocena nie podlegała weryfikacji i nie stanowiła instrumentu wymuszającego stałą poprawę warunków bezpieczeństwa i higieny pracy, itd.

Kontrole ujawniły znaczący odsetek stacji, w których nie przestrzegano przepisów dotyczących stanowisk i procesów pracy. I tak:

- w 299 stacjach autogazu (37% skontrolowanych) stwierdzono uchybienia i nieprawidłowości w zakresie prawidłowego wyznaczenia lub oznakowania stref zagrożonych wybuchem,
- w ponad jednej trzeciej stacji występowały nieprawidłowości w zakresie oznakowania identyfikacyjnego, informacyjnego i znakami bezpieczeństwa instalacji gazu płynnego,
- w 30% stacji nie opracowano lub nie udostępniono pracownikom do stałego korzystania instrukcji bhp dotyczących prowadzonych procesów,
- w co czwartej stacji nie zapewniono instrukcji postępowania awaryjnego dla obsługi instalacji,
- ponad połowa odmierzaczy autogazu nie posiadała umieszczonej na nich, wymaganej przepisami, informacji „*Stacja nie napełnia butli gazem płynnym*”. (Proceder napełniania butli gazem płynnym na stacjach paliw jest prawnie zakazany. Prowadzić może do poważnych zagrożeń dla użytkowników butli. Inspektorzy Państwowej Inspekcji Pracy podczas kontroli ujawnili takie przypadki).

Kontrole wykazały również nieprawidłowości dotyczące eksploatacji maszyn i urządzeń. Niepokojącym

zjawiskiem jest, iż w 47 stacjach (w co siedemnastej) **eksploatowano urządzenia poddoporowe** (m.in. zbiorniki ciśnieniowe LPG) **bez decyzji Urzędu Dozoru Technicznego dopuszczających je do eksploatacji.**

Zaniepokojenie budził także brak wyposażenia odmierzaczy gazu płynnego w zawory samoodcinające (w tzw. słabe złącza), stanowiące podstawowe zabezpieczenie przed awaryjnym wyciekami gazu. Stwierdzono przypadki eksploatacji zaworów niesprawnych czy wyposażenia odmierzacza gazu tylko w jeden zawór samoodcinający na przewodzie elastycznym łączącym odmierzacza z tankowanym pojazdem, przy jednoczesnym braku zaworu samoodcinającego na przyłączy dystrybutora do przewodów instalacji gazowej. Nieprawidłowości dotyczące „słabego złącza” ujawniono w **co dziesiątej** skontrolowanej stacji autogazu. Także w **co dziesiątej** stacji stwierdzono brak właściwego zabezpieczenia odmierzaczy gazu przed najechaniem na nie obsługiwanych pojazdów.

Ujawniono też wiele nieprawidłowości związanych z eksploatacją urządzeń i instalacji elektroenergetycznych. **Inspektorzy pracy ujawnili w 51 stacjach autogazu eksploatację w strefach zagrożonych wybuchem urządzeń w wykonaniu zwykłym** (a nie w wykonaniu Ex). **W co szóstej stacji nie spełniono wymagań w zakresie zapewnienia ochrony antyelektrostatycznej w przestrzeniach zewnętrznych zagrożonych pożarem i wybuchem, a w co dziewiątej – nie zapewniono ochrony odgromowej obiektów stacji. Nieprawidłowości dotyczyły także braku** (w co piątej stacji) **potwierdzonej badaniami skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim.**

Kontrolujący stwierdzili, że w **co szóstej stacji** prowadzącej, poza dystrybucją autogazu, również sprzedaż gazu płynnego propan-butan w butlach, **nie spełniono wymagań bezpieczeństwa związanego ze składowaniem butli.** Dotyczyło to przede wszystkim niewłaściwego umiejscowienia na otwartej przestrzeni kontenerów z butlami lub magazynowania znacznej liczby butli z gazem płynnym w nieprzystosowanych do tego celu pomieszczeniach. Ponadto w **co piątej stacji zawory i króćce składowanych na jej terenie butli nie były zabezpieczone przed uszkodzeniami mechanicznymi.**

Należy podkreślić, że stopień respektowania przepisów bhp przez poszczególnych pracodawców był znacznie zróżnicowany. Obok stacji, których stan rażąco odbiegał od wymagań obowiązujących przepisów, nie były rzadkością stacje, gdzie pracodawcy stworzyli pracownikom bezpieczne warunki pracy. Coraz większą grupę stanowią pracodawcy świadomi zagrożeń jakie spowodować może eksploatacja niewłaściwie dobranych i niewłaściwie konserwowanych urządzeń pracujących w strefach zagrożenia wybuchem. Zdając sobie sprawę, iż uszkodzenie parku maszynowego spowoduje przestoje w pracy i straty finansowe dla przedsiębiorstwa, dbają o utrzymywanie urządzeń w dobrym stanie technicznym. Najmniej uchybień i nieprawidłowości stwierdzono na stacjach należących do dużych koncernów, najwięcej zaś

w małych stacjach LPG, dotychczas nie kontrolowanych przez PIP. Wyniki kontroli wskazują także, że w większości stacje działające w małych aglomeracjach miejskich i wsiach znajdują się w gorszym stanie technicznym, a pracodawcy znacznie częściej nie przestrzegają obowiązujących przepisów prawa pracy oraz lekceważą zagrożenia występujące przy eksploatacji instalacji.

Przypadki rażącego łamania elementarnych zasad i przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy z roku na rok są mniej liczne. Wynikać to może również z konsekwentnie realizowanej przez Państwową Inspekcję Pracy polityki nakierowanej na systematyczne i szczegółowe kontrole w zakładach branży paliwowej. Wiadomości o prowadzeniu tak sprofilowanych kontroli docierają do szerokich kręgów pracodawców i działają prewencyjnie. Wynika z tego także wnioski, iż kontrole stacji paliw płynnych prowadzących dystrybucję autogazu należy kontynuować w latach następnych do czasu zauważalnej poprawy stanu bezpieczeństwa.

Ujawnione w wyniku kontroli niedociągnięcia związane z szeroko pojętym przygotowaniem pracowników do pracy, nieprzeprowadzaniem lub brakami w ocenie ryzyka zawodowego czy też brakiem aktualnych zaświadczeń kwalifikacyjnych świadczyc mogą albo o marginalnym traktowaniu przez pracodawców spraw formalnych, niezwiązanych bezpośrednio z bezpieczeństwem technicznym, albo o poszukiwaniu oszczędności wynikających z niekierowania pracowników na specjalistyczne kursy i szkolenia. Można także przypuszczać, że pracodawcy nie zawsze są świadomi tego, iż błędy ludzkie mogą, w sposób nie mniejszy jak uszkodzenia maszyn, prowadzić do poważnych zagrożeń bezpieczeństwa, a tym samym do powstania ogromnych strat.

Środki masowego przekazu stosunkowo rzadko podają do publicznej wiadomości informacje o pożarach na stacjach paliw, choć takie zdarzenia występują nieraz. Według oficjalnych danych w latach 2002-2004 na stacjach paliw miały miejsce 73 pożary. W rzeczywistości było ich znacznie więcej. Ugaszone w zarodku i nie powodujące większych strat w mieniu właściciela stacji paliw, nie były zgłaszane do Państwowej Straży Pożarnej.

Środki prawne

O skali ujawnionych nieprawidłowości świadczą może ilość środków prawnych zastosowanych przez inspektorów PIP w 2005 r.:

- 8 103 decyzji nakazowych, w tym:
 - 59 decyzji wstrzymania prac;
 - 149 decyzji skierowania 327 pracowników do innych prac,
- 2 461 wniosków zawartych w wystąpieniach,
- 288 mandatów karnych na kwotę 145 120 zł
- 6 wniosków o ukaranie do sądu,
- 29 środków oddziaływania wychowawczego
- 10 upomnień.

Ponadto stwierdzając występowanie w kontrolowanej jednostce nieprawidłowości, inspektorzy pracy skierowali ponad 135 pism, w tym m.in. do właściwych:

- Powiatowych Inspektoratów Nadzoru Budowlanego – 58 pism dotyczących stacji autogazu eksploatowanych bez decyzji na użytkowanie,
- Urzędów Dozoru Technicznego – 35 pism dotyczących użytkowania urządzeń poddozorowych, na eksploatację których wymagane są decyzje UDT,
- Powiatowych Komend Państwowej Straży Pożarnej – 27 pism dotyczących stanu sprzętu ppoż. oraz ilości magazynowanych butli.

Wystosowali ponadto pisma m.in. do Inspekcji Handlowej, Inspekcji Ochrony Środowiska, Zakładu Ubezpieczeń Społecznych, Starostwa Powiatowego, firm zajmujących się dystrybucją butli z gazem, dostarczających niezabezpieczone kołpakami butle z gazem płynnym, informujące o stwierdzonych nieprawidłowościach.

W trakcie prowadzonych kontroli inspektorzy pracy udzielili także ponad 4 950 porad z zakresu prawa pracy, z czego ok. 60% stanowiły porady dotyczące technicznego bezpieczeństwa pracy.

Przyczyny stwierdzonych nieprawidłowości

Według pracodawców:

- słaba kondycja finansowa i wysokie koszty pracy (przyczynę tą wskazują najczęściej pracodawcy prowadzący niewielkie stacje paliw. Przy zatrudnieniu jednego do kilku pracowników wydatki na szkolenie bhp, uzyskanie dodatkowych kwalifikacji, zapewnienie realizacji zadań służby bhp, okresowe przeglądy instalacji itd. stanowią znaczące obciążenie),
- złożoność prawa pracy, często wprowadzane do niego zmiany, utrudniające rozumienie i właściwą interpretację przepisów, w tym także wymagań bezpieczeństwa pracy.

W ocenie inspektorów pracy:

- nieznaną przez pracodawców przepisów prawa oraz zasad bhp, co potwierdziły wyniki kontroli (201 pracodawców nie odbyło szkolenia dla pracodawców, a 165 szkolenia niezbędnego do wykonywania zadań służby bhp),
- brak wiedzy technicznej i doświadczenia w branży paliwowej (uwzględniając, iż koszt uruchomienia stacji autogazu nie jest zbyt wysoki, często działalność tę podejmują przedsiębiorcy nie posiadający żadnego doświadczenia w branży i bez doświadczenia w prowadzeniu jakiegokolwiek działalności gospodarczej),
- dążenie pracodawców do jak najszybszego odzyskania zainwestowanych pieniędzy (poszukiwanie oszczędności ma miejsce już na etapie inwestycji i skutkuje prowizorycznymi rozwiązaniami zastępczymi, rezygnacją z niektórych zabezpieczeń, np. zaworów samoodcinających, brakiem zadaszenia nad stanowiskiem tankowania pojazdów i odmierzaczem gazu, przystąpienie do użytkowania stacji przed całkowitym zakończeniem robót i uzyskaniem pozwolenia na jej użytkowanie, tj. uruchamianie stacji bez uprzedniego uzyskania stosownej decyzji administracji terenowej, bez decyzji UDT na eksploatację

- zbiorników i innych urządzeń podlegających dozorowi technicznemu, bez powiadomienia organów PIP),
- brak staranności i niedostrzeganie potrzeb np. w zakresie stosowania barw i znaków ostrzegawczych, opracowania i udostępnienia instrukcji bhp, itd.,
- bagatelizowanie przez pracodawców zagrożeń (niewłaściwe składowanie butli z gazem, stosowanie niewłaściwych urządzeń elektroenergetycznych w strefach zagrożonych wybuchem, nieprzestrzeganie terminów okresowych przeglądów urządzeń i instalacji, niewyposażenie pracowników w antyelektrostatyczną odzież ochronną i rękawice chroniące dłonie przed odmrożeniem itp.),
- brak należytej staranności przy wykonywaniu obowiązków pracodawcy oraz osób kierujących pracą pracowników (m.in. niepoddawanie pracowników szkoleniom w dziedzinie bhp, badaniom lekarskim, niekierowanie ich na szkolenia w celu uzyskania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych itd.),
- lekceważenie obowiązku projektowania stacji z uwzględnieniem wszelkich wymagań bhp i bezpieczeństwa pożarowego oraz tolerowanie przez rzeczoznawców ds. bhp i ppoż. wadliwych rozwiązań projektowych (m.in. niezachowanie wymaganych odległości na stacjach paliw, brak właściwego zabezpieczenia odmierzaczy autogazu itd.),
- nieprzykładanie należytej wagi do oznakowania instalacji technologicznych, miejsc zagrożonych wybuchem oraz lekceważenie zagrożeń, jakie stworzyć może brak skutecznego zabezpieczenia instalacji gazowych przed mechanicznym uszkodzeniem przez tankowane pojazdy,
- zmieniające się wymogi formalnoprawne regulujące zasady funkcjonowania stacji paliw.

Efekty

Dotychczasowa realizacja decyzji i wniosków pokontrolnych zapewniła nie tylko poprawę warunków pracy pracowników obsługujących instalacje stacji paliw, ale także bezpieczeństwo kierowców tankujących pojazdy oraz osób postronnych przebywających blisko stacji. Uwzględniając, że tegoroczne kontrole zakończone zostały w lipcu br., realizacja części decyzji nakazowych i wniosków nie została jeszcze zakończona. Realizacja wielu jest w toku. Do czasu sporządzenia niniejszej informacji poprawę stanu bhp uzyskano głównie poprzez usunięcie nieprawidłowości uregulowanych w decyzjach ustnych oraz decyzji terminowych, których wyznaczony termin realizacji minął lub minie w najbliższym czasie. Dotychczas zrealizowano ponad 40% wszystkich wydanych decyzji nakazowych oraz wniosków zawartych w wystąpieniach.

Do zauważalnych już efektów działania inspektorów pracy zaliczyć można m.in. poprawę oznakowania dróg wewnątrzzakładowych, zastosowanie oznaczeń bhp tam, gdzie było to niezbędne lub wynikało z przepisów, wdrożenia na stacjach zasad ruchu kołowego i pieszego, zapewnienia wykonania oceny ryzyka zawodowego i poin-

formowania pracowników o ryzyku zawodowym wiążącym się z pracą wykonywaną na terenie stacji, zapewnienia instrukcji techniczno-ruchowych i instrukcji dotyczących prowadzonych procesów, zlikwidowania nieprawidłowości w przydziale odzieży i obuwia (w tym przede wszystkim przydziału odzieży i obuwia w wykonaniu nie powodującym gromadzenia się elektryczności statycznej), zapewnienia pracownikom aktualnych zaświadczeń kwalifikacyjnych zezwalających na napełnianie zbiorników samochodowych gazem płynnym, zapewnienie szkoleń wstępnych i okresowych, spełnienie wymagań ochrony antyelektrostatycznej w przestrzeniach zagrożonych wybuchem, zapewnienie ochrony przeciwporażeniowej przed dotykiem bezpośrednim i pośrednim, uzyskanie przez pracowników aktualnych orzeczeń o braku przeciwwskazań do pracy na zajmowanych stanowiskach i inne.

Przykładów zakładów, w których osiągnięto znaczącą poprawę warunków bezpieczeństwa i higieny pracy można przytoczyć wiele. Mogą nimi być małe stacje autogazu w Chorzelowie i Krasnem (woj. podkarpackie). Kontrole tych stacji wykazały wiele nieprawidłowości i uchybień (wydano łącznie 28 decyzji nakazowych i 11 wniosków). Pracodawcy poinformowali o zrealizowaniu wszystkich decyzji i wniosków. I tak m.in.:

- zapewniono właściwe warunki składowania butli z gazem propan-butan,
- wykonano pomiary skuteczności ochrony przeciwporażeniowej urządzeń i instalacji elektroenergetycznych,
- zapewniono wentylację w pawilonach stacji, w tym ogrzewanej katalitycznym ogrzewaczem gazowym (bez odprowadzenia spalin),
- oznakowano znakami ostrzegawczymi zbiorniki gazu propan-butan,
- wyposażono odmierzacze gazu płynnego w zawory samoodcinające, zabezpieczające przed awaryjnym wyciekami gazu.
- przeprowadzono ocenę ryzyka zawodowego związanego z wykonywaną pracą,
- wyposażono pracowników w środki ochrony indywidualnej posiadające oznaczenie CE,
- opracowano instrukcje technologiczne i postępowania na wypadek awarii,
- zabezpieczono odmierzacze gazu przed najeżdżaniem na nie pojazdów.

