

NR 4
2007

2 lipca 2007

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Liberalizacja rynku
- Raport dochodzenia w sektorze energii
- Pakiet informacyjny CHP
- Rynek kogeneracji
- Mediacje w energetyce

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

Prezes

tel. 66-16-302
fax 66-16-300

Wiceprezes

tel. 66-16-202
fax 66-16-200

Dyrektor Generalny

tel. 66-16-102
fax 66-16-106

Gabinet Prezesa

tel. 66-16-302
fax 66-16 300

Departament Przedsiębiorstw Energetycznych

tel. 66-16-238
fax 66-16-319

Departament Taryf

tel. 66-16-210
fax 66-16-219

Departament Promowania Konkurencji

tel. 66-16-232
fax 66-16-225

Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych

tel. 66-16-315
fax 66-16-321

Biuro Prawne

tel. 66-16-130
fax 66-16-134

Biuro Obsługi Urzędu

tel. 66-16-155
fax 66-16-177

Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii

tel. 66-16-305 (220)
fax 66-16-225 (300)

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

Szanowni Państwo,

od wczoraj, 1 lipca 2007 r., mamy „za sobą symboliczną datę pełnego otwarcia rynku. Pozornie nic wielkiego się nie stało, co skłania sceptyków do zadawania pytania »po co to było robić?«. Czy mimo wielu zmian wszystko pozostanie po staremu? Wyodrębnienie operatorów ze spółek dystrybucyjnych jest przedostatnim etapem w procesie liberalizacji rynku energii elektrycznej. Rynek ten zyskuje tym samym nową jakość, ponieważ w warunkach rozdziału działalności sieciowej od obrotu należy oczekiwać (i wymagać) neutralności operatorów – zaprzestania utrudnień przy zmianie sprzedawcy, czyli odejścia od praktyki utrzymywania odbiorców »na siłę«. Warto przeanalizować jeszcze raz, od początku, cały proces dochodzenia do liberalizacji, jakie były zasadnicze kroki podejmowane w jej kierunku, jakie zmiany w polskim prawodawstwie musiały być wprowadzone, aby wszystkie kwestie były prawidłowo uregulowane. O tym wszystkim dowiedzą się Państwo z artykułu Roberta Guzika, Agnieszki Panek i Katarzyny Smagiel.

Biuletyn, który oddajemy w Państwa ręce, zawiera nadzwyczaj sporo informacji przydatnych zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i zwykłych odbiorców paliw i energii. Trudno wybrać i przybliżyć pokrótce wszystkie artykuły, stąd poniżej zasygnalizowaliśmy tylko niektóre z nich; zachęcamy jednocześnie do zgłębienia wszystkich publikacji.

Z dniem przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, nasz kraj zobowiązał się do stosowania wspólnotowych zapisów prawnych w zakresie rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Zofia Janiszewska przedstawia w swoim artykule kwestie postępów w integracji europejskich systemów gazowniczych, skupiając się na głównych przeszkodach i barierach zakłócających budowę wspólnotowego rynku, oraz na wysiłkach podejmowanych w kierunku jego integracji.

Jak na wstępie zostało już wspomniane, 1 lipca br. zmieniła się zasadniczo sytuacja na rynku energii. Każdy odbiorca może teraz wybrać sprzedawcę energii czy gazu i zawrzeć z nim stosowną umowę sprzedaży. Z umowami mamy do czynienia niemal każdego dnia, wydawać by się więc mogło, że wiemy o nich wszystko. Czy tak jest także z umowami na sprzedaż energii? Na co trzeba zwracać uwagę przy podpisywaniu takich umów, czy i w jakim zakresie możliwe jest negocjowanie warunków umowy – o tym pisze Iwona Figaszewska.

Na początku br. Prezes URE powołał w urzędzie Zespół ds. oceny rynku energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła pod względem spełniania kryteriów rynku konkurencyjnego. W Biuletynie zamieszczono opracowanie tego zespołu, autorstwa Anny Daniłuk, Konrada Godziszka i Witolda Włodarczyka, identyfikujące i oceniające elementy rynku kogeneracji oraz zachodzących na nim procesów, w szczególności pod kątem rozwoju konkurencyjności, po przeprowadzonym badaniu w tym segmencie energii.

„Ceny ciepła, opłaty za ciepło to pojęcia, które nabierają szczególnego znaczenia, gdy co miesiąc płacimy czynsz za mieszkanie. Zazwyczaj głównymi pozycjami tego czynszu jest opłata za centralne ogrzewanie i opłata za podgrzanie wody wodociągowej. Wówczas zastanawiamy się, skąd się biorą ceny ciepła i dlaczego to ciepło tyle kosztuje”. W artykule Ireny Gruszki przedstawiona została ewolucja zmian, jakie zachodziły w kształtowaniu cen ciepła: od okresu gospodarki centralnie kierowanej, poprzez lata transformacji do kalkulacji taryf dla ciepła wprowadzonych ustawą – Prawo energetyczne, a ponadto przybliżono propozycje dalszych zmian zasad cenotwórczości w ciepłownictwie.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Otwarcie rynku i co dalej?	2
Integracja Europejskiego Rynku Gazu. Nowe wyzwania – szanse i zagrożenia	5
Raport w sprawie dochodzenia w sektorze energii.	11
Energia nuklearna w Unii Europejskiej ...	16
Czytajmy umowy, nie obawiajmy się negocjować ich zapisów... ..	22
Mediacje i ich zastosowanie w rozwiązywaniu sporów w sektorze energetycznym.	27
Pakiet informacyjny (CHP).....	31
Rynek energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ...	42
Ewolucja zmian zasad stanowiących cen w ciepłownictwie.....	50
Reminiscencje z udziału w debacie na XIV Wiosennym Spotkaniu Ciepłowników	62
Ne bis in idem – czy Prezes URE karze po raz drugi za to samo przewinienie?.....	65
Kompetencje Prezesa URE do zawierania umów cywilnoprawnych.....	68
Odmowa udzielenia koncesji karanemu przedsiębiorcy.....	80
Upór czy konstruktywna postawa – co się bardziej opłaca?	84
Rozporządzenie Ministra Gospodarki ...	92
Konkurencja na rynkach energii elektrycznej w państwach Unii Europejskiej.....	120
Informacje i komunikaty.....	123

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

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Adres Redakcji: 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (0-22) 661 62 22, faks: (0-22) 661 62 24

Skład i łamanie, organizacja druku i kolportaż: PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83

Oddano do druku 20 czerwca 2007 r. Nakład: 1700 egz. ISSN 1506-090X Cena 12 zł (w tym 0% VAT)

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (0-22) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP 010 Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

OTWARCIE RYNKU I CO DALEJ?