Podsumowanie i wnioski

- mimo stwierdzonych wyraźnych symptomów zjawisk pozytywnych skutkujących poprawą warunków bezpieczeństwa i higieny pracy, nadal stan bezpieczeństwa na stacjach autogazu nie można uznać za zadowalający. Nadal w wielu stacjach autogazu nieprzestrzegających przepisów bhp i ppoż. ryzyko uaktywnienia się zagrożenia pożarowo-wybuchowego jest znaczne,
- skala ujawnionych nieprawidłowości przemawia za koniecznością kontynuowania w 2006 r. kontroli stacji autogazu, koncentrując je głównie wokół zagadnień technicznego bezpieczeństwa pracy i wybranych zagadnień prawa pracy. Kontrolom poddać należy przede wszystkim stacje zlokalizowane w niewielkich aglomeracjach miejskich i na wsiach, prowadzące wyłącznie dystrybucję autogazu. Ponadto część skontrolowanych w latach ubiegłych stacji paliw płynnych poddać należy rekontrolom w zakresie realizacji decyzji nakazowych,
- istnieje konieczność propagowania, wśród pracodawców zajmujących się dystrybucją paliw płynnych, w tym szczególnie autogazu, zasad i przepisów bezpieczeństwa pracy i ochrony przeciwpożarowej poprzez rozszerzenia i zdynamizowania pozakontrolnych form oddziaływania prewencyjno-profilaktycznego,
- w związku ze wzrostem liczby stacji autogazu i „nasyconiem” nimi terenu oraz związaną z tym zmniejszającą się ich rentownością, zachodzi obawa, iż spowodować to może w przyszłości dalsze ograniczanie przez przedsiębiorców nakładów na bezpieczeństwo i higienę pracy, zwłaszcza w odniesieniu do małych stacji, których właściciele nie posiadają odpowiednich środków finansowych.

Warszawa, grudzień 2005 r.

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza i Roberta Guzika)

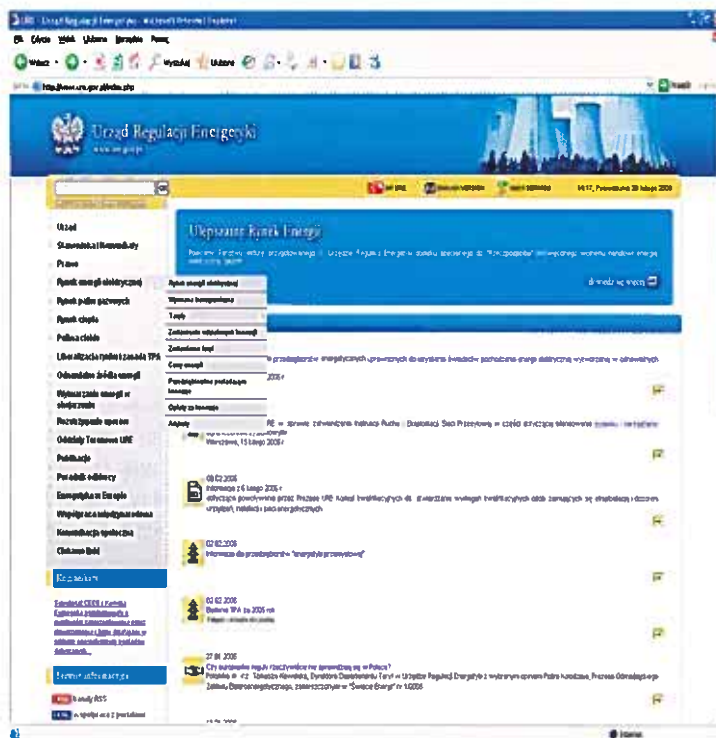
Wszystkie wyrażenia w niniejszym wydaniu słownika pochodzą z: Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu wraz z załącznikiem technicznym oraz z Raportu Komisji Europejskiej: Dochodzenie w sprawie rynku energii.

Abusive behaviour	- zachowanie polegające na nadużywaniu swojej pozycji
Affiliate supplier	- dostawca (sprzedawca) powiązany kapitałowo (np. z wytwórcą)
Allegation	- zarzut
Aggravated risk	- zwiększone ryzyko
Bottleneck	- miejsce w systemie przesyłowym o ograniczonej przepustowości
to breach (the law)	- naruszyć (prawo)
Carbon sequestration	- sekwestracja (unieszkodliwianie) dwutlenku węgla
Cross-border acquisition	- przejęcie (firmy) poza granicami kraju
Divestiture	- funkcjonalny rozdział aktywów
Divestment (of dominant companies)	- podział (dominujących spółek)
to exert downward pressure (on prices)	- wywierać presję na obniżenie cen
Firewall	- zaporę, dosł. ściana (przegroda) ogniotrwała
the gas „churning”	- szereg błyskawicznych transakcji giełdowych kupna i sprzedaży gazu w celu podbicia jego ceny
Gas stock data	- dane o ilościach gazu w magazynach
Gas swaps	- transakcje swapowe w gazie, „zamiana” gazu
Generation adequacy	- wystarczalność mocy wytwórczych
Genuine newcomer	- faktycznie nowy uczestnik rynku
Horizontal network	- część systemu przesyłowego wykorzystywana w przepływach tranzytowych energii elektrycznej
Indispensable information	- niezbędna informacja
Infringement procedure	- procedura stosowana w przypadku naruszenia prawa
Juxtaposition (of markets)	- superpozycja, suma, złożenie (rynków)
Merger	- fuzja, połączenie spółek
Merger control	- kontrola fuzji
Non-incumbent (supplier)	- nie dotychczasowy, nowy (sprzedawca)
Notified Transmission Flow (NTF)	- potwierdzony przepływ przez system przesyłowy
Oil-derivative prices	- ceny produktów ropopochodnych
Oil-price link	- zależność cen produktu (np. gazu) od cen ropy
Price convergence	- zbieżność cen
Price formation	- budowa (kształtowanie) cen
Qualified (eligible) customer	- odbiorca uprawniony (do wyboru sprzedawcy)
Regulatory framework conducive to investments	- ramy regulacyjne sprzyjające inwestycjom
Regulatory oversight	- nadzór regulacyjny
Regulatory reticence	- powściągliwość regulacyjna
Time-of-use rates	- stawki opłat zróżnicowane w zależności od czasu korzystania z usługi przesyłowej
Transmitting utility	- przedsiębiorstwo przesyłowe
Universal service	- usługa powszechna (obejmująca wszystkich odbiorców bez względu na poziom ich dochodów)
„back-to-back” contracts	- umowy odnawiane
„pipe-in-pipe”	- dosł. „rura w rurze”, alokacja przepustowości rurociągu dokonywana przez użytkownika, który wykupił od operatora całą zdolność przesyłową
„three-or more” rule	- zasada „trzech lub więcej”, obowiązek udostępniania przez operatora informacji, jeżeli co najmniej trzech użytkowników systemu wykupiło zdolność przesyłową w jednym punkcie

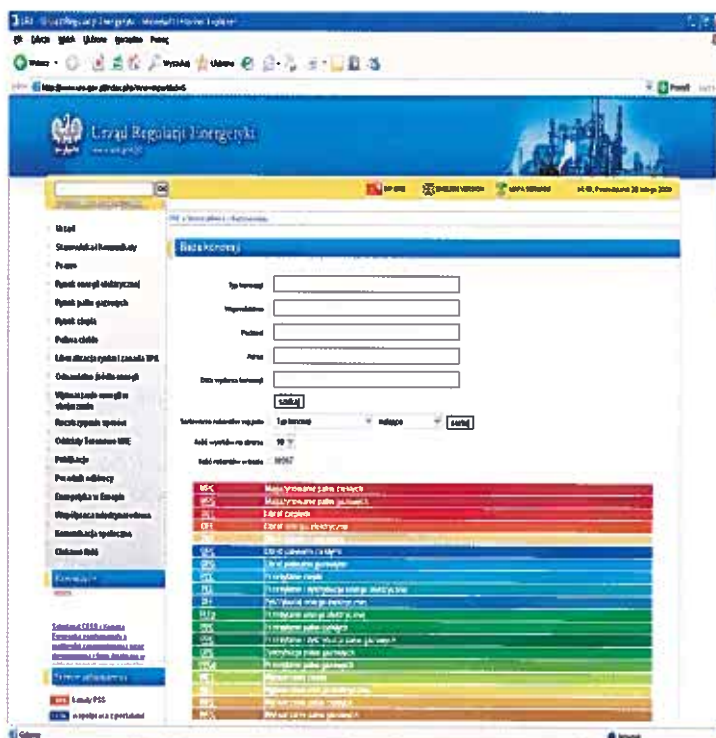
Pobieranie ze strony internetowej URE wykazu obowiązujących koncesji

W celu pobrania zestawień przedsiębiorstw posiadających koncesje w zakresie regulowanym ustawą – Prawo energetyczne, należy:

1. wejść na stronę internetową URE (www.ure.gov.pl), kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (zamiast „Rynku energii elektrycznej” można także wybrać pozycje: „Rynek paliw gazowych”, „Rynek ciepła”, „Paliwa ciekłe”),



2. ze strony, która się ukaże, można wybrać rodzaj działalności koncesjonowanej lub skorzystać z szybkiego wyszukiwania.



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 zlecniodawcy 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 zlecniodawcy 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 zlecniodawcy 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 zlecniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2006	
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 – 2006	
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 2006
dwumiesięcznika:
„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

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

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów × 12 zł za I 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.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 2005.12.31)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	PPH LUXREMONT Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki	4,51	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Płońsku Sp. z o.o.	- 1,84	
	Zuromińskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. – Żuromin	0,00	
	Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Sp. z o.o. – Sokółów Podlaski	9,12	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Mławie Sp. z o.o.	2,80	
	Miasto Pionki (Oddział Wodno-Kanalizacyjno-Ciepłowniczy)	9,40	
	Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14,31	
	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Garwolin	8,11	
	INTERPEP Sp. z o.o. EC Wizów spółka komandytowa – Warszawa	5,98	
	INTERPEP Sp. z o.o. EC Zakrzów spółka komandytowa – Warszawa	6,82	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łomża	0,08	
Szczecin	Miejska Energetyka Ciepła – Jednoosobowa Sp. Gminy Miejskiej w Kołobrzegu Sp. z o.o.	4,65	
Gdańsk	Zakład Energetyki Ciepłej STAR – PEC Sp. z o.o. – Starogard Gdański	4,28	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Nowy Dwór Gdański	0,76	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Człuchów	1,89	
	Pucka Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	2,08	
	Zarząd Morskiego Portu Gdynia SA – Gdynia	3,70	
	Therminvest Sp. z o.o. – Gdańsk	7,02	
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ilawa	1,66	
	Komunalna Energetyka Ciepła KOMEC Sp. z o.o. – Kętrzyn	4,36	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dobrze Miasto	4,71	
	Energetyka Ciepła „KORPEC” Sp. z o.o. – Korsze	5,78	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Elk	1,09	
	Poznań	Zakłady Azotowe Anwil SA – Włocławek	3,66
		INFRATECH Krzysztof Emmert spółka komandytowa – Chelmno	4,28
Amica Wronki SA – Wronki		16,46	
GEOTERMIA – CZARNKÓW Sp. z o.o. – Czarnków		4,43	
Lublin	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Parczew	7,77	
	SPOMASZ – Bełżyce	5,12	
	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o. – Świdnik	16,38	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Dęblin, Kraśnik, Stężyca	2,37	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Suwałki	- 0,65	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Sokółce Sp. z o.o.	2,88	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Bielsk Podlaski	1,52	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Hajnówka	2,79	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Nowe Miasto, Grójec	26,25	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Pomiechówek, Sochaczew, Nasielsk	9,80	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Biskupiec, Giżycko, Marcinkowo, Olsztyn, Orzysz	16,81		
Łódź	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.	- 1,98	
Katowice	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry	- 0,11	
	BUMAR – ŁABĘDY SA – Gliwice	1,41	
	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o. – Chorzów	2,27	
Kraków	Fabryka Maszyn GLINIK SA – Gorlice	8,40	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kęty	8,85	
	Usługi Komunalne „TRZEBINIA” Sp. z o.o. – Trzebinia	0,32	
	Miejski Zakład Komunalny Sp. z o.o. – Leżajsk	1,63	
	ZTS GAMRAT SA – Jasło	1,47	

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 2005.12.31)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Katowice	Zarząd Inwestycji Śląskiej Akademii Medycznej – Katowice	2005.12.27
Kraków	Elektrociepłownia EC – WSK Sp. z o.o. – Rzeszów	2005.12.22

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 2006.02.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Stocznia Gdynia SA	2005.12.13
2	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	2005.12.14
3	PSE-Operator SA	2005.12.14
4	Górnśląski Zakład Elektroenergetyczny SA	2005.12.17
5	Zakład Energetyczny Białystok SA	2005.12.17
6	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	2005.12.17
7	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	2005.12.17
8	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	2005.12.17
9	Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	2005.12.17
10	ENEA SA	2005.12.17
11	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	2005.12.17
12	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	2005.12.17
13	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	2005.12.17
14	Koncern Energetyczny ENERGA SA	2005.12.17
15	Łódzki Zakład Energetyczny SA	2005.12.17
16	ENION SA	2005.12.17
17	„Przedsiębiorstwo Energetyczne” Sp. z o.o. w Nowym Sączu	2005.12.27
18	Energo-Tech Sp. z o.o.	2006.01.12
19	Zakłady Produkcji Skórzanej „ESCOTT” SA	2006.01.12
20	Mittal Steel Poland SA	2006.01.25
21	SAJT DEVELOPMENT Sp. z o.o.	2006.02.01
22	Poludniowy Koncern Węglowy SA	2006.02.01

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 2006.01.25)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrownia Stalowa Wola SA	2005.12.27
2	STOEN SA	2006.01.25

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 2006.01.12)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	„Huta Pokój” SA	2005.12.13
2	Przedsiębiorstwo Energetyczne „MEGAWAT” Sp. z o.o.	2005.12.13
3	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	2006.01.05
4	Zakłady Górniczo-Hutnicze „BOLESŁAW” SA	2006.01.12
5	Zakład Energetyczny Białystok SA	2006.01.12

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2006.01.18)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	2005.12.13
2	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA	2005.12.16
3	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA	2005.12.16
4	Energomedia Sp. z o.o.	2006.01.16
5	Elektrociepłownia „EC-WSK” Sp. z o.o.	2006.01.18

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2005.12.27)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM Sp. z o.o.	2005.12.27

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych

(stan na 2006.02.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	TOP GAZ Sp. z o.o.	2005.12.13
2	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	2005.12.14
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2005.12.16
4	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2005.12.16
5	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2005.12.16
6	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2005.12.16
7	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2005.12.16
8	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2005.12.16
9	ENESTA Sp. z o.o.	2005.12.16
10	Zakłady Azotowe Anwil SA	2005.12.27
11	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych A. Brzozowski	2005.12.27
12	GAZ TECHNOLOGIA I ENERGIA Sp. z o.o.	2005.12.27
13	FERROXCUBE POLSKA Sp. z o.o.	2006.01.05
14	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	2006.01.05
15	ANCO Sp. z o.o.	2006.01.05
16	TOP GAZ Sp. z o.o.	2006.01.05
17	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	2006.01.05
18	Zakład Elektroenergetyczny Huty Częstochowa „ELSEN” Sp. z o.o.	2006.01.12
19	KRI Sp. z o.o.	2006.01.16
20	Huta Batory SA w upadłości	2006.02.01
21	Huta Pokój SA	2006.02.01
22	Zakłady Mechaniczne „Bumar-Łabędy” SA	2006.02.01
23	Fenice Poland Sp. z o.o.	2006.02.01
24	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych – A. Brzozowski Sp. z o.o.	2006.02.01
25	KGHM Polska Miedź SA	2006.02.01

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

(stan na 2006.02.06)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Sawa-gaz Andrzej Sadowski	00-020 Warszawa, ul. Chmielna 26 nr 6	Opc
2	Przedsiębiorstwo Handlu Opalem i Materiałami Budowlanymi	00-364 Warszawa, ul. Ordynacka 11	Opc
3	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	00-537 Warszawa, ul. Krucza 6/14	Mpg
4	„TKK” Sp. z o.o.	00-910 Warszawa, ul. Dziewosłęby 14A	Opc
5	SEBKAR SC	01-459 Warszawa, ul. Górczewska 179	Opc
6	„KAMINO” K. i D. Jaczyński Sp.j.	02-495 Warszawa, ul. Żywiecka 21 a	Opc
7	Janina Kasiak	03-562 Warszawa, ul. Janikówka 9/58	Opc
8	FHU KUTA GAZ Piotr Kuta	04-673 Warszawa, ul. Wąbrzeska 14	Opc
9	J.CZ.K. WEGAZ Justyna Krzyżanowska	05-126 Nieporęt, ul. Kościelna 3, Kąty Węgierskie	Opc
10	FHU WOŁYŃSKI Paweł Wołyński	05-500 Piaseczno, ul. Młynarska 17/61	Opc
11	Oleńska Lucyna OLEGAJ	05-660 Warka, ul. Bielańska 10	Opc
12	ENERGI GAS Raczkiewicz Daniel	05-800 Pruszków, ul. Szkolna 24	Opc
13	Gerpól Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Mickiewicza 45/51	Opc
14	Usługi Transportowe Dariusz Wojtczak	06-300 Przasnysz, ul. Sportowa 2 nr 30	Opc
15	PHU EURO-GAZ Joanna Jankowska	07-200 Wyszaków, ul. Osiedłowa 19	Opc
16	PHU AUTO-GAZ „WRZOSEK” SC Alina Wrzosek, Stanisław Szejmer	07-320 Małkinia, ul. Nurska	Opc
17	„KRYPTON” Sp. z o.o.	08-110 Siedlce, ul. Wojska Polskiego 40	Wpc
18	Leszek Leszczyński – STW Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Repkowska 53	Wpc
19	Towarzystwo Inicjatyw Lokalnych	09-209 Łęg Probostwo, Łęg Kościelny	Opc
20	VICTORIA-OIL Wojciech Kuźniewski	09-210 Drobin, ul. Płocka 42 a	Opc
21	Jerzy Zaręba PHU DA-MI SC FHU JAREX	09-230 Bielsk, Ciachocin 60	Opc
22	JÓZEF KAJKOWSKI	09-400 Płock, ul. Piekarska 16 m. 13	Opc
23	MARGO-TRANS Robert Gosk	09-400 Płock, ul. Saperska 10	Opc
24	Sklep Ogrodniczo-Przemysłowy Zbyszek Wyżykowski	09-413 Sikórz, Siecień 4	Opc
25	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ARPEM” Eugeniusz Faj	11-600 Węgorzewo, ul. Jaracza 4	Opc
26	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe Dorota Żujewska	13-230 Lidzbark Welski, ul. Młyńska 16 – młyn zbożowy „Kłos”	Wee
27	„AWIS” SC Jerzy Waśniewski, Adam Ksieniewicz	14-260 Lubawa, ul. Kopernika 3	Opc
28	Firma Usługowo-Handlowa „ROLMAN” Adam Kowalkowski	14-260 Lubawa, ul. Rzepnikowskiego 5A	Opc
29	AIDA Sp. z o.o.	15-033 Białystok, ul. Sienkiewicza 79A	Opc
30	NOTREX Ewa Baranowska	15-760 Białystok, ul. Szeroka 12/2	Opc
31	Tomasz Daniłczuk „Davvero-Gaz”	16-100 Sokółka, ul. Białostocka 133	Opc
32	Kazimierz Edward Karwel – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EDKAR”	16-400 Suwałki, ul. Górnicza 2	Opc
33	Jan Łapiński PHU „ARKA”	18-100 Łapy, ul. Żytnia 27	Opc
34	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „WODMEL” Sp. z o.o.	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. Zambrowska 8	Opc
35	Spółdzielnia Inwalidów „SPINS”	19-230 Szczuczyn, ul. Kilińskiego 19A	Opc
36	UNEX Sp. z o.o.	20-184 Lublin, ul. Związkowa 23	Opc
37	Wschodnia Grupa Energetyczna SA	20-340 Lublin, ul. Garbarska 21	Oee
38	Andrzej Lisiak	20-368 Lublin, ul. Wyzwolenia 132	Opc
39	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „PRO-PIEK” Joanna Misztal, Jerzy Cichacz SC	20-388 Lublin, Abramowice Prywatne 53	Opc
40	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EKOGAZ II” SC Krzysztof Kozak, Beata Madejek-Kuczowska	20-501 Lublin, ul. Nadbystrzycka	Opc
41	Jacek Wrona „Na Łuku”	21-008 Tomaszowice, Tomaszowice Kolonia Dz. 77/4, 78	Opc

42	Jerzy Kostrzewa	21-102 Ostrówek, Kolonia Ostrówek 92	Opc
43	Pękała - Stacja Paliw Sp.j.	21-302 Kąkolewnica, Rudnik 34C	Opc
44	TANUL Wierzchowska Teresa	21-307 Ulan, Ulan Duży 66	Opc
45	Firma Handlowo-Uslugowa „GAZ-DOM” Dariusz Langa	21-310 Wołyń, ul. Piłsudskiego 19	Opc
46	Antoni Jakubiak, Firma Handlowa „HUBAN”	21-400 Łuków, Ryżki 76	Opc
47	Katarzyna Milaszewska, „TOP-GAZ”	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Warszawska 121	Opc
48	Firma Usługowo-Handlowa „DRAGON” Katarzyna Chmielewska	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Gabriela Narutowicza 11	Opc
49	Elżbieta Wajdman-Dzwonek	22-300 Krasnystaw, Zakręcie 5	Opc
50	PPHU „STOLMEX” Edward Budzyński	22-400 Wielgie, ul. Szczepreszyńska 49 a	Opc
51	Aleksander Batorski, Czesław Batorski – Zakład Produkcyjno-Uslugowy SC	22-460 Szczepreszyn, Brody Małe 2c	Opc
52	Przedsiębiorstwo Robót Drogowo-Mostowych Sp. z o.o.	22-500 Hrubieszów, ul. Grabowiecka 18 B	Opc
53	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe SC Anna Orzechowska i Ewa Orzechowska	23-100 Bychawa, Bychawka Trzecia Kolonia	Opc
54	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe ATRAS Atras Zbigniew	23-110 Krzczonów, Krzczonów Sołtysy, ul. Leśna 3	Opc
55	T&M STACJA PALIW PHU Tadeusz Barlak	23-200 Kraśnik, ul. Obwodowa 38	Opc
56	„BLACK RED WHITE” SA	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63	Wee
57	Jan Łebko, Sklep branży przemysłowej, części zamiennych do ciągników i maszyn rolniczych	23-420 Tarnogród, ul. Rynek 35	Opc
58	„STACJA ŁĄKI” Sławomir Wielemborek	24-160 Wąwolnica, ul. Lubelska	Opc
59	Przedsiębiorstwo Handlu Rolno-Ogrodniczego „MIGROLA” Iwona Winiarska	24-200 Bełżyce, Podole I 9A	Opc
60	Andrzej Jurak – Firma Handlowo-Uslugowa „NETTO”	24-220 Niedzwica Duża, Trojczkowice 27	Opc
61	AUTO REX KIELCE Sp. z o.o.	25-655 Kielce, ul. 1 Maja 191	Opc
62	AEROKLUB KIELECKI	26-001 Masłów, Masłów – Lotnisko	Opc
63	FHU „NATALIA” Maciej Kalemba	26-040 Łączna, Występa 63	Opc
64	Zakład Instalatorstwa Sanitarnego C.O. i GAZ Kondrak Krzysztof	26-050 Zagnańsk, ul. Turystyczna 121	Opc
65	TRANS-GAZ Paweł Bąk	26-052 Sitkówka-Nowiny, Zagrody 54B	Opc
66	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ENERGIA” Jarosław Socha	26-085 Miedziana Góra, Ćmińsk Rządowy – Świątelek 20	Wee
67	Artur Wilkowski „ARMAR”	26-634 Gózd, Klwatka 9	Wee
68	Krzysztof Zięba – Zakład Elektryczny	26-634 Gózd, ul. Niemianowice 35b	Opc
69	Stacja Paliw SC Janusz Stanisław Ciapała, Zdzisław Bobrowski	26-680 Wierzbica, ul. Radomska 66	Opc
70	Nowak-Skalińska Agnieszka FIRMA HANDLOWA „MES”	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29	Opc
71	Sebastian Zięba – Firma „EKO – GAZ 2”	27-400 Ostrowiec Św., Oś. Patronackie 26/10	Opc
72	„WESPAR” SC Aneta Partyka, Maria Wesółowska, Łukasz Wesółowski, Konrad Wesółowski, Michał Wesółowski	27-552 Boćkowice, Boćkowice 85	Opc
73	„WIG” Sp. z o.o.	27-600 Sandomierz, ul. Kwiatkowskiego 140	Opc
74	PHU „ŻMUD-GAZ” SC Tadeusz Żmuda, Mariusz Żmuda	28-100 Busko-Zdrój, Owczary, ul. Długa 43	Opc
75	Firma Handlowa „KOLASA” Jolanta Kolasa	28-200 Staszów, Podmaleniec 85c	Opc
76	Firma Handlowo-Produkcyjno-Uslugowa „GAZOWNIA” Sp. z o.o.	28-300 Jędrzejów, ul. Rakowska 31	Opc
77	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Imielnie	28-313 Imielno, ul. Cmentarna 8	Opc
78	Firma Usługowo-Dostawcza Skrzela Zdzisława	28-512 Bejsce, Sędziszowice 88	Wee
79	Leokadia Pezda – Z.R.B.U.H. Stacja Auto-Gaz	29-100 Włoszczowa, ul. Świerkowa 3	Opc
80	„PLIT – Kraków” Sp. z o.o.	30-062 Kraków, ul. 3-go Maja 9/210	Opc
81	„Amicus” Firma Handlowo-Uslugowa Stanisław Pachel	30-611 Kraków, ul. Wysłouchów 4/45	Opc

82	Firma Handlowo-Usługowa „KLAUDIA” Klaudia Polańska	31-316 Kraków, ul. Pużaka 7 A	Opc
83	„Kraków Plaza” Sp. z o.o.	31-564 Kraków, Al. Pokoju 44	Dee, Oee
84	Koncesjonowany Przewóz Towarów Czopek Marek	32-050 Skawina, ul. Korabnicka 35	Opc
85	Przedsiębiorstwo Handlowo-Produkcyjno-Usługowe „OCF” Ciałowicz, Ogar SC	32-090 Słomniki, Januszowice 15 C	Opc
86	Firma GAZ-TRANS Kozioł Monika	32-200 Miechów, Wymysłów 29	Opc
87	Petro Bit Pischinger Rafał	32-213 Kraków, ul. Turystyczna 6/30	Opc
88	FHU „AUTOKOLOR” Jarosław Kował	32-240 Kozłów, Kozłów 297	Opc
89	STG „Eko-Tank” Jarosław Piekarski	32-250 Charsznica, ul. Miechowska 4	Opc
90	RIM Mariusz Żurek	32-300 Olkusz, ul. Legionów Polskich 30/27	Opc
91	Stacja Paliw „B i S” Paś Bolesław, Paś Stanisław	32-433 Lubień, Tenczyn 1	Opc
92	„MEDIATOR” Urszula Kuc	32-720 Nowy Wiśnicz, ul. Jagiellońska 2	Opc
93	Agata Klos-Slavtchew FH. SLAV-TANK	33-100 Tarnów, ul. Iwaszkiewicza 29	Opc
94	Usługi Transportowe Wiesław Pacocha	33-150 Wola Rzędzińska, Wola Rzędzińska 265 c	Opc
95	Konspol Holding Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Grottgera 40	Opc
96	Międzynarodowy Transport Drogowy i Spedycja „OLMA” Elżbieta Mastalerz, Marek Mastalerz Sp.j.	33-300 Nowy Sącz, ul. M.C. Skłodowskiej 32	Opc
97	„GAZ-TECH” Iwona Szklarczyk	34-200 Sucha Beskidzka, ul. Beniowskiego 1	Opc
98	PEUH „EUROGAZ” Kazimierz Lemańczyk	34-200 Sucha Beskidzka, ul. Beniowskiego 1	Opc
99	Podhalańskie Przedsiębiorstwo Drogowo-Mostowe	34-400 Nowy Targ, ul. Szafarska 102	Opc
100	Tylka Piotr Stacja Paliw Płynnych	34-471 Ludźmierz, Os. Za Torem 23 A, Rogoźnik	Opc
101	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	35-055 Rzeszów, ul. Naruszewicza 18	Wee
102	Elektrociepłownia EC-WSK Sp. z o.o.	35-078 Rzeszów, Hetmańska 120	Pcc, Dpg, Opg
103	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „Inter-Bau” Sp. z o.o.	35-617 Rzeszów, ul. Władysława IV 39/4	Opc
104	Stacja Paliw Teresa Brandys	36-147 Niwiska, Trześń 204	Opc
105	Baluch Marian	36-245 Nozdrzec 273 A	Opc
106	WIDAMID Sp. z o.o.	37-100 Łancut, ul. Składowa 2	Opc
107	„LEXPOL” Leszek Kukułka	37-220 Kańczuga, Łopuszna Wielka nr 88	Opc
108	„JURMAR” Sp. z o.o.	37-300 Leżajsk, ul. St. Boronia 8	Opc
109	„EKO-GAZ” Wiesław Dymora	37-400 Nisko, ul. Nowa 1 A	Opc
110	Tomasz Mikuszewski i S-ka Auto Naprawa i Handel	38-130 Frysztak, Glinik Średni 66	Opc
111	„TRANS PROJEKT” SC Jerzy Hnat, Robert Hnat	38-500 Sanok, ul. Witkiewicza 4	Opc
112	„UNIMAREX” Sp. z o.o.	38-524 Besko, ul. Bieszczadzka 15	Opc
113	FH-U Bieszczady Tadeusz Szczepkowicz	38-700 Ustrzyki Dolne, Brzegi Dolne 36	Opc
114	Stanisław Bajor – Stacja Paliw	39-312 Żarówka 8A, Radomyśl Wielki	Opc
115	BIO – EKO Sp. z o.o.	40-585 Katowice, ul. Polomińska 16	Wpc
116	FW DAREX Dariusz Skalski	40-832 Katowice, ul. Witosy 36/23	Opc
117	„Przeróbka Plastyczna na Zimno – Baildon” Sp. z o.o.	40-952 Katowice, ul. Żelazna 9	Oee
118	RAFGAZ Rafał Oracz	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Norwida 7/23	Opc
119	„JP-CENTRUM” Karalus, Łonak Sp.j.	41-306 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 1A	Opc
120	„Ruda Śląska Plaza” Sp. z o.o.	41-710 Ruda Śląska, ul. 1-go Maja 310	Dee, Oee
121	CARBOTRANS Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1	Opc
122	„KONCEPT” SC Krzysztof Szeithauer, Jadwiga Szeithauer	41-808 Zabrze, ul. Pomorska 5a/1	Opc
123	Mała Elektrownia Wodna „Megawat” SC Stanisław Piechurski, inż. Stefan Kramarski	42-100 Kłobuck, ul. Kamienna 10/12	Wee
124	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „DELITE” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Łukasiewskiego 28	Opc
125	PHU „JANAS”	42-235 Lelów, ul. Łąkowa 19	Opc
126	„GP” SC Krzysztof Pilarz, Leon Grus	42-284 Herby, ul. Władysława Reymonta	Opc