Robert Guzik, Agnieszka Panek, Katarzyna Smagiel

Minął 1 lipca 2007 r.; mamy więc za sobą symboliczną datę pełnego otwarcia rynku. Pozornie nic wielkiego się nie stało, co skłania sceptyków do zadawania pytania „po co to było robić?”. Czy mimo wielu zmian wszystko pozostanie po starym? Wyodrębnienie operatorów ze spółek dystrybucyjnych jest przedostatnim etapem w procesie liberalizacji rynku energii elektrycznej. Rynek ten zyskuje tym samym nową jakość, ponieważ w warunkach rozdzielenia działalności sieciowej od obrotu należy oczekiwać (i wymagać) neutralności operatorów – zaprzestania utrudnień przy zmianie sprzedawcy, czyli odejścia od praktyki utrzymywania odbiorców „na siłę”. Przypomnijmy kilka najważniejszych elementów tego procesu, o którym nie da się powiedzieć, że przebiegał bez perturbacji.

Zasadniczym krokiem w kierunku liberalizacji polskiego rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce była nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne¹, która weszła w życie 3 maja 2005 r.² Dokonano wtedy transpozycji przepisów dyrektyw³ dotyczących wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i wewnętrznego rynku gazu ziemnego, dyrektyw, które zobowiązały państwa członkowskie do wdrożenia regulacji prawnych sprzyjających rozwojowi konkurencji, umożliwiających dostęp do sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych każdemu podmiotowi działającemu na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej lub paliw gazowych.

Najistotniejszą zmianą było wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne zapisu, z którego wprost wynika prawo odbiorcy do zakupu energii elektrycznej lub paliw gazowych od wybranego przez niego sprzedawcy. Prawo to zwane jest też zasadą dostępu stron trzecich do sieci (ang. *TPA – Third Party Access*). Wszyscy odbiorcy, z wyjątkiem gospodarstw domowych, uzyskali to uprawnienie już z dniem wejścia w życie nowelizacji, a pełne otwarcie rynku, również dla odbiorców w gospodarstwach domowych, nastąpiło 1 lipca 2007 r. Jednocześnie, aby zapewnić odbiorcom możliwość korzystania z tego uprawnienia, przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji zostały zobowiązane do ich świadczenia na zasadzie równego traktowania. Kluczowym narzędziem realizacji wspomnianego celu

jest, wynikający wprost z wskazanych powyżej dyrektyw, wymóg prawnego i organizacyjnego wydzielenia działalności sieciowej prowadzonej przez operatora systemu. Operator ma być niezależny w zakresie podejmowania decyzji od innych działalności, wytwarzania lub obrotu. Takie prawne wyodrębnienie działalności (ang. *legal unbundling*) operatorów systemów dystrybucyjnych powinno się być zakończyć sukcesem do 1 lipca 2007 r.

Szybko okazało się, że nowelizacja z 4 marca 2005 r., mająca implementować dyrektywy rynkowe, nie była pozbawiona wad. Jej podstawową słabością, wynikającą z, powszechnej w UE, praktyki dosłownego przenoszenia kierunkowych wytycznych zawartych w dyrektywach na grunt przepisów materialnego prawa krajowego, było zagubienie w gąszczu szczegółów samego celu dyrektyw. Cele te przeważnie znajdują się w preambułach dyrektyw i być może z tego powodu są pomijane przy implementacji. Dlatego w tym miejscu należy przypomnieć, że podstawowym celem dyrektyw rynkowych było umożliwienie odbiorcom **praktycznej zmiany sprzedawcy**.

W naszym prawie przede wszystkim zabrakło przepisów definiujących role i obowiązki stron uczestniczących w samym procesie zmiany sprzedawcy. Jako przykład wątpliwej jakości wdrożenia zapisów dyrektyw podawane jest wprowadzenie do ustawy instytucji „sprzedawcy z urzędu”. Dyrektywy akcentują obowiązek zapewnienia odbiorcom usługi powszechnej, czyli prawa do dostaw energii elektrycznej o określonej jakości w rozsądnych cenach, łatwo i wyraźnie porównywalnych oraz przejrzystych. I taki miał być cel ewentualnego wyznaczenia sprzedawcy ostatniej szansy (ang. *last resort supplier*). Tymczasem można odnieść wrażenie, że nasz sprzedawca z urzędu, który ma świadczyć usługę kompleksową⁴ odbiorcy w gospodarstwie domowym, został utworzony tylko po to, żeby po 1 lipca 2007 r. jak najmniej się zmieniło. Jest on po prostu tzw. sprzedawcą domyślnym (ang. *default supplier*), którego w ogóle nie trzeba definiować.

Nieuregulowane kwestie zostały w pewnym stopniu doprecyzowane w ustawie⁵, która weszła w życie 24 lutego br. Uzupełniła one dotychczasowe przepisy o rozwiązania korzystne z punktu widzenia liberalizacji ryn-

1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.).

2) Ustawa z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

3) Dyrektywy 2003/54/WE i 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r.

4) Na podstawie umowy zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji.

5) Ustawa z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124).

ku. Przykładowo, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych stali się wreszcie odpowiedzialni za umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do ich sieci. Obowiązek ten jest realizowany poprzez opracowanie i wdrożenie procedury zmiany sprzedawcy i standardowych profili zużycia oraz uwzględnianie ich w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, czyli kodeksach określających warunki korzystania z sieci przez użytkowników. W ten sposób zapewniono praktyczne zastosowanie zasady TPA i wyeliminowano podstawową dawniej barierę zmiany sprzedawcy – konieczność zainstalowania licznika z transmisją danych u odbiorcy, który wybrał innego sprzedawcę niż spółka dystrybucyjna.

Ponadto, wprowadzono obowiązek oznaczania w umowie o świadczenie usług dystrybucji zarówno wybranego przez odbiorcę sprzedawcy, jak i oznaczenia podmiotu, który będzie sprzedawał energię elektryczną gdy wybrany sprzedawca zaprzestanie swojej działalności. W ten sposób zapewniono ciągłość sprzedaży energii w sytuacjach awaryjnych, nagłego zaprzestania dostaw przez wybranego sprzedawcę. To rozwiązanie, nazywane roboczo „sprzedawcą rezerwowym”, wreszcie jest zbliżone do koncepcji sprzedawcy ostatniej szansy.

Nowelizacja ustawy i jej kolejne zmiany stanowią prawne podstawy realizacji uprawnienia wyboru sprzedawcy przez odbiorcę. Szczególne znaczenie dla urealnienia możliwości skorzystania odbiorców z nabytych uprawnień miało opracowanie w 2006 r. przez spółki dystrybucyjne, pełniące rolę operatorów systemów dystrybucyjnych, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych i zatwierdzenie ich przez Prezesa URE w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. W dokumentach tych wprowadzone zostały korzystne dla odbiorców zasady bilansowania i prowadzenia rozliczeń za niebilansowanie (tzw. bilansowanie ponadobszarowe), ustalone jednoznaczne wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz wprowadzono jednolitą procedurę zmiany sprzedawcy. Dla odbiorców, którzy nie posiadają liczników z odczytami godzinowymi poboru energii dopuszczono stosowanie tzw. profili zużycia energii, które umożliwiają tym odbiorcom korzystanie z nabytych uprawnień bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów związanych ze zmianą liczników i zbędnej zwłoki.