127	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MAR-OIL” Sp. z o.o.	42-440 Ogródzieniec, ul. Ogrodowa 23	Opc
128	PUH „LEO” Maciążek Leopold	42-475 Żeliszewice, Piastów 3a	Opc
129	Józef Dziemiątko – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „JOTMAR”	43-100 Tychy, ul. Ustronna 1/62	Opc
130	Huta „Łaziska” SA	43-170 Łaziska Górne, ul. Cieszyńska 23	Oee
131	NT Polska Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Powstańców Śląskich 4	Opc
132	Stacja Paliw „LASZ” Adam Mieszczak	43-210 Kobiór, Kobiórska 2	Opc
133	PHU „KARGAZ” Paweł Jakubiec	43-360 Bystra Śląska, Ochota 15	Opc
134	„PRO-EKO” PPHU Marta Sowa	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukowa 52	Wee
135	„VERSUS” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Jana Pawła II 13	Opc
136	Gabriela Malicka – „Paliwa Płynne”	44-200 Katowice, ul. Pietrusińskiego 13 d	Opc
137	Firma Handlowo-Uslugowa „BEN” Beniamin Jędras	44-240 Żory, Os. W. Korfanteo 5B/15	Opc
138	Spółdzielnia Kólek Rolniczych	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Wolności 87	Opc
139	Sławomir Bałt	46-134 Głuszyna, ul. Długa 52	Opc
140	„BEMAS” M. Barchewicz, W. Strzelecki, J. Garmcarek Sp.j.	46-320 Praszka, ul. Byczyńska 2	Opc
141	Jacek Famulski – „FAM – GAZ”	46-320 Praszka, ul. Kościuszki 7	Wpc
142	Pieluch Jan – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe JP-GAZ	48-200 Prudnik, ul. Prążyńska 32	Opc
143	„ABDUL” Mariusz Leśny	48-340 Gierałcice, Gierałcice 105	Opc
144	KOMUNALNIK Sp. z o.o.	49-200 Grodków, ul. Sienkiewicza 28-30	Opc
145	NESTAR Nesterowicz Bogdan	49-304 Brzeg, ul. Chocimska (PSK)	Opc
146	JAKTAR Sp. z o.o.	50-950 Wrocław, ul. Biskupia 11	Opc
147	Zofia Noskowicz GEMMA Firma Handlowo-Uslugowa	53-019 Wrocław, ul. Krzycka 35/5	Opc
148	Krzysztof Spychała	54-220 Wrocław, ul. Bobrza 14/30	Opc
149	„AUTO-CARGO” SC Peszko Krzysztof i Peszko Czesław	54-229 Wrocław, ul. Żubrza 10	Wee
150	Piotr Drobnicki – „KORONA”	55-075 Bielany Wrocławskie, ul. Tyniecka 1	Opc
151	„LAWA” Sp. z o.o.	55-140 Żmigród, Dębno 1A	Opc
152	Halina, Bogdan Mikła Stacja Paliwowa HB Mikła SC	55-340 Udanin, Udanin 2a	Opc
153	Jan Rudnicki	56-420 Bierutów, ul. Wrocławska 68a	Opc
154	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „OIL-MAR” Seneńko Agnieszka	57-300 Kłodzko, ul. Bohaterów Getta 5A/5	Opc
155	Borowski Łukasz Michał	58-304 Wałbrzych, ul. Ludowa 1 C	Opc
156	EKOFER Firma Wytwórczo-Handlowo-Uslugowa	58-500 Jelenia Góra, ul. Flisaków 9	Opc
157	ECOLAND Sp. z o.o.	58-560 Jelenia Góra, ul. Wita Stwosza 20/66	Wee
158	„EURO-TRANS-POL” Danuta Jeżewska	59-220 Legnica, ul. Kosiarzy 1	Opc
159	PETRON SC Damian Ozimek, Sławomir Klepek	59-420 Bolków, Sady Dolne 7	Opc
160	Przedsiębiorstwo Górniczo-Produkcyjne „BAZALT” SA	59-500 Złotoryja, Wilków	Opc
161	Tomasz Sudol – PPH „TOMS”	59-540 Świerzawa, ul. Młyńska 1/59	Opc
162	„ART – BENA” Artur Kubiak	60-158 Poznań, ul. Keplera 4G/16	Opc
163	INTERCARD SA	60-164 Poznań, Ziębicka 2/33	Opc
164	Sklep Motoryzacyjny – Joanna Hejna	60-400 Słupca, ul. Warszawska 76	Opc
165	Artur Wierachowski – „ART-MAR”	61-507 Poznań, ul. 28 Czerwca 1956 r. nr 170/1	Opc
166	„EKOPETROL GROUP” Sp. z o.o.	61-654 Poznań, ul. Zagrodnicza 11A	Opc
167	Jarosław Zamel JARGAZ	62-030 Luboń, ul. Armii Poznań 71	Opc
168	Mikołaj Kociemski – MK GAZ	62-200 Gniezno, ul. Kawiary 45	Opc
169	Paweł Hildebrański – HIL-GAZ	62-200 Gniezno, ul. Roosevelta 98	Opc
170	„SAB” SC Monika Warta, Edwin Warta	62-400 Słupca, Os. Niepodległości 16/31	Opc
171	„EUROPLAST” Sp. z o.o.	62-420 Strzałkowo, ul. Lipowa 4	Opc
172	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „CERTOSTAL” SC Dariusz Kowalczyk, Dorota Kowalczyk	62-613 Osiek Mały, ul. Kolska 25	Wee
173	Marek Zajdlr LPG-STACJA-GALON	63-304 Czermin, Pieruszyce 38	Opc
174	Wiesław Durka -Firma „WAMAM”	63-500 Ostrzeszów, ul. Gen. Sikorskiego 60	Opc

175	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Wiktoria Morawiec, Stanisław Morawiec SC	63-505 Doruchów, ul. Powstańców Wielkopolskich 1	Opc
176	PHPU BUD-ROM Pazoła Sp.j.	63-840 Krobia, ul. Poniecka 3B	Opc
177	„AGRI-POL” Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Słowiańska 63	Opc
178	Wiesław Owiśnianny FH MIRO	64-100 Leszno, ul. Zamenhofska 104/5	Opc
179	AMT Sp. z o.o.	64-111 Lipno, ul. Powstańców Wlkp. 5	Opc
180	Przedsiębiorstwo Usług Leśnych „LASTECH” SC Józef Grodecki, Henryk Wachowiak	64-520 Obrzycko, Piotrowo 37	Opc
181	Lidia Skabardis – Handel Usługi „MEZAR”	64-733 Drawsko, ul. Powstańców Wlkp. 87A	Opc
182	Wojciech Raubo – R-TRANS	66-213 Skąpe, Łąkie 35	Opc
183	PETROART	66-235 Torzym Mierczany, Mierczany 27	Opc
184	Krzysztof Adamski – PUH „NATALIA”	66-400 Międzyrzec, ul. Wojska Polskiego 32D/2	Opc
185	STACJA AUTO-EKO-GAZ	66-620 Gubin, ul. Mylna 28	Opc
186	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ZABORSKI” Paweł Zaborski	68-100 Żagań, ul. Rzeźnicka 29	Opc
187	EURO – CONSIGNMENT Sp. z o.o.	70-405 Szczecin, ul. Wronia 10	Opc
188	Aleksandra Kuczyńska – Przedsiębiorstwo Inwestycyjno-Wdrożeniowe „OLMAR”	70-419 Szczecin, Plac Rodła 1-2/55	Opc
189	SL Sp. z o.o.	72-200 Nowogard, ul. Bohaterów Warszawy 7A	Opc
190	Spółdzielnia Pracy Transportu Mleczarskiego „TRANSMLECZ”	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Bydgoska 65	Opc
191	Stacja Paliw Helena Bednarska	73-115 Dolice, ul. Kolejowa 25	Opc
192	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „VIRGO” Dusiński Zbigniew	74-240 Lipiany, ul. Bema 21A/5	Opc
193	Zdzisław Izdebski Punkt Handlu Rolnego	76-100 Sławno, Łętowo 20	Opc
194	„DOM” Marcin Stankiewicz	76-270 Ustka, Charnowo 30	Wee
195	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Jarosław Nowecki	77-240 Lipka, ul. IV Dywizji Piechoty	Wee
196	„WINDVEST – POLAND” Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 42	Wee
197	KOMANDOR Sp. z o.o.	80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40	Opc
198	NOWY AKCENT 2005 Sp. z o.o.	80-822 Gdańsk, ul. Żabi Kruk 14	Opc
199	Włodzimierz Seroka – „EKO-PETROL”	82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Warszawska 36	Opc
200	Waldemar Węgierski „Mała Elektrownia Wodna”	83-200 Starogard Gdański, ul. Traugutta 38/52	Wee
201	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „IZOBUD” Sp. z o.o.	83-314 Somonino, ul. Dworcowa 3	Opc
202	Agnieszka Matysiak – „PETRO-MAT”	85-021 Bydgoszcz, ul. Gdańska 118/9	Opc
203	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe Ewa Kuklińska	86-014 Sicienko, ul. Mrotecka 26	Wee
204	Elektrociepłownię Toruń SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	Occ
205	Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Gdańsku, Gospodarstwo Pomocnicze w Toruniu	87-100 Toruń, ul. Ks. J. Popieluszki 3	Wee
206	Andrzej Chmiel – Firma Handlowo-Usługowa GAZ-TOR	87-100 Toruń, ul. Turystyczna 86	Opc
207	Mirosław Boruszkowski – Usługi Transportowe	87-500 Rypin, ul. Wojska Polskiego 5/16	Opc
208	Grzegorz Kaźmierczak Firma Handlowa GAZ-CAR	87-510 Skrwilno, ul. Targowa	Opc
209	„ARPAL” Jadwiga Świerczyńska	87-603 Wielgie, ul. Włocławska 18	Opc
210	Piotr Nowakowski – PW „NOWIS”	87-700 Aleksandrów Kujawski, Łazieniec 86	Opc
211	Zakłady Azotowe ANWIL SA	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 222	Ogz
212	Eko-Projekt SC Czesław Dziewicki, Krzysztof Dziewicki	87-822 Włocławek, ul. Żurawia 5H	Wee
213	Stacja Paliw „MILA” Maria Kracińska	87-875 Topólka, Wola Jurkowska 4	Opc
214	Beata Witkowska – Sprzedaż Olejów Silnikowych, Przekładniowych Hurt – Detal	89-115 Mrocza, ul. Nakielska 11	Opc
215	MEW „WODNIK” Leokadia Lis	89-333 Osiek n/Notecią, ul. Bohaterów 16	Wee
216	Karolewski Piotr – KARO-GAZ	89-510 Bysław, ul. Główna 75	Opc
217	„WALKA” Walentyna Suszko	94-409 Łódź, ul. Rąbieńska 118	Opc

218	Stacja Paliw – Kudelski Piotr	96-100 Skierniewice, ul. Dębie 7	Opc
219	PHU „STĘPNIAK” Andrzej Stępniaak	96-200 Rawa Mazowiecka, ul. Zwolińskiego 14a	Opc
220	EFT Polska Sp. z o.o.	96-321 Żabia Wola, ul. Wiśniowa 1	Opc
221	Firma Handlowo-Usługowa „MARMOT” SC Marczak Grażyna, Marczak Kazimierz, Marczak Konrad	97-371 Wola Krzysztoporska, Majków Duży 77	Opc
222	Izabela Rogalewicz – Firma Handlowo-Usługowa	97-420 Szczerców, ul. Pułaskiego 9	Opc
223	„AL-CAR” Joanna Wawrzyńczyk	97-500 Radomsko, ul. Krakowska 119	Opc
224	„TOM-DAR” SC Szczakowski Tomasz, Grzesik Dariusz	97-500 Radomsko, ul. Krasickiego 5	Opc
225	Tomasz Kaźmierski Firma T.O.M.	97-500 Radomsko, ul. Narutowicza 108	Opc
226	Magdalena Siemiat-Kaczmarek – Skład Wielobranżowy „ROL-CHEM	97-505 Dobryszczyce, ul. 40-lecia	Opc
227	Firma Handlowo-Usługowa „OPAL” SC Zawadzki Zdzisław, Zawadzka Helena, Zawadzki Marcin	97-524 Kobiełe Wielkie, ul. Turystyczna 12	Opc
228	Tadeusz Kantorosiński – „REGAN” Stacja Auto-Gaz i Paliw Płynnych	97-525 Wielgomłyny, ul. Radomszczańska 12	Opc
229	„NERTHUS” Wojciech Pokora	98-160 Sędziejowice, Marzenin, Plac Różany 2	Wee
230	Sebastian Siwiak – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „IMS”	98-235 Błaszki, Lubanów 17	Opc
231	„BAM-CAR-OIL” Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. 18-go Stycznia 98	Opc
232	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Wieluń Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. Traugutta 53	Opc
233	„ELROB” Elżbieta i Robert Włodarczyk	98-345 Mokrsko, Krzyworzeka 288	Opc
234	JUŻ GAZ PLUS Sp. z o.o.	99-300 Kutno, Wierzbie 2 A	Opc
235	PHU „PETRO-PARK” SC Beata Hadasz, Renata Gruszczyńska	99-314 Krzyżanów, Złotniki 20A	Opc
236	Ryszard Rutkowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „DOMITECH”	99-400 Łowicz, ul. Gen. Klickiego 66	Opc
237	HANDEL WIELOBRANŻOWY Anna Zimecka	99-412 Kiernożia, ul. Kościuszki 9	Opc
238	RETAIL PETROLEUM SERVICES LIMITED	Wielka Brytania, KT22 8UX Surrey, Leatherhead, Ermyn Way	Opc

Legenda:

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

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 2006.02.06)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	DAGO Sp. z o.o.	05-807 Podkowa Leśna, ul. Jagiellońska 3	Wee
2	„WODROL” Sp. z o.o.	20-107 Lublin, ul. Misjonarska 20	Dpg, Opg
3	SITA STAROL Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Kluczborska 29	Wpc
4	AGROGAZ Sp. z o.o.	61-732 Poznań, ul. Nowowiejskiego 14/2	Wcc, Wee
5	GEO-WATT-POLSKA SA	64-920 Piła, ul. Średnia 5	Wee
6	Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa „WIND” Jarosław Okruszek	95-081 Dłutów, ul. Pabianicka 31	Wee