Z punktu widzenia pragmatyki zmiany sprzedawcy kluczowym elementem są określone w instrukcjach procedury zmiany sprzedawcy. Uregulowania te nie są co prawda identyczne w poszczególnych instrukcjach, jednak ich istotą jest jak najmniejsza uciążliwość dla odbiorcy, w tym:

- ograniczenie czasu trwania procesu zmiany sprzedawcy. Procedura nie może być dłuższa niż 30 dni (ostatecznie termin jest zależny od okresu wypowiedzenia „starej” umowy),

- szczegółowość – precyzyjne określenie działań podejmowane w kolejnych etapach procesu przez poszczególnych uczestników: odbiorcę, nowego sprzedawcę, starego sprzedawcę i operatora,
- określenie standardowych zasad dla wszystkich grup odbiorców (dopuszczono pewne odstępstwa dla odbiorców na niskim napięciu – dłuższe terminy).

Większość odbiorców w Polsce kupuje energię elektryczną od spółki dystrybucyjnej, do sieci której są oni przyłączeni. Spółka ta zarówno sprzedaje energię odbiorcy, jak i dostarcza mu ją siecią dystrybucyjną. Usługi te świadczone są na podstawie jednej umowy, zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi dystrybucji. Pierwszym krokiem do skorzystania przez odbiorcę z prawa wyboru sprzedawcy jest rozdzielenie tej umowy na dwie: umowę sprzedaży energii i umowę świadczenia usług dystrybucji. Od 1 lipca 2007 r. każdy odbiorca może zawrzeć umowę sprzedaży z dowolnym sprzedawcą. Musi jednak rozwiązać dotychczasową umowę ze spółką dystrybucyjną i zawrzeć nową umowę, która będzie regulowała jedynie kwestie związane ze świadczeniem usługi dystrybucji energii. Warto jednak dodać, że odbiorca może upoważnić swojego nowego sprzedawcę do zawarcia jednej – kompleksowej – umowy w jego imieniu. Zatem zacząć należy od złożenia wniosku do spółki dystrybucyjnej o dokonanie rozdzielenia umowy, a następnie wniosku o zmianę sprzedawcy. Dotychczasowa, kilkuletnia praktyka działań w tej sferze jest bogato udokumentowana, a kroki podejmowane przez strony można określić słowami: „wolna amerykanka”. Dlatego też, aby nadać stosunkom odbiorcy z spółką dystrybucyjną bardziej cywilizowany charakter, wiele kwestii zostało uregulowanych właśnie w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych. W instrukcjach zamieszczono m.in. postanowienia określające:

- procedury zgłaszania i przyjmowania przez operatorów do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej,
- zasady bilansowania sieci dystrybucyjnej oraz procedury i zakres wymiany informacji niezbędnej do bilansowania systemu,
- zasady zarządzania danymi pomiarowymi.

Z tego pobieżnego opisu nietrudno wyciągnąć wniosek, że rynek energii elektrycznej rodzi się w bólach, a jak wspomnieliśmy na wstępie, to dopiero przedostatni etap liberalizacji. O całkowitym uwolnieniu będziemy mogli mówić po zaprzestaniu administracyjnej kontroli cen energii dla odbiorców, czyli zwolnieniu wszystkich przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Ten ruch, zapowiedziany już w „Programie dla elektroenergetyki” i przewidywany na początek 2008 r., przeniesie odpowiedzialność za decyzje dotyczące oferowanych klientom cen na same przedsiębiorstwa, ograniczając rolę organu regulacji do monitorowania rynku i zachowań

uczestników *ex-post*. Warto zwrócić uwagę na okoliczności, jakie wpłyną w najbliższym czasie na kształt rynku energii elektrycznej.

Po pierwsze – poszczególne spółki dystrybucyjne wdrażają różne koncepcje wyodrębnienia prawnego operatorów. Z punktu widzenia możliwości rozwoju rynku najkorzystniejszym rozwiązaniem jest wyodrębnienie operatorów z majątkiem sieciowym, co zapewnią najdalej idący stopień niezależności operatorów i równoprawne traktowanie przez nich wszystkich sprzedawców. Na razie sam proces tworzenia wyodrębnionych spółek i przejmowania przez nie działalności pochłania tak wiele czasu i energii, że nie sposób przewidzieć czy i kiedy ten model wyodrębnienia zostanie skutecznie zrealizowany.

Po drugie – biorąc pod uwagę, że wyodrębnianiu operatorów systemów dystrybucyjnych towarzyszy konsolidacja pionowa i rozwiązywanie kontraktów długoterminowych (których koszty częściowo są przenieszone w opłacie przesyłowej), ważną staje się kolejność realizowanych działań. Skonsolidowanie grupy elektrowni i elektrociepłowni z PSE SA (strony KDT) powinno nastąpić dopiero po faktycznym rozwiązaniu kontraktów, ponieważ w innym razie PSE SA połą-

czony z BOT SA skupią (co prawda na krótko) prawie 3/4 rynku energii.

Po trzecie – do prawidłowego funkcjonowania rynku konieczna jest aktywna strona popytowa. Opisane wyżej procedury i niedyskryminujące zasady uczestnictwa w rynku, umożliwiające klientowi podejmowanie autonomicznych wyborów stanowią jej ważny element. Najbliższe kilka miesięcy trzeba potraktować jako okres sprawdzania w praktyce i ewentualnego modyfikowania przyjętych rozwiązań. Ale istotą rynku jest informacja. Aktywny klient to ten, który ma dostęp do informacji i umie się nią posługiwać⁶⁾.

I na koniec nie zapominajmy, że na wolnym rynku ceny również mogą rosnąć bez względu na działanie efektywnej konkurencji. Wpływają na to czynniki obiektywne – obowiązkowe zakupy energii odnawialnej (zielonej) i energii z kogeneracji (czerwonej), konsekwencje ograniczenia przyznanego Polsce limitu emisji dwutlenku węgla, nowe projekty inwestycyjne czy też powody tak prozaiczne, jak wzrost cen paliw.

6) Trochę użytecznych informacji o otwartym rynku energii można znaleźć na stronie www.ure.gov.pl/portal/or.



Robert Guzik
zastępca dyrektora



Agnieszka Panek
główny specjalista



Katarzyna Smagiel
główny specjalista

Departament Promowania Konkurencji URE

INTEGRACJA EUROPEJSKIEGO RYNKU GAZU. NOWE WYZWANIA – SZANSE I ZAGROŻENIA

Zofia Janiszewska

1. Wstęp

Energetyka jest tym obszarem współpracy europejskiej od którego, rzecz można, rozpoczęła się integracja. Precyzyjniej rzecz ujmując – jednym z pierwszych podanych dobrowolnie przyjętym wspólnym zasadom i regulacjom¹⁾ obszarem gospodarczym był przemysł wydobycia węgla, stanowiącego wówczas podstawowy surowiec energetyczny. Wraz z rozwojem technicznym, technologicznym, terytorialnym poszerzaniem zasięgu sieci energetycznych (elektryfikacja, gazyfikacja), rozwojem społecznym i gospodarczym, energetyczne systemy krajowe „przybliżyły się” do siebie i okazało się, że wspólnotowy rynek energii elektrycznej i gazu staje się coraz bardziej realny. Dodatkowo koncepcja *unbundlingu*, umożliwiającego demonopolizację pewnych obszarów rynku energii i rozwój konkurencji stała się nowym impulsem intensyfikującym wysiłki na rzecz integracji. Niezbędne okazały się europejskie regulacje, stanowiące rodzaj wspólnego mianownika ponad którym dojść miało do uzgodnienia kształtu i zasad obowiązujących na europejskim rynku energii elektrycznej i gazu. Blisko dziesięć lat po przyjęciu przez Parlament Europejski i Radę dyrektyw²⁾ w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, osiem lat po objęciu zaleceniami dyrektywy³⁾ zasad wewnętrznego rynku gazu i trzy lata po tym, jak prorynkowe rozwiązania obu tych dyrektyw wzmocniono i poszerzono w ich nowych wersjach⁴⁾, trudno wskazać na znaczące sukcesy w procesie tworzenia wspólnotowego rynku energii, a zarówno energia elektryczna jak i gaz są nadal nielicznymi przypadkami dóbr, których swoboda przepływu na obszarze unijnym pozostawia wiele do życzenia.

Polska wraz z akcesją do Unii Europejskiej zobowiązała się do stosowania wspólnotowego dorobku prawnego (*aquis communautaire*), w którym w odnie-

sieniu do rynku gazu szczególne miejsce zajmuje implementowana do krajowego porządku prawnego Dyrektywa 2003/55/WE oraz wiążące bezpośrednio kraje członkowskie UE Rozporządzenie 1775/2005/WE⁵⁾ w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Przystępując do Unii Europejskiej powiedziała więc Polska „tak” idei integracji europejskich krajowych systemów gazowniczych.

2. Podpunkty

W latach 2005-2006 Komisja Europejska (działająca poprzez swoje dyrekcje DG TREN – do spraw transportu i energii oraz DG COMP – do spraw konkurencji), zaniepokojona słabymi postępami integracji rynków energii, jak również związanym z tym brakiem postępów w ich liberalizacji, poddała ocenie stan rozwoju tych rynków.

Praktyka integracji rynków – przeszkody i zamierzenia

Jako główne problemy braku istotnych postępów w budowie wspólnotowego rynku energii elektrycznej i gazu wymieniane są:

1. Problemy wdrożenia prawa (opóźnień) i jakości implementacji

Powszechne i mało dyskusyjne jest przekonanie, że zasadniczym warunkiem zbudowania jednolitego wspólnotowego rynku gazowego jest pełne i harmonijne wdrożenie postanowień gazowego *acqui communautaire* we wszystkich państwach członkowskich. Wspólne ramy prawne, zasady kształtujące relacje rynkowe i prawa przyznane europejskim konsumentom energii są podstawą tworzenia wspólnego rynku. Tymczasem po ocenie jakości implementacji zaleceń dyrektyw rynkowych do krajowych porządków prawnych wdrożone zostały 34 postępowania w stosunku do 20 krajów członkowskich Unii Europejskiej, w związku z brakiem implementacji lub niepoprawną implementacją.

Zamiarem Komisji Europejskiej jest jednak nie tylko doprowadzenie do prawidłowego wdrożenia aktualnie obowiązujących przepisów – po przeglądzie stanu roz-

5) Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

1) Europejska Wspólnota Węgla i Stali ustanowiona Traktatem Paryskim z 18 kwietnia 1951 r.

2) Dyrektywa 96/98/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, OJ L 027, 30.01.1997 r.

3) Dyrektywa 98/30/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu, OJ L 204, 21.07.1998 r.

4) Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE, OJ L 176/37, 15.07.2003 r. oraz Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE, OJ L 176/57, 15.07.2003 r.

woju europejskiego rynku energii podjęte zostały prace zmierzające do stworzenia tzw. trzeciego pakietu legislacyjnego. Dyskusja na temat zawartości tego pakietu i kierunków przyjmowanych w nim rozstrzygnięć dominuje obecnie we wszystkich dyskusjach i pracach podejmowanych na forum europejskim.

2. Zróżnicowane kompetencje regulatorów krajowych i stopień ich niezależności

Istotną przeszkodą w integracji rynków krajowych okazały się różnice pomiędzy poszczególnymi regulatorami. Problem bierze się z różnej prawnej „konstrukcji” instytucji regulatora, ich wewnątrz krajowych relacji, stopnia niezależności w podejmowaniu decyzji (przy czym największym problemem jest niewystarczająca niezależność od „polityków” – zmieniających się rządów), zróżnicowaniu katalogu przyznanych krajowymi przepisami kompetencji. Wobec istotnych różnic okazało się, że nawet pomysł ujednoczenia rozwiązań w skali europejskiej, poprzez przyznanie kompetencji regulatorom w przepisach stosowanych wprost (np. Rozporządzenie 1775/2005/WE), w praktyce nie przyniósł oczekiwanych rezultatów. Zarówno w zakresie ujednoczenia regulacji prawnych jak i organizacji współpracy regulatorów wiele pozostaje więc do zrobienia.

Komisja Europejska ocenia, że efektywna współpraca regulatorów, podobnie jak współpraca operatorów systemów przesyłowych może w istotny sposób przyspieszyć budowę rynku wspólnotowego. Komisja proponuje nawet instytucjonalizację współpracy regulatorów w formie tzw. ESER – *European System of Energy Regulation*, z kompetencjami w zakresie regulacji działalności o znaczeniu ponadkrajowym. Rozważana jest możliwość przyznania tej instytucji prawa do podejmowania decyzji o charakterze prawnie wiążącym podmioty krajowe – adresatów decyzji – w sprawach dotyczących wymiany transgranicznej.

3. Brak wystarczającej integracji pomiędzy rynkami

Charakteryzujące się silną koncentracją rynki krajowe funkcjonują w oderwaniu od siebie nawzajem. Architektura poszczególnych rynków krajowych różni się niekiedy znacznie, różne są prawa i obowiązki uczestników gry rynkowej, różny jest nawet towar (różnią go parametry jakościowe – w jednych systemach sprzedaży podlega gaz jako taki, w innych natomiast zawarta w gazie energia). Lokalne rynki gazu charakteryzują się niską płynnością. Koronnym dowodem braku integracji są utrzymujące się istotne różnice w cenach energii pomiędzy sąsiadującymi systemami.

Warto w tym miejscu przytoczyć tezę bardzo popularną ostatnio wśród przedstawicieli sektora elektroenergetycznego i gazowego – zgodnie z tą tezą znaczne różnice w cenach energii pomiędzy polskim a innymi europejskimi systemami są skutkiem „duszenia” cen w procesie zatwierdzania taryf. Choć jest w tym zapewne coś z prawdy, to spojrzeć należy na problem także z innej strony – otóż niedobór mocy przesyłowych połączeń międzysystemo-

wych, skutkujący ograniczeniami przesyłowymi powoduje, że moce stają się dobrem rzadkim. Zyskują one wówczas tym większą wartość (zarządzający ograniczeniami operator sprzedaje je za tym wyższą cenę), im większa jest różnica między dostępnymi mocami (podażą) a zgłoszonym zapotrzebowaniem na realizację kontraktów transgranicznych (popyt). Ta opłata za rezerwację mocy przesyłowych przeniesiona zostanie na odbiorcę w ofercie cenowej. De facto więc opłata za towar (energię) będzie niższa niż uzyskiwana przez lokalnych sprzedawców. Zaryzykować można stwierdzenie, że dopóki istnieć będą istotne ograniczenia przesyłowe, stopień integracji rynków będzie niewystarczający dla ujednoczenia cen. Uzupełniając te rozważania warto zasygnalizować tylko kwestię potencjału wzrostu efektywnego popytu odbiorców energii, co samo w sobie zasługuje na rzetelną ocenę.