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 2006.02.06)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	LPG Polonia Sp. z o.o.	00-071 Warszawa, ul. Krakowskie Przedmieście
2	Iberdrola Energia odnawialna Sp. z o.o.	02-626 Warszawa, Al. Niepodległości 69
3	PHU DEF INFO-MEDICA Maciej Gabarski	02-924 Warszawa, ul. Buska 17 m. 11
4	FHU Maciej Antolak	03-140 Warszawa, ul. Odkryta 54 B m. 14
5	SAMSET Sp. z o.o.	03-191 Warszawa, ul. Płochocińska 19
6	JK ENERGY Sp. z o.o.	03-822 Warszawa, ul. Grochowska 341 lok. 129a
7	INTER ENERGIA SA	03-822 Warszawa, ul. Grochowska 341 lok. 159
8	Handel Usługi MIR-TEX Teresa Piatkiewicz, Mirosław Kaliszewski	04-110 Sochocin, ul. Żeromskiego 13
9	Gospodarstwo Rolne Wiśniówka Gdańska Sp. z o.o.	04-480 Warszawa, ul. Kacpury 75
10	GAZIK SC Radosław Musiał, Wojciech Maron	05-084 Leszno, ul. Warszawska 46
11	Karol Socik MKM Przedsiębiorstwo Handlowe	05-100 Nowy Dwór Mazowiecki, ul. Warszawska 15 m. 41
12	AUTO-GAZ Sabina Sekutowicz	05-190 Nasielsk, Leoncin 9
13	ZENWIT Sp. z o.o.	05-200 Wołomin, ul. Łukasiewicza 11
14	EKOWAT Kazimierz Bąk	05-300 Mińsk Mazowiecki, Arynów 2a
15	Zakład Usługowo-Handlowy Janusz Wielądek	05-310 Katuszyn, ul. Osiedlowa 5
16	NAXIA OIL POLSKA Sp. z o.o.	05-522 Wólka Kosowska, ul. Grójecka 4, Magdalenka
17	SKAN TRANSPORT Sp. z o.o.	05-825 Grodzisk Mazowiecki, Marynin 33
18	Waldemar Turowski WALDEX	07-210 Długosiodło, ul. Puławskiego 6
19	F-Gaz Jan Foryś	08-440 Piława, ul. M. Konopnickiej 20
20	Piotr Dudek PH AGPOL	08-480 Maciejowice, ul. Kozia 13
21	AUTO-GAZ Sławomir Jakubaszek	08-540 Stężyca, Pawłowice
22	Marcin Grąbczewski	09-100 Płock, Błotki 5 A
23	PPHU DURO Grzegorz Dul, Roman Rokicki	09-213 Gozdowo, Rempin 1
24	Transport Usługowy Waldemar Grzelak	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Kopernika 33
25	Centrala Nasion, Nawozów, Środków Ochrony Roślin i Pasz „OGRODNIK” SC Bogdan Podolak i Józef Koronowski	12-100 Szczytno, Lipowa Góra Zachód 11
26	PHU DARKO Dariusz Kostecki	14-100 Ostróda, ul. Garnizonowa 22/14
27	WIATRAC SC Maciej Konierowicz, Krzysztof Sobczak	16-010 Wasilków, ul. Sosnowa 20
28	Ewa Mikłasz	16-100 Sokółka, ul. Ściegiennego 22/8
29	SEJBUD – Leon Kuźniecowa	16-500 Sejny, ul. Łąkowa 9

30	Monika Stróżak FC M COMPANY	20-058 Lublin, ul. Junoszy Klemensa 49/51
31	Małgorzata Skalska DOGMA Firma Handlowa	20-630 Lublin, ul. Kaliska 3/39
32	KOBI SC Wojciech Biel – Piotr Kulaczkowski	21-132 Kamionka, Siedliska 9
33	WARTER Sp.j.	21-250 Terespol, ul. Wojska Polskiego 75
34	PetroDom – Eko DOMAŃSKI Sp.j.	21-500 Biała Podlaska, ul. Sidorska 59 G
35	Tomasz Paździerski FHU IVEX-OIL	22-538 Siennica Różana, Siennica Królewska Duża 34/6
36	Kazimierz Marszałek	23-275 Gościeradów, Aleksandrów 117
37	Produkcja i Sprzedaż Kostki Brukowej Marian Puźniak	23-407 Teresopol Kukielki 208
38	Firma Handlowo-Uslugowa „SA-GA” Teodora Sadłocha	25-135 Kielce, ul. Szwedzka 8 m. 17
39	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „OMEGA” Sławomir Gogolewski	25-217 Kielce, ul. Hauke-Bosaka 8
40	HARNAŚ Marcin Hernik	26-600 Radom, ul. Drzymały 53
41	STACJA PALIW WIK-GAZ Barbara Grudzińska	27-300 Lipski, ul. Zwolenka 26
42	WW ENERGY SA	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Bałtowska 428 B
43	D & P SC Duda G., Pikus I., Duda G., Pikus I.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Ilżecka 105
44	Firma Handlowo-Uslugowa „MALPOL” Halina Michalec	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Kilińskiego 57
45	GRUPA OŻARÓW SA	27-530 Ożarów, Karsy 77
46	A & M MOTOR-OIL Wójcik Małgorzata	30-531 Kraków, ul. Węgierska 14
47	Firma Transportowo-Spedycyjna „RENO-TRANS” Sp.j.	31-587 Kraków, ul. Ciepłownicza 24
48	FHUP „MGM” Maciej Sularz	32-020 Wieliczka, ul. Narutowicza 24
49	Towarowy Transport Drogowy Piotr Fila	32-329 Bolesław, ul. Bolesławska 14
50	Centrum Motoryzacji P. Czyżyki Sp.j.	32-864 Gnojnik, Gnojnik 528
51	Firma Handlowo-Uslugowa Roman Kózka	33-140 Lisia Góra, Brzozówka 78
52	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	33-190 Ciężkowice
53	Przewóz Osób Stanisław Działowy	34-240 Jordanów, ul. Mickiewicza 104
54	EKO-ELEKTRO ENERGIA FALTYN Sp.j.	34-453 Ochotnica Górna, Potok Jurkowski 29
55	„WOD-ELEKTRON” Stożek, Kajak Sp.j.	34-734 Kasinka Mała 295
56	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „IMPEX” Marzena Sobala	37-470 Zaklików, Zdziechowice Drugie 187
57	FPHU „ROLBIM”	39-203 Nagoszyn 2a
58	VIP OIL SC Joanna Tomecka, Janusz Mazurkiewicz, Sławomir Budziński	40-833 Katowice, Obroki
59	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Grzegorz Adamczyk	41-470 Siewierz, ul. Krasickiego 24
60	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „STANBUD” Stanek Mirosława	42-440 Ogródzieniec, ul. Kościuszki 39 a
61	AQUA SA	43-300 Bielsko-Biała, ul. 1 Maja 23
62	PLANT Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 110
63	Zakłady Grabarskie SKOTAN SA	43-430 Skoczów, ul. Fabryczna 10
64	ISTGAZ Tomasz Sklorz	43-470 Istebna
65	Przedsiębiorstwo „HEXAN”	44-323 Połomia, ul. Szkolna 40
66	GZP Energia Ciepła Sp. z o.o.	48-340 Głucholazy, ul. Gen. Andersa 32
67	Jaworski Damian DAM-POL-OIL	51-113 Wrocław, ul. Macedońska 31/15
68	Artur Wior AUTOFORUM Firma Handlowo-Uslugowa	58-500 Jelenia Góra, ul. Transportowa 8/28
69	Elektrownia Wodna „Panorama” Andrzej Dynak	59-300 Lubin, ul. Modrzewiowa 12/13
70	GREN GRZEGORZ MAZUR	59-540 Świerzawa, Nowy Kościół, ul. Szkolna 1
71	Wojciech Kunecki Bracia K-Paliwa	59-700 Bolesławiec, ul. Widok 4/6
72	SDS Sp. z o.o.	60-427 Poznań, ul. Prusimska 5
73	Rafał Jankowski JAN-PETROL	62-020 Swarzędz, ul. Morelowa 2
74	Stacja Paliw „DANMARK” Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wielkopolski, ul. Nowotomyska 135
75	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MILANO” Jerzy Grzelak	62-619 Sadlno 68
76	PHU „TOMIX” Jolanta Gorzelańczyk	62-800 Kalisz, ul. Rzymska 38-40
77	GS „MIKOR” Sp. z o.o.	63-740 Kobylin, ul. Powstańców Wielkopolskich 47
78	KLOSE WILHELM	65-012 Zielona Góra, ul. Mieczykowa 15

79	STW Stacja Paliw SC	65-364 Zielona Góra, ul. Kozuchowska 30
80	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MR” Radosław Marek Morel	67-115 Bytom Odrzański, Os. Piastowskie 6b/19
81	Przedsiębiorstwo Nasiennie-Zaopatrzeniowe	67-400 Wschowa, ul. Spokojna 1
82	EUROMILE Sp. z o.o.	71-011 Szczecin, ul. Mieszka I 31
83	ECOIL POLSKA Sp. z o.o.	71-011 Szczecin, ul. Mieszka I 63/64
84	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe TOR-MAR Marcin Szyntor	72-315 Resko, Łubań Wielki 41a/1
85	Firma Wielobranżowa – IZYDOR	72-400 Kamień Pomorski, Giżkowo 1
86	PHU RAJA	73-120 Chociwel, ul. Armii Krajowej
87	Firma Usługowo-Handlowa „WALDGAZ” Waldemar Skiba	76-200 Słupsk, ul. Borchardta 47
88	Elektrownia Wodna Ignacy Czapiewski	77-310 Debrzno, Nierybie 1
89	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „GABI” Gabriela Peliwo	78-100 Kołobrzeg, ul. Wschodnia 5/10
90	AGRO&EKOPLAN mgr inż. Gustaw Brzyszczyk	78-200 Białogard, ul. Kołobrzaska 28/1
91	Chemiczna Spółdzielnia Inwalidów ZNICZ	78-200 Białogard, ul. Połczyńska 10
92	Gaslinia Sp. z o.o.	78-230 Karlino, Krzywopłaty 42
93	WAMAR Sp. z o.o.	80-365 Gdańsk, ul. Czarny Dwór 4 a
94	Euro Gas Oil Sp. z o.o.	81-717 Sopot, ul. Haffnera 6
95	DOSCHEM Sp. z o.o.	81-753 Sopot, ul. Bema 2/3
96	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MIR” Pazio Mirosława	82-200 Malbork, ul. Zamkowa 13
97	Firma Usługowa „JHD” Daniel Pniewski	82-300 Elbląg, ul. Legionów 32/17
98	Andrzej Lewandowski Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowe	82-433 Mikołajki Pomorskie, Krasna Łąka 3 A
99	Firma Handlowo-Uslugowa LORIEEN Cezary Szulczewski	82-450 Stary Dzierżoń 146
100	Krzysztof Szeląg	82-550 Prabuty, ul. Kuracyjna 30/71
101	AUTO-GAZ Danuta Sitek	83-031 Rusocin, ul. Gdańska
102	We-Met PH Janusz Wenta	83-342 Kamienica Królewska, ul. Królewska 63
103	REMAL Zakład Remontowo-Budowlany Stacja Paliw Gniewino	84-200 Wejherowo, ul. Zwycięstwa 24
104	Andrzej Rafiński Firma Handlowo-Uslugowa „ALMAR”	87-600 Lipno, ul. Sierakowskiego 12 m. 2
105	PP „MALECHA” Krzysztof Juchniewicz	89-210 Łabiszyn, Łabiszyn Wieś 15A
106	NIDA MEDIA Sp. z o.o.	91-421 Łódź, ul. Kilińskiego 2
107	PPHU „NIKI-FOR” Nikodem Kacperski	95-010 Stryków, ul. Warszawska 23
108	Elektrownie Wodne Bożena Karolina Karcz	95-015 Głowno, ul. Dworska 10
109	DAKOTA LTD Sp. z o.o.	95-015 Głowno, ul. Targowa 10/12
110	PROFIT SC Iwona Piasecka, Grażyna Rzeska	96-300 Żyrardów, ul. Sosabowskiego 12 b
111	Emil Święch FUHP Ed	96-321 Żabia Woła, Zaręby
112	Firma Jaś Joanna Kowalik	96-500 Sochaczew, ul. Słowackiego 1 m. 7
113	„FIRMA KAMA” M.K.S. PODSIADAŁO Sp.j.	97-225 Ujazd, Wykno 40
114	„IWOPASZ” Kraś Iwona	97-319 Będków, ul. Reymonta 5
115	„NERTHUS” Wojciech Pokora	98-160 Sędziejowice, Plac Różany 2
116	PPHU „DANMAR” SC Marcin Stanik, Daniel Stanik	98-330 Pajęczno, Janki 3

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 2006.01.27)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	ENERGO-TECH Sp. z o.o.	15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8	2005.11.02	Pcc	zmiana terminu wyposażenia wszystkich węzłów w ukl. pomiarowo-rozl.
2	Miejska Energetyka Ciepła – Jednoosobowa Sp. Gminy Miejskiej w Kołobrzegu Sp. z o.o.	78-100 Kołobrzeg, ul. Kofłataja 3	2005.11.03	Wcc	likwidacja źródła
3	Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” T. Ciarkowski, M. Czechowski Sp.j.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Zastawna 1	2005.11.04	Wcc	ZPiZPD)
4	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Spółdzielcza 12	2005.11.04	Wcc	zmiana łącznej zainstalowanej mocy ciepłej
5	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	58-306 Wałbrzych, ul. Ogrodowa 19	2005.11.04	Wcc, Pcc	zmiana mocy zainstalowanej
6	FORTUM Częstochowa SA	42-200 Częstochowa, ul. Polskiej Organizacji Wojskowej 2	2005.11.08	Wcc	ZPiZPD
7	Żuromińskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	09-300 Żuromin, ul. Szpitalna 125	2005.11.08	Wcc	ZPiZPD
8	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	59-700 Bolesławiec, ul. Gałczyńskiego 51	2005.11.08	Wcc	likwidacja kotłowni gazowej
9	Energetyka Ciepła „KORPEC” Sp. z o.o.	11-430 Korsze, ul. Wolności 19B	2005.11.10	Wcc	ZPiZPD
10	Elektrociepłownia EC NOWA Sp. z o.o.	41-308 Dąbrowa Górnicza, Al. Piłsudskiego 92	2005.11.10	Pcc	ZPiZPD
11	VT-ENERGO Sp. z o.o.	01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 10	2005.11.14	Wcc, Pcc	ZPiZPD
12	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	98-100 Łask, ul. Mickiewicza 4 a	2005.11.15	Wcc	ZPiZPD
13	KOMFORT OFFICE Sp. z o.o.	81-350 Gdynia, Plac Kaszubski 15B/35	2005.11.18	Wcc	ZPiZPD
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	42-606 Tarnowskie Góry, ul. Miodowa 6	2005.11.18	Wcc, Pcc	ZPiZPD
15	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	17-300 Siemiatycze, ul. Armii Krajowej 26	2005.11.18	Wcc, Pcc	ZPiZPD, REGON na NIP
16	MOBIL Polska Piekarska-Chojnacka Małgorzata	97-225 Ujazd, Tobiasze 6A	2005.11.18	Opc	zmiana nazwy
17	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	68-300 Lubsko, ul. XX-lecia 3	2005.11.18	Wcc	modernizacja kotłowni, zmiana rodzaju paliwa, zmiana numeracji budynków
18	ENS Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	37-310 Nowa Sarzyna, ul. Chemików 1	2005.11.21	Wcc; Wee	REGON na NIP, zmiana ilości źródeł ciepła; REGON na NIP, dostosowanie nazewnictwa do ustawy
19	ENERGOMEDIA Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	2005.11.21	Dpg; Opg	zmiana PPG na DPG, REGON na NIP; REGON na NIP
20	Spółka Komunalna Wschowa Sp. z o.o.	67-400 Wschowa, ul. Daszyńskiego 10	2005.11.21	Wcc	zmniejszenie ilości źródeł ciepła

ZMIANY W WARUNKACH KONCESJI

21	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Piotra Skargi 86 A	2005.11.23	Wcc; Pcc	zmiana mocy zainstalowanej; zmiana ilości sieci
22	PPH LUXREMONT Sp. z o.o.	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Sosnkowskiego 34	2005.11.24	Wcc	łączna moc zainstalowana 23,2 MW
23	Przedsiębiorstwo Komunalne w Czarnej Białostockiej Sp. z o.o.	16-020 Czarna Białostocka, ul. Piłsudskiego 62	2005.11.25	Wcc, Pcc	zmiana okresu ważności koncesji, REGON na NIP, ZPiZPD
24	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	71-533 Szczecin, ul. Dembowskiego 6	2005.11.25	Wcc	ZPiZPD
25	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 b	2005.11.25	Wcc	ZPiZPD
26	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Olsztynek)	11-015 Olsztynek, ul. Górna 1	2005.11.30	Wcc	ZPiZPD
27	Centrum Usługowo Handlowe Budownictwa „RAMPA” Sp. z o.o. Piotr Jaromin & inż. Barbara Huzarewicz	41-407 Imielin, ul. Hallera 64	2005.11.30	Opc	zmiana nazwy
28	Krajowa Spółka Cukrowa SA	87-100 Toruń, ul. Kraszewskiego 40	2005.11.30	Wee	zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł
29	Przedsiębiorstwo Mechanizacji Produkcji Zwierzęcej „MEPROZET”	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Radzyńska 17	2005.11.30	Opc	REGON na NIP, zmiana treści koncesji
30	Józef Białka – Firma Handlowo-Usługowa „FUT-BAZ”	40-017 Katowice, ul. Graniczna 29	2005.11.30	Opc	zmiana adresu siedziby
31	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe EKO-BENZ Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. PCK 71	2005.11.30	Opc	zmiana adresu siedziby
32	Bogusław Bielicki – Sklep „Moto-GAMA” Bogusław Bielicki	87-800 Włocławek, ul. Reja 12a	2005.11.30	Wee	ZPiZPD
33	ULTIMA Sp. z o.o.	72-600 Świnoujście, ul. Piastowska 3	2005.11.30	Opc	zmiana adresu siedziby
34	Nordzucker Polska SA	64-330 Opalenica, ul. 5-go Stycznia 54	2005.12.05	Wee	zmiana nazwy, adresu siedziby, ZPiZPD
35	Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych	55-221 Jelcz-Laskowice, ul. Fabryczna 21	2005.12.05	Wcc	zmniejszenie mocy zainstalowanej
36	Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych	15-399 Białystok, ul. Handlowa 6	2005.12.05	Wee	zmiana treści koncesji
37	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	77-100 Bytów, ul. Przemysłowa 5	2005.12.06	Wcc	ZPiZPD
38	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. Przemysłowa 16	2005.12.06	Wcc; Pcc	zwiększenie mocy źródła ciepła; REGON na NIP
39	Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa w Przemkowie Sp. z o.o.	59-170 Przemków, Plac Targowy 5	2005.12.06	Wcc	zmniejszenie mocy zainstalowanej
40	BUMAR-ŁABĘDY SA	44-109 Gliwice, ul. Mechaników 9	2005.12.07	Wcc	ZPiZPD, REGON na NIP
41	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Komunalna 1	2005.12.07	Pcc; Wcc	zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz ZPiZPD

42	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	2005.12.07	Wcc; Pcc	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł; ZPiZPD
43	PETRONUS Sp. z o.o.	00-436 Warszawa, ul. Czerniakowska 201 lok. 39	2005.12.07	Opc	zmiana adresu siedziby
44	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-400 Tarnobrzeg, ul. Wiślniej 1	2005.12.09	Wcc, Pcc	REGON na NIP
45	H. CEGIELSKI – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	61-485 Poznań, ul. 28 Czerwca 1956	2005.12.09	Wcc	ZPiZPD
46	PETROACTIV Sp. z o.o.	40-203 Katowice, ul. Roździeńskiego 188B	2005.12.09	Opc	zmiana adresu siedziby
47	Cezary Mochocki-PHU „PROLOG”	09-164 Dzierżążnia 31A	2005.12.09	Opc	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
48	„SPOMASZ” Bełżyce SA	24-200 Bełżyce, ul. Fabryczna 2	2005.12.12	Wcc, Pcc	zmiana formy prawnej, REGON na NIP
49	Międzychodzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-400 Międzychód, ul. Sikorskiego 21a	2005.12.12	Pcc; Wcc	ZPiZPD; zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł i zmiana zainstalowanej mocy
50	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	45-158 Opole, ul. Harcerska 15	2005.12.12	Occ; Wcc	rozszerzenie działalności; zmniejszenie mocy zainstalowanej o 56 MW
51	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	2005.12.12	Wcc	ZPiZPD
52	Zakłady Produkcyjne B-D Witold Brodzik Skład Opałowy Sp.j.	42-400 Zawiercie, ul. 11-Listopada 2/4	2005.12.12	Oee	zmiana nazwy
53	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-200 Jarocin, ul. Kasprzaka 1a	2005.12.14	Wcc; Pcc	ZPiZPD, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
54	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Szprotawa)	67-300 Szprotawa, ul. Chrobrego 1	2005.12.14	Wcc	zmiana liczby eksploatowanych źródeł, zmiana kotłów, zmiana mocy
55	Firma Handlowa „MAXMAD” Sp.j. Marek Nogala, Sławomir Erenc	98-290 Warta, Jeziorsko 12	2005.12.14	Opc	zmiana formy prawnej i rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
56	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o.	11-010 Barczewo, ul. Wojska Polskiego 15	2005.12.15	Wcc	ZPiZPD
57	MISUNA Sp. z o.o.	84-110 Krokowa, Parszywe, ul. Żwirowa 19	2005.12.16	Opc	zmiana adresu, REGON na NIP
58	PETRO PLUS Sp. z o.o.	32-615 Grójec, ul. Kółkowa 1	2005.12.16	Opc	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
59	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „GAMIX” Fr. Gandor i St. Gandor	43-330 Wilamowice, ul. Gen. Andersa 7	2005.12.16	Opc	zmiana składu osobowego spółki, zmiana nazwy

60	Przedsiębiorstwo Handlowe TORPOS Z. Kosowski, Ł. Pamuła Sp.j.	43-600 Jaworzno, ul. Stojalowskiego 21	2005.12.16	Opc	zmiana składu osobowego spółki, zmiana nazwy
61	Dariusz Cieśliski – Handel Obwoźny Gazu Bezprzewodowego	05-650 Chynów, Marynin 1B	2005.12.16	Opc	zmiana adresu siedziby
62	MPEC Nowy Targ Sp. z o.o.	34-400 Nowy Targ, ul. Długa 21	2005.12.20	Wcc, Pcc	zmiana mocy zainstalowanej
63	BOSS 19 Sp. z o.o.	11-700 Mragowo, ul. Młodkowskiego 40A	2005.12.20	Opc	ZPiZPD
64	ENERGOMEDIA Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	2005.12.22	Dee; Wee, Oee	zmiana koncesji PEE na koncesję DEE; REGON na NIP
65	DALKIA SOPOT Sp. z o.o.	81-740 Sopot, ul. Polna 62	2005.12.23	Wcc	ZPiZPD
66	Elektrownia Opole SA	46-021 Brzezie k/Opola	2005.12.23	Pcc	likwidacja sieci
67	Radosław Gabrycki – Mała Elektrownia Wodna „Dębowo”	11-100 Lidzbark Warmiński, Medyny 40	2005.12.23	Wee	zmiana nazwy, parametrów technicznych
68	FENICE Poland Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79A	2005.12.27	Pcc	ZPiZPD
69	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	02-004 Warszawa, ul. Chałubińskiego 3a	2005.12.27	Wcc, Pcc, Occ	zmiana dot. źródeł ciepła
70	EKOWIND SC Andrzej Sas Wisłocki, Jakub Przybyła	88-230 Piotrków Kujawski, ul. Strażacka 2	2005.12.27	Wee	ZPiZPD
71	Stomil-Sanok SA	38-500 Sanok, ul. Reymonta 19	2005.12.28	Wcc; Pcc	zmiana mocy zainst., REGON na NIP; REGON na NIP
72	Janikowskie Zakłady Sodowe JANIKOSODA SA	88-160 Janikowo, ul. Przemysłowa 30	2005.12.28	Oee	ZPiZPD
73	Leszek Jarzębski – „DREWKOM”	05-480 Karczew, Całowanie 112	2005.12.28	Opc	ZPiZPD, REGON na NIP
74	Zakład Usługowy Stolarski – Józef Ormaniec	57-410 Ścinawka Średnia, Ścinawka Dolna 145	2005.12.28	Wee	ZPiZPD
75	„BLACK RED WHITE” SA	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63	2005.12.28	Wcc	ZPiZPD
76	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	74-105 Nowe Czarnowo 76	2005.12.29	Wee	ZPiZPD
77	Mała Elektrownia Wodna NOWY MŁYN SC W. Kotarska, L. Kotarski	19-300 Elk, Nowa Wieś Elcka, ul. Małeckich 2	2005.12.29	Wee, Oee	zmiana adresu siedziby
78	Mała Elektrownia Wodna NOWA WIEŚ ELCKA SC J. Matysiak, L. Kotarski	19-300 Elk, Nowa Wieś Elcka, ul. Małeckich 2	2005.12.29	Wee, Oee	zmiana adresu siedziby
79	Mała Elektrownia Wodna GRUNAJKI SC Matysiak, Kotarscy	19-300 Elk, Nowa Wieś Elcka, ul. Małeckich 2	2005.12.29	Wee	zmiana adresu siedziby
80	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	06-300 Przasnysz, ul. Orlika 20	2005.12.30	Wcc, Pcc	ZPiZPD
81	„MARGOS” Marek Essel	19-400 Olecko, ul. Żeromskiego 8	2005.12.30	Opc	zmiana składu osobowego spółki, REGON na NIP
82	TRIDUM TRADE Sp. z o.o.	70-486 Szczecin, ul. Królowej Korony Polskiej 24	2005.12.30	Opc	zmiana nazwy, adresu siedziby
83	Jerzy Łupicki – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ŁUPPLAST”	60-427 Poznań, ul. Staszica 8/20	2006.01.03	Opc	zmiana nazwy

84	P.O.G. ENERGY Sp. z o.o.	70-440 Szczecin, ul. Ks. Bogusława X 44/3	2006.01.03	Opc	zmiana nazwy, adresu siedziby, REGON na NIP
85	Krzysztof Borkowski – Stacja Paliw „JAK”	26-625 Wolanów, Strzałków 92	2006.01.03	Opc	zmiana nazwy
86	„LAMPOGAS Agrogas” Sp. z o.o.	22-413 Nielisz, Wólka Nieliska 74	2006.01.04	Opc	zmiana nazwy, REGON na NIP
87	Energetyka Poznańska Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	64-915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 22	2006.01.04	Wee	ZPIZPD
88	ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	83-010 Straszyn, u. Hoffmana 5	2006.01.04	Wee	ZPIZPD
89	„K & J” Kazimierz Koterba, Janina Koterba Sp.j.	43-603 Jaworzno, ul. Wojska Polskiego 2	2006.01.04	Opc	ZPIZPD, REGON na NIP
90	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Siedlcach SA	08-110 Siedlce, ul. Partyzantów 14	2006.01.05	Opc	ZPIZPD, REGON na NIP
91	„AUTO-SZOŁ” R. Szrajber, K. Szombierki Sp.j.	44-153 Sośnicowice, ul. Gliwicka 7	2006.01.05	Opc	ZPIZPD, REGON na NIP
92	„PETRO – MAD” R. Blacheta, A. Blacheta Sp.j.	78-520 Złocieniec, ul. Piaskowa 19	2006.01.05	Wpc, Mpc Opc	zmiana nazwy, REGON na NIP
93	Elżbieta Wiśniewska – ELGAS MOTORS	62-200 Gniezno, ul. Poznańska 10	2006.01.10	Opc	zmiana nazwy, ZPIZPD, REGON na NIP
94	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Koninie SA	62-510 Konin, ul. Zakładowa 4	2006.01.10	Opc	zmiana formy prawnej, REGON na NIP
95	GROX TRADING GROUP SA	31-828 Kraków, Oś. Złota Jesień 14 lok. 37	2006.01.10	Wpc, Opc	zmiana adresu siedziby, REGON na NIP
96	„PIETRZYK – OIL” SC Andrzej Pietrzyk, Anna Pietrzyk Stacja Paliw Gołębiów	27-300 Lipsko, ul. Boczna 4/8	2006.01.10	Opc	zmiana formy prawnej
97	„PETRA A.G.” Artur Glock	16-010 Wasilków, ul. Suprańska 12	2006.01.13	Opc	zmiana treści warunku koncesyjnego
98	Bolesław Prondziński – Firma „ExPro” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo- Usługowo-Transportowe	77-207 Piaszczyzna, Piaszczyzna 10	2006.01.13	Wee	ZPIZPD
99	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Lublińcu Sp. z o.o.	42-700 Lubliniec, ul. Niegolewskich 5	2006.01.13	Opc	zmiana nazwy, ZPIZPD, REGON na NIP
100	Stacja Auto-Gaz Jadwiga Dziubecka	97-306 Grabica, Majków Mały 3	2006.01.16	Opc	ZPIZPD
101	US.EN.EKO Polska Sp. z o.o.	00-121 Warszawa, ul. Sienna 39	2006.01.16	Dpg, Opg	wydłużenie terminu obowiązania promesy koncesji
102	Firma Handlowo-Usługowa „BOY” Wojciech Kobza	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Korfantego 9c/1	2006.01.16	Opc	zmiana adresu siedziby
103	Jeleniogórskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Wincentego Pola 47	2006.01.16	Wee	ZPIZPD
104	„KEM” Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Budowlanych 6/1A	2006.01.18	Oee	ZPIZPD
105	Ryszard Długolecki – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo- Usługowo-Transportowe „DŁUGPOL”	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. Lubiejewska 63	2006.01.18	Opc	zmiana nazwy, adresu siedziby, REGON na NIP

106	„VATTENFALL HEAT POLAND” SA	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	2006.01.18	Oee	zmiana nazwy
107	GENERON	86-300 Grudziądz, ul. Focha 9	2006.01.18	Opc	zmiana nazwy, REGON na NIP
108	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GLG” Teresa Leś, Edmund Leś Sp.j.	32-800 Brzesko, ul. Solskiego 24	2006.01.18	Opc	zmiana nazwy, formy prawnej, REGON na NIP
109	ANDROPOL – Elektrociepłownia Sp. z o.o.	34-120 Andrychów, ul. Krakowska 83	2006.01.19	Oee	ZPiZPD
110	Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „EKO-AUTO” Wiśniewscy Sp.j.	62-510 Konin, ul. Nowy Dwór 1	2006.01.19	Opc	zmiana formy prawnej, REGON na NIP
111	Jarosław Pietrolaj – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PROGRESS GAZ”	19-500 Goldap, ul. Warszawska 13 a	2006.01.23	Opc	ZPiZPD
112	Maciej Boguszewski, Grzegorz Bordzół – „SAFARI” SC	20-149 Lublin, ul. Do Dysa 1	2006.01.23	Opc	zmiana adresu siedziby
113	Lucyna Bruska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo- Handlowe „PETRON”	89-650 Czersk, Złotowo Wyb. Pod Łąg 1	2006.01.23	Opc	zmiana nazwy, adresu siedziby, REGON na NIP
114	WERA Sp. z o.o.	02-736 Warszawa, ul. Wróbla 7A	2006.01.23	Opc	zmiana adresu siedziby
115	BULTMAN Sp. z o.o.	56-400 Oleśnica, Cieśle 50	2006.01.23	Opc	zmiana adresu siedziby, REGON na NIP
116	INTER – SYSTEM OIL SC G. Borys, P. Borys	34-300 Żywiec, ul. Rynek 3	2006.01.24	Opc	zmiana składu osobowego spółki
117	„Emilia Joanna Dulna, Mała Elektrownia Wodna”	11-710 Piecki, Krutyń 30	2006.01.24	Wee	ZPiZPD
118	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Białymstoku SA	15-482 Białystok, ul. Fabryczna 1	2006.01.24	Opc	zmiana formy prawnej, REGON na NIP
119	Jacek Famulski „Fam-Gaz”	43-300 Cieszyn, ul. Majowa 159a	2006.01.25	Opc	zmiana nazwy i formy organizacyjnej
120	Stanisław Zawadzki – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „BAST-PAL”	62-002 Suchy Las, Złotniki, ul. Obornicka 2	2006.01.25	Opc	zmiana nazwy, REGON na NIP
121	Grzegorz Michalak – „EKOTEM”	01-252 Warszawa, ul. Przyce 17	2006.01.25	Opc	zmiana nazwy
122	Mariusz Sobczyk	35-307 Rzeszów, Al. Armii Krajowej	2006.01.25	Opc	REGON na NIP, zmiana adresu siedziby
123	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 125	2006.01.26	Opc	ZPiZPD
124	Szczepan Walas – Przedsiębiorstwo Usługowo- Handlowe GDAŃSK Szczepan Walas	80-177 Gdańsk, ul. Kraśnięta 93	2006.01.26	Opc	zmiana nazwy
125	TOTAL Sp. z o.o.	69-100 Słubice, ul. Chrobrego 18	2006.01.26	Opc	REGON na NIP
126	LABOREX Sp. z o.o.	35-105 Rzeszów, ul. Przemysłowa 13	2006.01.26	Wpc, Mpc, Opc	ZPiZPD
127	Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego ALEX Teresa Siwik i Alfred Siwik	11-700 Mrągowo, ul. Mały Rynek 4	2006.01.26	Opc	zmiana składu osobowego spółki i nr REGON