4. Brak zdolności przesyłowych w połączeniach międzysystemowych

Brak wystarczających zdolności przesyłowych w połączeniach międzysystemowych jest oczywistą barierą integracji rynków. Brak zachęt do inwestowania, niepewność inwestorów związana z ryzykiem prawnym i regulacyjnym oraz ograniczenie prawa dysponowania majątkiem w przypadku poddania go reżimowi regulowanego TPA powodują, że poziom nowych inwestycji jest niewystarczający.

Komisja Europejska widząc w braku inwestycji (w szczególności w połączenia transgraniczne) istotne zagrożenie zarówno dla bezpieczeństwa dostaw energii, jak i dla realizacji idei zintegrowanego rynku, rozważa możliwość zwiększenia puli środków przeznaczonych na realizację projektów priorytetowych (w odniesieniu do rynku gazu – projekt Nabucco), usprawnienia współpracy regulatorów oraz przyspieszenia procedur uzyskiwania zgód i decyzji.

Długoterminowe kontrakty na dostawy gazu, zwłaszcza z powszechnie stosowaną formułą „take or pay”, które z jednej strony stanowią dla inwestora gwarancję zwrotu nakładów, co, idąc dalej tym tropem, jest nie bez znaczenia dla potencjalnych kredytodawców, w istotny sposób ograniczają wielkość dostępnych zdolności przesyłowych. Dopiero powszechne wdrożenie mechanizmów efektywnego zarządzania ograniczeniami, na czele z zasadą UIOLI (use it or lose it) i uzupełniającą ją możliwością elastycznego dysponowania wolną mocą przez operatora oferującego kontrakty dowolnie krótkoterminowe i przerywalne pozwoli lepiej wykorzystać to, czym europejski system gazowniczy dysponuje już obecnie.

5. Niezgodność zasad funkcjonowania rynków (bilansowanie, taryfy przesyłowe)

Efektywne funkcjonowanie wspólnotowego rynku gazu wymaga z jednej strony istnienia (budowy) odpowiednich połączeń międzysystemowych, z drugiej zaś kompatybilności rozwiązań stosowanych na poszczególnych rynkach krajowych. Przykładem mogą być szczegółowe rozwiązania odnośnie bilansowania sys-

temów – jeśli np. czas składania ostatecznych nominacji w jednym systemie przesyłowym jest znacznie bardziej restrykcyjny niż w innych, znacząco wpłynie to na elastyczność wszystkich regionalnych transakcji i stanowić będzie przeszkodę w rozwoju rynku ponadsystemowego. Inny przykład – wymagania jakościowe dotyczące gazu – jeśli w jednym systemie są znacznie wyższe niż w innych (co łatwo można uzasadnić ochroną interesów odbiorców), brak możliwości współpracy (wymiany) z tym systemem sparaliżuje rozwój rynku regionalnego.

Komisja Europejska zmierza do ujednoczenia zasad funkcjonowania rynków i przyjęcia standardów operacyjnych dla sieci o znaczeniu ponadlokalnym. Poza postanowieniami zawartymi w prawie wiążących przepisach europejskich wskazać należy w tym obszarze na niedawno opublikowane noty interpretacyjne do przepisów Rozporządzenia 1775/2005/WE. Interpretacje dotyczą zasad taryfowania usług przesyłowych oraz zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami. Intensywne prace dotyczą kolejnego projektu noty – w sprawie transparentności usług i dostępu do informacji. Noty nie wiążą wprawdzie w sensie prawnym, ale stanowią przemyślaną i kompleksową interpretację przepisów i jako takie będą stosowane w praktyce przez Komisję Europejską, a w przypadkach spornych o naruszenie norm rozporządzenia mogą stać się punktem odniesienia dla sądów.

Istotną barierą w swobodnym przepływie gazu są obiektywnie istniejące różnice jakości gazu oraz różne wymagania jakościowe dla gazu w poszczególnych systemach krajowych. Komisja Europejska podejmuje kroki zmierzające do stworzenia standardu współpracy systemów w tym zakresie – określenia parametrów jakościowych, które powinny być akceptowalne dla współpracujących systemów, uruchomienia monitoringu jakości gazu w systemie europejskim. Prace te potrwają kilka lat, ale szeroko komentuje się, że osiągnięcie sukcesu w tej dziedzinie stanie się milowym krokiem w integracji systemów.

Innym jeszcze narzędziem ujednoczania standardów operacyjnych są przyjmowane na zasadzie dobrowolnej do powszechnego stosowania we wszystkich krajach unijnych i przez wszystkie zaangażowane instytucje tzw. kodeksy dobrych praktyk. Od trzech lat funkcjonuje na rynku gazu kodeks dobrych praktyk w zakresie świadczenia usługi magazynowania gazu, a w końcowej fazie są prace zmierzające do przyjęcia takiego kodeksu w odniesieniu do zasad bilansowania systemów gazowych.

Najdalej idąca koncepcja ujednoczania zasad funkcjonowania rynków polega jednak na wyodrębnieniu elementów infrastruktury przesyłowej o znaczeniu europejskim (sieć europejska) i poddaniu jej odrębnemu europejskiemu reżimowi regulacyjnemu. Koncepcja ta, ograniczająca obszar krajowej suwerenności, jest obecnie we wstępnej fazie prac, wydaje się jednak, że w bliżej nieokreślonej przyszłości ten trudno akcepto-

walny model integracji okazać się może jedyną szansą na istotny postęp w dziele tworzenia wspólnego rynku.

6. Ograniczony rynek hurtowy

Niewystarczający wolumen energii w obrocie na rynkach typu spot oraz słabe bodźce rozwoju rynku hurtowego, czego przyczyną jest fakt związania znacznej ilości gazu długoterminowymi dwustronnymi kontraktami sprzedażowymi, stanowią kolejne przeszkody w rozwoju elastycznego zintegrowanego rynku. Dużą nadzieję na poprawę sytuacji wiązać można z efektywnym *unbundlingiem*, który pociągnie za sobą rzeczywiste rozdzielenie „biznesu” przesyłowego (technicznie uwarunkowanego) od swobodnego handlu gazem.

Inne bariery integracji rynku gazu

W odniesieniu do rynku gazu zwrócono uwagę na następujące inne problemy, stanowiące przeszkodę w rozwoju konkurencyjnego rynku europejskiego:

7. Długoterminowa rezerwacja zdolności przesyłowych, blokująca wymianę międzysystemową

Gazowe kontrakty długoterminowe z formułą „*take or pay*” mają destrukcyjny wpływ na rozwój rynku międzysystemowego zwłaszcza wówczas, gdy skutek długoterminowej rezerwacji zablokowana zostaje cała lub niemal cała dostępna zdolność przesyłowa – pojawia się ograniczenie i niemożność realizacji alternatywnych kontraktów.