128	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe SKAR Krzysztof Karwowski i Stanisław Karwowski Sp.j.	27-532 Wojciechowice, Jasice 2A	2006.01.27	Opc	zmiana składu osobowego spółki i nr REGON
129	Elżbieta Mokrzycka, Józef Mokrzycki Firma „MO-BRUK” Mokrzycki Józef	33-322 Korzenna 214	2006.01.27	Opc	zmiana składu osobowego spółki i nr REGON
130	Gabriel Kwiecień – „Gabriel Kwiecień”	31-450 Kraków, ul. Ulanów 26	2006.01.27	Wee	zmiana adresu siedziby
131	Andrzej Pólkośnik – Zakład Produkcyjno-Handlowo-Usługowy „MARAND” Andrzej Pólkośnik	16-010 Wasilków, ul. Jurowiecka 104	2006.01.27	Wee	zmiana adresu siedziby
132	VATTENFALL SALES POLAND Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Portowa 14	2006.01.27	Oee	zmiana nazwy
133	ELBIS Sp. z o.o.	97-427 Rogowiec, ul. Instalacyjna 2	2006.01.27	Oee	zmiana adresu siedziby

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 2006.02.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Dominik Sałbut PHU DOMINIK	26-700 Zwoleń, Sycyna Kolonia 1	2005.11.03	Opc	zaprzeszanie działalności
2	Jacek Albin Szymański Zakład Technik Grzewczych „PROTERM”	31-709 Kraków, ul. Jaskra 13	2005.11.03	Wcc	zaprzeszanie działalności
3	FHU LUK – GAZ SC Mariusz Rolek i Mariusz Bulik	04-673 Warszawa, ul. Wąbrzeska 14	2005.11.03	Opc	zaprzeszanie działalności
4	AUTO-GAZ Sp. z o.o.	19-230 Szczuczyn, ul. Kilińskiego 19 A	2005.11.04	Opc	zaprzeszanie działalności
5	Zbigniew Sangórski FPHU JONASZ	95-015 Głowno, ul. Złota 24	2005.11.05	Opc	decyzja nieprawomocna – cofnięta z urzędu
6	FURNEL SA	17-200 Hajnówka, ul. 3 Maja 51	2005.11.08	Wcc	zaprzeszanie działalności
7	Joanna Hinc PH MAX	77-200 Miastko, ul. Kazimierza Wielkiego 18	2005.11.08	Opc	naruszenie warunków koncesyjnych – cofnięcie z urzędu
8	Dystrybucja Gazu Płynnego Krystyna Markanicz	77-310 Debrzno, ul. A. Rapackiego 6	2005.11.08	Opc	zaprzeszanie działalności

KONCESJE

GORNÍĚTE KONCESJE

9	Mała Elektrownia Wodna SC Ryszard Steinmetz & Waldemar Steinmetz	85-463 Bydgoszcz, ul. Toruńska 157	2005.12.01	Wee	zaprzeszanie działałności
10	Spółdzielnia Rzemieślnicza „BUDOWLANA”	77-100 Bytów, ul. Zaulek Drozdowy 2	2005.12.02	Opc	zaprzeszanie działałności
11	Jan Kołodziej – JANCAR	40-749 Katowice, ul. Solskiego 7	2005.12.02	Opc	zaprzeszanie działałności
12	„Mała Elektrownia Wodna – Dębowo” Marian Gabrycki	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Legionów 1c/27	2005.12.03	Wee	zaprzeszanie działałności
13	Młyn Gospodarczy SC Danuta Urbańska, Robert Urbański	69-110 Rzepin, ul. Poznańska 14	2005.12.03	Wee	zaprzeszanie działałności
14	PPH Kruszywa Naturalne i Energetyka Wodna Edward Marcinkowski	77-116 Czarna Dąbrówka, Kozin 3	2005.12.04	Wee	zaprzeszanie działałności
15	„GAYLA” Sp. z o.o.	35-082 Rzeszów, ul. Wellińska 3a	2005.12.05	Opc	zaprzeszanie działałności
16	Stacja Paliw „EKOTANK” SC Urbanowska Edyta, Drewczyński Jerzy	89-500 Tuchola, ul. Transportowa 3	2005.12.06	Opc	zaprzeszanie działałności
17	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-400 Tarnobrzeg, ul. Wiślniej 1	2005.12.09	Occ	zaprzeszanie działałności
18	LORD-GAS SC Krzysztof Loose, Krzysztof Rajs, Włodzimierz Dziuba	91-342 Łódź, ul. Zbąszyńska 6	2005.12.09	Opc	zaprzeszanie działałności
19	AS Auto Gaz Marcin Mazurek, Sławomir Wielemborek SC	24-150 Nałęczów, Bochońnica Kol.	2005.12.20	Opc	zaprzeszanie działałności
20	FHU DOCENT Agata Doktor	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. Gombrowicza 39/2	2005.12.30	Opc	zaprzeszanie działałności
21	Obszar Przemysłowy – Zakłady Ostrowieckie SA	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8,	2005.12.30	Pee, Oee	zaprzeszanie działałności
22	Przedsiębiorstwo Budowlano-Montażowe „TAGS” Sp.j. Arkadiusz L. Tyszka, Sławomir S. Gąsiorowski	07-405 Troszyn, ul. Szkolna 7	2006.01.02	Opc	zaprzeszanie działałności
23	Przedsiębiorstwo Usług Technicznych Jacek Kolanko	98-220 Zduńska Wola, ul. Królewska 7	2006.01.03	Wee	zaprzeszanie działałności
24	Przedsiębiorstwo Usług Elektroenergetycznych „ENVOLT” Sp. z o.o.	56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4	2006.01.03	Oee	zaprzeszanie działałności
25	JK ENERGY & LOGISTICS Sp. z o.o. w likwidacji	03-822 Warszawa, ul. Grochowska 341	2006.01.03	Opc	zaprzeszanie działałności
26	„KAR – MAT” Andrzej Krajewski	99-200 Poddębice, Praga 83	2006.01.03	Wee	zaprzeszanie działałności
27	Firma Wielobranżowa DAKRO Tadeusz Rodak	70-210 Szczecin, ul. Świętopelka 5/6	2006.01.04	Opc	zaprzeszanie działałności
28	KBK II SC Zbigniew Kijowski, Jan Kruszelnicki	45-315 Opole, ul. Chłodnicza 4	2006.01.04	Opc	zaprzeszanie działałności
29	Firma Handlowo-Produkcyjno-Usługowa „KEM” Marian Krawczyk, Elżbieta Krawczyk	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Budowlanych 4	2006.01.05	Dee, Oee	zaprzeszanie działałności
30	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	54-203 Wrocław, ul. Legnicka 51-53	2006.01.06	Wee	zaprzeszanie działałności
31	„ENE ENERGIA” SA	51-122 Wrocław, ul. Romanowskiego 23A	2006.01.10	Opc	nieuiszczenie opłaty koncesyjnej
32	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „SPÓŁKAR” Sp. z o.o.	58-400 Kamienna Góra, ul. Papieża Jana Pawła II 29	2006.01.10	Opc	zaprzeszanie działałności

33	„VERBIS” Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Kościuszki 10	2006.01.10	Opc	nieuiszczenie opłaty koncesyjnej
34	„CEMPOL” Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Mościckiego 14	2006.02.01	Opc	zaprzestanie działalności
35	„BUTIMEX-G.J.S” E. Górecki, J. Janik, Z. Szczepaniak Sp.j.	59-500 Złotoryja, ul. Legnicka 54	2006.02.01	Opc	zaprzestanie działalności
36	Maria Wasilewska, Arkadiusz Szubierajski – „D.A.M.” SC	05-084 Leszno, ul. Warszawska 46	2006.02.01	Opc	zaprzestanie działalności
37	„EXO-PAL” Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Raclawicka 10	2006.02.01	Opc	nieuiszczenie opłaty koncesyjnej

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

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

(stan na 2006.02.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Jacek Kuraś PPHU KACPER	58-160 Świebodzice, ul. Heleny Modrzejewskiej 11	2005.11.02	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
2	PHU „EUROART” Maćko Józef	58-260 Bielawa, ul. Strażacka 7A/10	2005.11.02	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
3	„KAM-GAZ” SC Krystyna Wsól, Andrzej Kot	44-213 Rybnik, ul. Ks. Pojdy 27	2005.11.03	Opc	umorzenie
4	M. Chudzik – SYKE PPHU	20-453 Lublin, ul. Konarskiego 24	2005.11.03	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
5	URBIMAX Sp. z o.o.	18-315 Kołaki Kościelne, Gosie Małe 29	2005.11.03	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
6	„KAJAN” Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, ul. Wł. Reymonta 18/208	2005.11.04	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
7	Ireneusz Kowerczuk Firma „SEVEN” Usługi Gastronomiczne	44-264 Jankowice, Wesoła 24	2005.11.04	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
8	PHU AGNIKA Karol Piotrkowiak	63-930 Jutrosin, ul. Garncarska 21 A	2005.11.04	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
9	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	71-533 Szczecin, ul. Dembowskiego 6	2005.11.04	Wcc	umorzone z uwagi na brak w przepisach możliwości udzielenia promesy zmiany koncesji
10	Pękała – Stacja Paliw Sp.j.	21-302 Kąkolewnica, Rudnik 34C	2005.11.07	Opc	odmowa
11	AUTO-GAZ Agata Pijanowska	05-420 Józefów, ul. Polna 11 m. 1	2005.11.08	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
12	Mar-Trans Mariusz Olewniczak	06-300 Przasnysz, ul. Skłodowskiej 5/8	2005.11.08	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

13	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „MAX” Export Import Michał Jaślanek	68-212 Trzebiel, ul. Zamkowa 7	2005.11.08	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
14	AUTO-GAZ Grzegorz Borkowski	12-130 Pasym, Grom 15 A	2005.11.09	Opc	pozostawiono bez rozpoznania
15	GEOTERMIA MAZOWIECKA SA	96-300 Żyrardów, ul. Okrzei 57	2005.11.09	Wcc	zawieszone
16	„PRO-TANK” Juranek Bogusław	40-569 Katowice, ul. Ligocka 84B/1	2005.11.10	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
17	Smart Card Polska Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Przy Parku 2 lok. 4	2005.11.10	Opc	odmowa
18	Basis Sp. z o.o.	89-200 Szubin, ul. Sportowa 20	2005.11.15	Opc	odmowa
19	FHU „Profesjonal” Imiołek Bogusław	32-340 Wolbrom, Zabagnie, Kolonia Radocha 70	2005.11.15	Opc	umorzenie
20	KOBI SC Wojciech Biel – Piotr Kulaczkowski	21-132 Kamionka, Siedliska 9	2005.11.15	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
21	OIL CENTER Grzegorz Blok	51-200 Wrocław, ul. Oleska 7/4	2005.11.15	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
22	Petro-Wim SC	05-250 Radzymin, ul. Kardynała Wyszyńskiego 6	2005.11.15	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
23	ASSTE Joanna Stępiak	01-464 Warszawa, ul. Łagowska 2 m. 37	2005.11.17	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
24	EUROPEAN FINANCE & TRADE CORPORATION SA	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 21	2005.11.17	Opc	zawieszone
25	Grzegorz Bordzół, Maciej Boguszewski, Ewa Malec TERM-EKO SC	20-211 Lublin, ul. Gospodarcza 27	2005.11.17	Opc	odmowa
26	KAN-OIL Sławomir Kanowski	06-550 Szreńsk, ul. Żuromińska 1	2005.11.17	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
27	„WUOIL” Wojciech Czarnecki	83-209 Godziszewo, Demlin 411	2005.11.18	Opc	pozostawiono bez rozpoznania
28	Brzozowski Zbigniew „MILON” – PHU Hurt-Detal	09-409 Płock, ul. Batalionu „Parasol” 55	2005.11.18	Opc	umorzenie
29	CMC Sp. z o.o.	32-864 Gnojnik, Gnojnik 528	2005.11.21	Opc	umorzenie
30	Tomasz Nather i Tomasz Włodarczyk TplusT SC	62-320 Miłostów, Czeszewo, ul. Leśna 101	2005.11.21	Opc	umorzenie
31	Grażyna Grabalska	26-910 Magnuszew, Bożówka 28/1	2005.11.22	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
32	Piotr Kaźmierczak – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo- Handlowe „REMICO”	62-860 Opatówek, ul. Rogatka 6a	2005.11.22	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
33	„EURO BIOTERM” Sp. z o.o.	81-571 Gdynia, ul. Chwaszczyńska 4B/4	2005.11.23	Opc	pozostawiono bez rozpatrzenia
34	AUTO GAZ PARTNER Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Kąpielowa 3	2005.11.23	Opc	umorzenie
35	Jacek Albin Szymański Zakład Techniki Grzewczych „PROTERM”	31-709 Kraków, ul. Jaskra 13	2005.11.23	Wcc	umorzenie, zaprzestanie działalności
36	Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego PZL- Rzeszów SA	35-078 Rzeszów, ul. Hetmańska 120	2005.11.23	Pcc	umorzenie
37	Agro-Bud J. Kuc	27-100 Iłża, ul. Błazińska	2005.11.24	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
38	Marand SC Marcin Kotik, Andrzej Ostrowski	15-168 Białystok, ul. Wysockiego 152	2005.11.24	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