8. Wysokie dla klientów koszty bilansowania – opłaty przewyższające koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne

Wysokie opłaty za niezbilansowanie stanowią przeszkodę wejścia na rynek dla nowych podmiotów, obracających początkowo stosunkowo nieznanym wolumenem gazu na rzecz nielicznych klientów – ryzyko niezbilansowania jest tu istotne a opłata za niezbilansowanie, o ile nie zostanie w całości przeniesiona na odbiorcę, dla którego taki koszt może być nieakceptowalny, obciąży budżet przedsiębiorstwa obrotu. Wszelkie bariery wejścia na rynek dla nowych podmiotów hamują postęp liberalizacji stanowiąc przy tym przeszkodę w integracji systemów.

9. Ograniczony dostęp do sieci

Oprócz problemu długoterminowych rezerwacji zdolności przesyłowych ograniczony dostęp do sieci spowodowany jest wyłączeniem pewnych elementów infrastruktury przesyłowej (tzw. nowej infrastruktury) spod reżimu regulowanego TPA.

10. Ograniczony dostęp do magazynów

Brak dostępu do magazynów gazu jest znaczącą przeszkodą dla rozwoju rynku, ze względu na brak możliwości zabezpieczenia dostaw i wymaganej elastyczności podażowej. Prawne obostrzenia, brak dostępnych

pojemności magazynowych, nieefektywność TPA w odniesieniu do magazynów gazu i wyłączenia spod reżimu TPA przyczyniają się do braku ekspansywności przedsiębiorstw obrotu gazem na innych rynkach.

Współpraca – rynki regionalne

Pomimo tak pesymistycznej diagnozy nie ustają wysiłki na rzecz budowy wspólnotowego rynku gazu. Ponieważ jednak liczba uczestników procesu integracji (aktualnie 27 krajów członkowskich UE, z wieloma krajowymi podmiotami – przedsiębiorcami, odbiorcami, politykami), jak i rozpiętość rozwiązań w tak licznej grupie wydały się nie do opanowania, podjęto (w ślad za dobrymi doświadczeniami „kolegów elektroenergetyków”) decyzję o budowie wspólnego rynku poprzez rozwój i następnie integrację rynków regionalnych. Ze względu na ryzyko „połaryzacji” przyjmowanych rozwiązań, a w konsekwencji braku możliwości integracji rynku europejskiego regulatorom krajowym powierzono funkcję koordynatora, zapewniającego efektywność prac i „kompatybilność” przyjmowanych w poszczególnych regionach rozwiązań.

Uzgodniony kształt regionalnych rynków gazu, jak i zasady organizacji prac w ramach tzw. Inicjatyw Regionalnych zostały przedstawione przez organizatora konsultacji, tj. ERGEG, uczestnikom Forum Madryckiego w maju 2006 r. Propozycja ta polega na utworzeniu czterech rynków regionalnych, które będą stanowiły platformę współpracy przedstawicieli operatorów systemów przesyłowych, użytkowników sieci, przedstawicieli rządów państw członkowskich oraz niezależnych organów regulacyjnych. Forum Madryckie, którego uczestnikami są przedstawiciele europejskich stowarzyszeń branżowych regulatorów, krajowych rządów i Komisji Europejskiej, przyjęło projekt rynków regionalnych z nadzieją, że staną się one dużym krokiem w kierunku zintegrowanego rynku gazu.

Rynek Południowo-Południowo-Wschodni

Zgodnie z tą pierwszą koncepcją podziału regionalnego Polska znalazła się w rynku „południowo-południowo-wschodnim” (REM South-South East). Według propozycji ERGEG-u, rynek „południowo-południowo-wschodni” funkcjonować ma w oparciu o *hub* w Baumgartem (na granicy austriacko-słowackiej). Jest to węzeł położony najbliżej terytorium Polski, który spełnia obecnie strategiczną rolę w przesyłaniu rosyjskiego gazu do większości państw UE. W przyszłości jego znaczenie może jeszcze wzrosnąć, jeżeli zapadnie decyzja o budowie gazociągu Nabucco. Ponadto udział Polski w tym rynku wydawał się obiecujący ze względu na ocenę opłacalności inwestycji na północy Polski (gazociąg, terminal LNG) i możliwy odbiór paliwa gazowego przez kraje regionu za pośrednictwem polskiego systemu gazowego.

Obecnie rynek „południowo-południowo-wschodni” realizuje swoją misję poprzez działanie w trzech obsza-

rach – po pierwsze, prowadzi monitoring i ocenę realizacji przez regionalnych operatorów systemów przesyłowych, postanowień Rozporządzenia 1775/2005 – po drugie zaś, analizuje szlaki przesyłu gazu w regionie, w celu identyfikacji problemów do rozwiązania na poszczególnych gazociągach. Trzeci obszar prac dotyczy koncepcji stworzenia regionalnego systemu zarządzania systemami przesyłowymi (*regional gas grid management*) mającej na celu ujednoczenie procedur związanych z dostępem do wszystkich sieci przesyłowych w regionie, szczególnie w przypadku przesyłania paliwa gazowego na duże odległości przez kilka systemów gazowniczych. Transakcje tego typu wymagałyby od zleceniodawcy kontaktu z jednym tylko operatorem (*regional one-stop-shop service provider*), który współpracowałby i rozliczał się z pozostałymi operatorami. Wdrożenie tego rozwiązania wymaga jednak wspólnego regionalnego systemu taryfowego entry-exit.

Rynek (połączony) Północny i Północno-Zachodni

W związku z prowadzoną przez rząd polityką gazową (nacisk na dywersyfikację dostaw gazu z zachodu – planowane połączenia infrastrukturalne złożeń skandynawskich z terytorium Polski), na wniosek Ministra Gospodarki, Prezes URE wystąpił do ERGEG z wnioskiem o włączenie Polski do prac w ramach grupy północno-północno-zachodniej. Do chwili obecnej przysługuje Polsce w tej grupie status członka kandydującego. Jeśli chodzi o zakres prac tej grupy, to skupiła się ona w czterech obszarach: zagadnienia regulacyjne (przegląd przepisów, stanu wdrożenia, sposobu aplikacji, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień związanych z inwestycjami), zagadnienia związane z przesyłaniem gazu (analiza funkcjonowania rynku pierwotnego i wtórnego handlu zdolnościami przesyłowymi i zarządzania ograniczeniami), techniczne aspekty zarządzania siecią (zasady dotyczące bilansowania i zarządzania jakością gazu) oraz zagadnienia rynkowe (rozwiązania dotyczące funkcjonowania handlu w węzłach »tzw. *hubach*«).

Prace na poziomie europejskim

Równoległe z pracami w ramach rynków regionalnych realizowane są prace na poziomie europejskim. Wielu ekspertów podkreśla, że kluczowym narzędziem liberalizacji i integracji rynku energii, rodzajem pączkującego zaczynu, jest całkowita niezależność podmiotów sieciowych od innych działalności energetycznych. Operator ma być całkowicie niezależny w zakresie podejmowania decyzji i realizować misję polegającą na dostarczaniu dóbr użyteczności publicznej kierując się wyłącznie własnym interesem gospodarczym. Najlepszą, proponowaną do przyjęcia w trzecim pakiecie legislacyjnym, formą wyodrębnienia jest rozdział właścicielski (ang. *ownership unbundling*). Choć tak daleko idące rozwiązanie okaże się prawdopodobnie trudne do zaakceptowania także dla „euro-

decydentów”, spodziewać się należy wzmocnienia regulacji aktualnie obowiązujących, które nie zapewniają zadowalającego stopnia niezależności.

Wskazuje się też na konieczność zacieśnienia współpracy pomiędzy odpowiednimi podmiotami krajowymi – oprócz współpracy między regulatorami dużo mówi się o koordynacji działań operatorów. Także w tym przypadku proponuje się instytucjonalizację współpracy w formie GTE+. Komisja dostrzega też duże wyzwanie w potrzebie obserwacji rozwoju sytuacji rynkowej i koordynacji działań zmierzających do budowy wspólnotowego rynku gazu.

W środowisku coraz bardziej konkurencyjnym wciąż większego znaczenia nabiera informacja – dostęp do aktualnych informacji na równoprawnych warunkach, szybkość gromadzenia i przetwarzania danych, dostęp do baz danych stają się narzędziami gry rynkowej. Stąd tak intensywne w ostatnim czasie prace nad notą interpretacyjną w sprawie transparentności i dostępu do informacji. Stąd też wciąż nowe technologie odczytu i zarządzania danymi pomiarowymi i wciąż większe zainteresowanie sektora tego typu narzędziami. Komisja Europejska dostrzega szansę w tych nowych technologiach, umożliwiających nie tylko odczyt i transfer danych o poborze energii, ale i np. efektywne zarządzanie popytem poprzez umożliwienie odbiorcy dostępu do danych o aktualnej na moment zużycia cenie energii.

Na liście priorytetowych zadań Komisja umieszcza poprawną implementację i rzeczywiste stosowanie dotychczas obowiązujących regulacji, z uwzględnieniem not interpretacyjnych do Rozporządzenia 1775/2005/WE. Ogromne zadanie przypisuje koordynacji dostępu do sieci (współpraca regulatorów i operatorów, wspólnym zasadom i systemom taryfowym), nieśmiało proponując nawet wyodrębnienie z istniejących systemów gazowych elementów sieci europejskiej (objętej odrębną regulacją, odrębnym kodeksem sieciowym). Do priorytetów zalicza także konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Największe nadzieje pokłada w postępie prac rynków regionalnych, stanowiących pierwszy krok do rynku zintegrowanego.

Szansy i zagrożenia

Ocenę szans i zagrożeń dla Polski związanych z integracją europejskiego rynku gazu rozpocząć należy filozoficznie – od stwierdzenia, że co jest szansą dla jednych, dla drugich oznacza zagrożenie. Testem prawdziwości tego stwierdzenia w odniesieniu do europejskiego gazownictwa może być analiza celów europejskiej i krajowej polityki energetycznej. Otóż w europejskiej polityce energetycznej, we wszystkich pracach realizowanych na poziomie wspólnotowym w ostatnich latach, przejawia się jako wspólny motyw potrzeba realizacji trzech wyzwań (celów):

- poprawa konkurencyjnej pozycji gospodarki europejskiej, związanej z realizacją celów określonych w Strategii Lizbońskiej,

- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, co w gazownictwie ściśle wiąże się z gospodarczymi i politycznymi relacjami z Rosją,
- zrównoważony rozwój, czyli trwały rozwój gospodarczy z uwzględnieniem wymogów ochrony klimatu i szeroko rozumianego środowiska – czyli realizacja celów protokołu z Kioto.

Panuje przy tym w unijnej polityce energetycznej przekonanie, że cele te traktować należy równoważnie i przed podjęciem jakiegokolwiek działania przeprowadzić należy rodzaj testu, odpowiadając na pytanie czy służy ono realizacji wszystkich trzech celów. Jeśli test wypada negatywnie dla któregoś obszaru, szuka się łagodzących rozwiązań w tym właśnie działaniu lub tym intensywniej pracuje się nad owym „pogarszanym” obszarem. Wskazuje się też na istnienie zjawiska wzajemnego nakładania się na siebie i wzmacniania pozytywnych efektów realizacji tych wyzwań. Tymczasem w polskiej polityce energetycznej, zarówno w programie elektroenergetycznym, jak i w większym jeszcze stopniu w programie dla przemysłu gazu ziemnego, widać zdecydowany prymat celu „zapewnienia bezpieczeństwa” nad pozostałymi, w szczególności nad wyzwaniem budowy konkurencyjnego rynku energii. Postuluje się wprost odroczenie liberalizacji rynku do czasu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Przy tym jako narzędzie do osiągnięcia stanu bezpieczeństwa dostaw gazu postrzega się zasadniczo dywersyfikację kierunków importu. Przyjmując taki punkt widzenia trudno jest pogodzić się z ideą liberalnego wspólnotowego rynku gazu i poważnie zaangażować w jego budowę.

Tymczasem szersze spojrzenie na samo bezpieczeństwo energetyczne, rozumiane jako stan, w którym zapewnione są trwałe (nieprzerywalne) dostawy energii o właściwej jakości i po uzasadnionej cenie, nieco zmienić może ocenę związku tych dwóch celów. Z punktu widzenia poczucia bezpieczeństwa krajowego odbiorcy nie jest bowiem obojętne, ile płacić będzie za gaz i jakiej jakości usługę otrzyma w zamian za swoje pieniądze, a tu doświadczenia (nie tylko polskie) z działalności monopolistów są, oględnie mówiąc, nie najlepsze... Wydaje się, że wpływ konkurencji na poprawę efektywności i jakości usług nie daje się zastąpić, trudno też wyobrazić sobie bardziej „uzasadnioną” cenę niż cena z rynku konkurencyjnego. W przykładzie tym widać ostro inny naturalny konflikt interesów – to co jest korzyścią monopolisty lub innego dominującego na rynku podmiotu nie ma zazwyczaj wiele wspólnego z korzyściami jego odbiorców. Oczywiście konflikt interesów odbiorcy z monopolistą realizować się może na poziomie hurtowych dostaw importowych, czego pewną ilustracją może być niezbyt fortunny finał jesiennych negocjacji cenowych na uzupełniające dostawy gazu do Polski na rok 2007. Stąd, jak należy domniemywać, bierze się tak trudna do zrozumienia i zaakceptowania dla przeciętnego Europejczyka gradacja celów w polskiej polityce dla przemysłu gazu ziemnego.



Elektrownia wodna Gałężnia (EW ENWOD)

3. Podsumowanie

Komisja Europejska jest na chwilę obecną absolutnie zdeterminowana i gotowa wdrożyć wszelkie dostępne środki w celu integracji europejskiego rynku energii (w tym rynku gazu). Przyszłość Polski w rynku europejskim nie rysuje się jednak w zbyt jasnych barwach. Daleko w tyle pozostają rozwiązania systemowe – powszechna w Europie koncepcja rozdzielenia kontraktowych od fizycznych przepływów gazu i handlu gazem w tzw. węzłach (*hubach*) zaskakuje nas swoją rewolucyjnością, system taryfowy stanowi w swej konstrukcji przeszkodę w uelastycznianiu rynku, zaś dyskusja o taryfach entry-exit bardzo nieśmiało wychodzi poza gabinety teoretyków, dopiero od niespełna roku podmioty zamawiające usługę przesyłową obarczone są odpowiedzialnością za nietrafne nominacje i własne niezbilansowanie, o rynku wtórnym trudno jest w ogóle rozmawiać... Nie wiadomo nawet, jaki wewnętrzny rynek gazu budujemy, bo wobec braku rozporządzenia tzw. systemowego jego model nie jest jeszcze przesądzony. Strona popytowa rynku jest nieświadoma swoich praw i przyzwyczajona do kompletnie biernej postawy wobec przedsiębiorstw energetycznych. Raczujący operator pozostający własnością Skarbu Państwa umiarkowanie zaciekle walczy o rynkowe rozwiązania, a jeśli chodzi o resztę sektora – o możliwościach konkurencji z krajowym gigantem najlepiej wypowiadać się powinni potencjalni konkurenci. Zaangażowanie Polski we współpracę europejską, w szczególności w prace rynków regionalnych, w których małymi kroka-

mi dokonuje się rzeczywiste dzieło integracji, przypomina przysłowiowe „gonienie króliczka”. Wobec takiej postawy Polski w pracach na forum regionalnym i europejskim przytłaczają aktualne staje się inne powiedzenie: „kto nie idzie naprzód ten się cofa”. Polska odpowiedzieć sobie musi jeszcze raz na pytanie, czy interesuje nas integracja, jeśli tak – zgodnie stanąć powinniśmy do konstruktywnej współpracy z sąsiednimi systemami – jeśli nie – okazać się może za kilka lat, że zamiast europejskiej integracji mieć będziemy naszą własną, jakby na dzisiejsze zamówienie skrojoną pozaeuropejską izolację. Pozostają wątpliwości, czy taki rozwój sytuacji zgodny jest z polskim tzw. interesem narodowym.

Bo w sprawie oceny, czy utrwalanie „ryнку producenta” (silnej pozycji podmiotu dominującego), w miejsce stwarzania warunków dla rozwoju konkurencji i rynku odbiorcy, na którym to klient swoimi decyzjami nagradza i promuje efektywnych, jest zgodne z interesem krajowego odbiorcy, nikt chyba nie będzie mieć wątpliwości.



Autorka jest radcą Prezesa URE,
pracownikiem Departamentu
Promowania Konkurencji URE

RAPORT W SPRAWIE DOCHODZENIA W SEKTORZE ENERGII

Komisja Europejska wszczęła 17 czerwca 2005 r. dochodzenie sektorowe w odniesieniu do europejskich rynków energii. Jego podstawą był art. 17 Rozporządzenia 1/2003. Wstępne wyniki przedstawiono w formie Dokumentu Problemowego (*Issues Paper*)¹⁾, opublikowanego 15 listopada 2005 r. Następnie przedstawiono 16 lutego 2006 r. Raport Wstępny (*Preliminary Report*)²⁾, po którym Komisja zainicjowała publiczne konsultacje. Swój wkład wniosły przedsiębiorstwa prowadzące działalność w sektorze zarówno te już obecne, jak i wchodzące na rynek, a także krajowe organy regulacji, ochrony konkurencji, firmy konsultingowe, kancelarie prawnicze, przedsiębiorstwa obrotu energią, operatorzy sieci, odbiorcy, konsorcja przemysłowe oraz krajowe agencje rządowe. Raport Końcowy (*Final Report*)³⁾ opublikowano 10 stycznia 2007 r. Z uwagi na ogromną wagę dokumentu poniżej przedstawiamy Państwu w tłumaczeniu z angielskiego główne konkluzje zawarte w Raporcie.

KONKLUZJE DLA SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Pierwsza faza dochodzenia w sektorze energii

Koncentracja i siła rynkowa

Odbiorcy podchodzą z nieufnością do funkcjonowania rynków hurtowych, ponieważ podejrzewają dużych wytwórców o manipulacje na rynkach spot i forward. Uważają, że przyczyniły się one do ostatnich wzrostów cen. Koncentracja ma bowiem kluczowe znaczenie dla cenotwórstwa. Pozostałe czynniki, czyli ceny paliw i oddziaływanie unijnego Systemu Handlu Emisjami, mają znaczenie mniejsze.

Większość rynków hurtowych wciąż ma wymiar krajowy. W większości krajów członkowskich UE poziom koncentracji w wytwarzaniu jest wciąż wysoki, co umożliwia wytwórcom wykorzystywanie siły rynkowej. Poziom koncentracji w obrocie jest mniej zauważalny niż w wytwarzaniu. Dzieje się tak zwłaszcza na rynkach forward, gdzie energią obraca się kilkukrotnie zanim nastąpi jej fizyczna dostawa. Mimo to, wszystkie rynki

spot i forward – nawet te najlepiej rozwinięte, są zależne od kilku graczy posiadających więcej mocy wytwórczych netto w porównaniu do dostaw, które realizują.

Jak wynika z analizy sytuacji na niektórych giełdach energii, dysponenci mocy wytwórczych we Włoszech, Hiszpanii i Danii mają możliwość bezpośredniego wpływania na ceny drogą nadmiernych cen ofertowych. Na innych rynkach panuje podobna sytuacja.

Oprócz nadmiernych cen ofertowych, najwięksi dysponenci mocy wytwórczych mogą windować ceny drogą zmniejszania mocy wytwórczych. W tym zakresie zaobserwowano, że wskaźnik obciążenia jednostek wytwórczych w ostatnim okresie czasu wzrósł w Niemczech i we Francji, co sugeruje lepszą efektywność, ale i słabszą równowagę popytu i podaży. Równocześnie stwierdzono znaczne zmniejszenie mocy wytwórczych w Niemczech – z których większość charakteryzowała się niskimi kosztami krańcowymi – pomimo powolnego wzrostu popytu. Także niektóre elektrownie o średnio niskich kosztach krańcowych w pełni nie pracowały w tym okresie.

Konsolidacja i integracja pionowa

Konsolidacja pionowa wytwarzania i dostaw zmniejsza zachęty do korzystania z rynków hurtowych, co może prowadzić do zmniejszania ich płynności. Rynki hurtowe, które nie są płynne, stanowią przeszkodę dla wejścia na rynek, ponieważ w tym wypadku ceny na takich rynkach cechują się dużą zmiennością. Rynki hurtowe niestabilne cenowo mogą zmuszać nowych graczy do wejścia na rynek jako pionowo zintegrowany wytwórca i jednocześnie dostawca, co jeszcze bardziej utrudnia wejście na rynek.

Stopień konsolidacji pionowej wytwarzania i dostaw różni się znacząco w krajach członkowskich UE. W większości tych krajów niewiele przedsiębiorstw zajmuje „długą” pozycję, co może prowadzić do wysokiego „stopnia koncentracji”. Programy VPP (aukcji energii elektrycznej) prowadzone w niektórych krajach (np. we Francji), służą poprawie koncentracji. Kontrakty długoterminowe w swej istocie mają efekt