39	PHU Maciej Michalski	09-500 Gostynin, ul. Żabia 5	2005.11.24	Opc	umorzenie
40	PRIMAVERA TRADING Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21 lok. 707	2005.11.24	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
41	PROFIT SC Iwona Piasecka, Grażyna Rzeska	96-300 Żyrardów, ul. Sosabowskiego 12 b	2005.11.24	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
42	STACJA PALIW WIK-GAZ Barbara Grudzińska	27-300 Lipski, ul. Zwoleńska 26	2005.11.24	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
43	Żaneta Ginter ZAJAZD LAGUNA i STACJA PALIW LPG	42-320 Niegowa, ul. Szkolna 27	2005.11.24	Opc	odmowa
44	„TANK-GAZ” Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Rejowiecka 174	2005.11.25	Opc	odmowa
45	Zakład Handlowo-Usługowy „Ex- Imp” Pośrednictwo Ubezpieczeniowe Korbel Krzysztof	42-200 Częstochowa, ul. Przemysłowa 14/16 lok. 4	2005.11.28	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
46	FHU SAN DIEGO Patrycja Brzezińska	13-100 Nidzica, Litwinki	2005.11.29	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
47	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4	2005.11.29	Wcc, Pcc	umorzenie
48	PH Halinol	05-800 Pruszków, ul. Berenta 16	2005.11.29	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
49	„IWO” Janusz Adamczuk	17-120 Brańsk, ul. Jagiellońska 42	2005.11.30	Opc	odmowa – brak środków finansowych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej
50	„PRO-DIMEX” Tomasz Chrapoński	42-200 Częstochowa, ul. św. Barbary 17	2005.11.30	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
51	Grzegorz Musiał – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „NORBI”	40-335 Katowice, ul. Westerplatte 87	2005.11.30	Opc	umorzenie
52	TPK Mariusz Sobczyk	42-480 Poręba, ul. Cisowa 1	2005.12.01	Opc	odmowa
53	PPHU „KUCHMEBEL” Przemysław Baliński	93-434 Łódź, ul. Przestrzenna 32	2005.12.03	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
54	DAKOTA LTD Sp. z o.o.	95-015 Głowno, ul. Targowa 10/12	2005.12.05	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
55	Peryskop Sp. z o.o.	61-369 Poznań, ul. Wagrowska 14	2005.12.05	Opc	odmowa
56	FHU Continental Jarosław Łusiak	40-765 Katowice, ul. Japońska 10	2005.12.06	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
57	PHU „TOMIX” Jolanta Gorzelańczyk	62-800 Kalisz, ul. Rzymska 38-40	2005.12.06	Opc	odmowa
58	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „GRA DOM” Dariusz Domejko	11-001 Dywity, ul. Olsztyńska 12	2005.12.06	Opc	pozostawiono bez rozpatrzenia
59	TEL -MET Sp. z o.o.	40-167 Katowice, ul. Topolowa 29	2005.12.06	Opc	umorzenie
60	„IWOPASZ” Kraś Iwona	97-319 Będków, ul. Reymonta 5	2005.12.07	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
61	Auto – Komis Warsztat Naprawy Samochodów Lesław Zdziebłko	58-400 Kamienna Góra, ul. Bohaterów Getta 23	2005.12.07	Opc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
62	Fuks-Gaz SC Anna Krupa, Łukasz Jemiolowski	03-253 Warszawa, ul. Białolecka 184	2005.12.07	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

63	KOLGAZ I Zbigniew Kwiecień, Jarosław Sasin	26-600 Radom, ul. Toruńska 6	2005.12.07	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
64	R&K Trading Sp. z o.o.	60-287 Poznań, ul. Tęczowa 35	2005.12.07	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
65	Ostrowskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EKOENERGO” Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8	2005.12.08	Wcc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
66	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „VOLPOL” Sp. z o.o.	25-452 Kielce, ul. Olszewskiego 6	2005.12.08	Wcc, Pcc, Wee	odmowa, wnioskodawca nie spełniał kryteriów uzyskania koncesji
67	Emil Święch FUHP Ed	96-321 Żabia Wola, Zaręby	2005.12.09	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
68	Unimech SA	09-402 Płock, ul. Mickiewicza 10 lok. 6	2005.12.09	Opc	odmowa
69	Zakład Usługowo-Handlowy „Auto-Naprawa” Agnieszka Debrzak	28-230 Połaniec, ul. Królowej Jadwigi 7/27	2005.12.09	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
70	FHU „OLTRANS” Marcin Dolan	82-100 Nowy Dwór Gd., ul. M. Konopnickiej 1/21	2005.12.12	Opc	pozostawiono bez rozpatrzenia
71	Jagielski Rafał Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ULISES”	46-050 Tarnów Opolski, ul. Cmentarna 5 – E.R. Stacja Paliw	2005.12.12	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
72	GAS Maria Szarek	72-100 Goleniów Żdźary, Żdźary 8a/4	2005.12.13	Opc	odmowa
73	Marian Niedźwiedź PHU „NEDMAR”	63-900 Rawicz, Niedźwiadki 6	2005.12.13	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
74	„CASTEL” Sp. z o.o.	83-000 Pruszcz Gd., ul. Grunwaldzka 58	2005.12.14	Opc	pozostawiono bez rozpatrzenia
75	GIGATERM INVESTMENT Sp. z o.o.	81-327 Gdynia, ul. Wolności 18	2005.12.16	Wcc, Pcc	odmowa
76	Jerzy Kowalski – Dystrybucja Gazu	86-022 Dobrcz, Wudzyn, ul. Zamkowa 15	2005.12.16	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
77	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-300 Elk, ul. Kochanowskiego 62	2005.12.16	Wcc	umorzenie
78	PPHU „NIKI-FOR” Nikodem Kacperski	95-010 Stryków, ul. Warszawska 23	2005.12.19	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
79	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe EURAX BIS SC Pawlicka Grażyna, Pawlicki Mieczysław	63-100 Śrem Psarskie, ul. Sikorskiego 106	2005.12.20	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
80	PP „MALECHA” Krzysztof Juchniewicz	89-210 Łabiszyn, Łabiszyn Wieś 15A	2005.12.21	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
81	Ekologiczne Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „EKO PROGRESS” Sp. z o.o.	42-660 Kalety, ul. Powstańców Śląskich 4	2005.12.22	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
82	BIATEL SA	03-715 Warszawa, ul. Okrzei 1	2005.12.27	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
83	Leśniak Jan – Roboty Ziemne	59-243 Ruja, Dzierżkowice 7	2005.12.28	Opc	umorzenie
84	Teresa Siwik, Alfred Siwik – Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego „ALEX”	11-700 Mrągowo, ul. Mały Rynek 4	2005.12.28	Opc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
85	„MARMIR” Mirosław Bonk	90-142 Łódź, ul. Kopcińskiego 31 D	2005.12.29	Opc	zwrócono w trybie 261 kpa
86	ANWIM Sp. z o.o.	01-237 Warszawa, ul. Ordona 1A	2005.12.29	Mpc	umorzenie
87	FH „ROLWET” SC Ewa Dębowska, Tomasz Dębowski	99-205 Dalików, Brudnów 5	2005.12.29	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

88	Kazimierz Marszałek	23-275 Gościeradów, Aleksandrów 117	2005.12.29	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
89	PHU J. MAKOWSKI	97-300 Piotrków Tryb., ul. Łódzka 46	2005.12.29	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
90	„EKO - BONER” Sp. z o.o.	20-952 Lublin, ul. Melgiewska 7-9	2006.01.04	Opc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
91	Wojciech Kobza – Firma Handlowo-Uslugowa „BOY”	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Korfantego 9c/1	2006.01.16	Opc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
92	INVEST-MOT Sp. z o.o.	00-842 Warszawa, ul. Łucka 11	2006.01.23	Opc	umorzenie
93	Waldemar Wojewoda – Firma Handlowo-Uslugowa VALDI	33-111 Koszyce Wielkie, ul. Borki 17	2006.01.23	Opc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
94	Ludwik Suda „TRANS – EKKO” PUH IMPORT – EKSPORT	73-110 Stargard Szczeciński, Oś. Zachód B 14/H m. 25	2006.01.25	Opc	uchylenie zaskarżonej decyzji
95	Jerzy Bronikowski – Firma Handlowa „CETAN”	32-048 Jerzmanowice – Gołkowice 84	2006.01.27	Wpc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
96	„MERCAR” Sp. z o.o.	61-371 Poznań, ul. Romana Maya 1	2006.02.01	Wpc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji
97	BOSMAN Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Śmigielska 55	2006.02.01	Opc	umorzenie w sprawie zmiany koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGAŚŁY DECYZJE KONCESYJNE (stan na 2006.02.02)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	BAM-CAR SC Damian Szokalski, Przemysław Skorupa	98-350 Biała, Biała Parcela 16	2005.11.02	Opc	wykreślenie przedsiębiorców i prowadzonej działalności z ewidencji działalności gospodarczej – decyzja Bum. Wielunia
2	Usługi Ogólnobudowlane i Transportowe Mirosława Derlecka	83-032 Pszczółki, Skowarcz, ul. Jodłowa 2	2005.11.03	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
3	Spółdzielnia Mieszkaniowa PRZODOWNIK	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. O. Lange 5	2005.11.03	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
4	Miejski Zakład Komunalny (Miasto Głowno)	95-015 Głowno, ul. Dworska 3	2005.11.04	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
5	SOC-AL. Sp. z o.o.	32-066 Alwernia, Kulawki 4	2005.11.09	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Komunalne Przedsiębiorstwo Ciepłownicze TERMOEL Sp. z o.o.	59-730 Nowogrodziec, ul. Asnyka 46	2005.11.10	Wcc	zaprzestanie działalności

7	Zakłady Sprzętu Precyzyjnego NIEWIADÓW SA	97-170 Ujazd, Niewiadów	2005.11.14	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
8	Andrzej Skwiercz PUH SKWIERCZ-INSTAL	84-123 Połochowo, ul. Św. Agaty 32a	2005.11.23	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
9	Fabryka Firanek WISAN SA	39-451 Skopanie	2005.11.23	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
10	Zakład Usług Komunalnych (Miasto i Gmina Chmielnik)	26-020 Chmielnik, skr. poczt. 24, Zrecze Duże 1a	2005.12.08	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
11	Spółdzielnia Mieszkaniowa Wichrowe Wzgórze	73-215 Resko, Al. Wolności 40	2005.12.09	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
12	Andrzej Krakowiak GAZPROM	95-200 Pabianice, ul. Moniuszki 52	2005.12.12	Opc	przedsiębiorca został wykreślony z ewidencji działalności gospodarczej
13	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	89-650 Czersk, ul. Leśna 11	2005.12.15	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
14	Huta Pokój SA	41-709 Ruda Śląska, ul. Niedurnego 79	2005.12.15	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
15	Podlaskie Centrum Dystrybucji Gazu BART Anna Łojewska	15-157 Białystok, ul. Wiklinowa 32	2005.12.16	Opc	decyzja UM w Białymstoku o wykreśleniu z ewidencji działalności gospodarczej
16	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Ugarenko Jolanta	22-150 Wierzbica, Busówno Kolonia 1B	2005.12.16	Opc	zaprzestanie działalności
17	Miroslaw Ugarenko – „PETRO-OIL”	22-150 Wierzbica, Busówno Kolonia 1B	2005.12.16	Opc	zaprzestanie działalności
18	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 59A	2005.12.21	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
19	Tarnobrzaska Spółdzielnia Mieszkaniowa	39-400 Tarnobrzeg, ul. Wyspiańskiego 3	2005.12.22	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
20	Zakład Energetyki Ciepłej Blachownia Sp. z o.o. w likwidacji	42-290 Blachownia, ul. 1 Maja 1	2005.12.27	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
21	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	95-100 Zgierz, ul. Łęczycka 24	2005.12.29	Opc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
22	Ryszard Essel, Marek Essel – „MARGOS” SC	19-400 Olecko, ul. Żeromskiego 8	2005.12.30	Opc	zaprzestanie działalności
23	Handel Detaliczny Paliwami Płynnymi R. Woltmann & T. Twaróg	38-460 Jedlicze, ul. Brzozowa 8	2006.01.06	Opc	zaprzestanie działalności
24	Józef Włodarski – „WŁODIMEX – EXPORT – IMPORT”	48-340 Głucholazy, ul. Karłowicza 16	2006.01.10	Opc	zaprzestanie działalności
25	Zespół Małych Elektrowni Wodnych „WODNIK” Kazimierz Lis	89-333 Osiek n/Notecią, ul. Bohaterów 16	2006.01.18	Wee	zaprzestanie działalności

26	Sprzedaż Paliw Iwona Lisiewicz	57-430 Jugów, ul. Główna 91	2006.02.01	Opc	zaprzeszanie działalności
27	Jarosław Karpicki – Stacja Paliw „LPG – KARPICKI”	48-317 Korfantów, ul. Niemodlińska	2006.02.01	Opc	zaprzeszanie działalności
28	MITTAL STEEL POLAND SA	40-121 Katowice, ul. Chorzowska 50	2006.02.02	Wpg	działalność nie wymaga koncesji
29	Roman Kubicki – „EKOWAT”	86-150 Osie, ul. Szkolna 4	2006.02.02	Wee	zaprzeszanie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Wpg – wytwarzanie paliw gazowych

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI (stan na 2006.01.16)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Rodzaj odmowy, uzasadnienie
1	Arkadiusz Kaleta – „AB”	57-500 Bystrzyca Kłodzka, ul. Wojska Polskiego 28/4	2005.12.12	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
2	Maciej Kazimierek – Handel Artykułami Przemysłowo- Chemicznymi Usługi Transportowe	43-190 Mikołów, Oś. XXX-lecia 23/8	2005.12.16	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
3	Firma Handlowo-Usługowa „TECH – TRANS” Ryszard Filipowicz	37-700 Przemysł, ul. Mnisza 3	2005.12.16	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
4	STOEN SA	00-347 Warszawa, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41	2005.12.20	Wcc, Wee	odmowa wznowienia postępowania w sprawie zmiany koncesji
5	Robert Ryszard Pruszkowski – Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Przemysłu „SOLO” Firma Handlowa	87-200 Wąbrzeźno, ul. Żwirki i Wigury 13/8	2006.01.10	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
6	Firma Wielobranżowa „EKO – WEST” Robert Gregorczyk	08-220 Sarnaki, Chybów 88	2006.01.10	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
7	„GRAN-GLOB” Sp. z o.o.	00-195 Warszawa, ul. Słomińskiego 17/3	2006.01.13	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
8	Dariusz Pawlak	08-503 Nowodwór, Borki 8	2006.01.16	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYZNACZENIE OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO ELEKTROENERGETYCZNEGO

(stan na 2006.02.06)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji
1	PSE – Operator SA	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	2006.01.26	DPE-47-3(6)/4988/2005/2006/BT

WYZNACZENIE OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO ELEKTROENERGETYCZNEGO

(stan na 2006.02.06)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji
1	„ENERGOSERIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o.	97-427 Rogowiec	2006.02.01	DPE-47-2(9)/1345/2005/2006/BT

Urząd Regulacji Energetyki informuje, że decyzje Prezesa URE w sprawie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowane są odpowiednio w:

„Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”,

„Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”.

Jednocześnie wszystkie biuletyny branżowe z ostatnio opublikowanymi taryfami dla energii elektrycznej i paliw gazowych można pobrać ze strony internetowej URE:

www.ure.gov.pl

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00–099 Warszawa

tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
fax (0-prefix 22) 828-02-37
e-mail: warszawa@ure.gov.pl
- 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**
(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
ul. Żubrów 3
71–617 Szczecin

tel. (0-prefix 91) 424-16-30
fax (0-prefix 91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
Al. Jana Pawła II 20
80–462 Gdańsk

tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
fax (0-prefix 58) 346-83-86
e-mail: gdansk@ure.gov.pl
- 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**
(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
ul. Wierzbęcice 1
61–569 Poznań

tel. (0-prefix 61) 833-12-64
fax (0-prefix 61) 835-16-95
e-mail: poznan@ure.gov.pl
- 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**
(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
ul. Garbarska 20
20–340 Lublin

tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
fax (0-prefix 81) 743-92-91
e-mail: lublin@ure.gov.pl
- 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**
(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
ul. Uniwersytecka 2/4
90–137 Łódź

tel. (0-prefix 42) 639-24-40
fax (0-prefix 42) 639-24-50
e-mail: lodz@ure.gov.pl
- 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**
(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49/57
50–032 Wrocław

tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
fax (0-prefix 71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6a
40–198 Katowice

tel. (0-prefix 32) 258-76-91
fax (0-prefix 32) 258-64-77
e-mail: katowice@ure.gov.pl
- 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**
(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
ul. Juliusza Lea 114
30–133 Kraków

tel. (0-prefix 12) 638-80-90
fax (0-prefix 12) 637-55-47
e-mail: krakow@ure.gov.pl

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



URE

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI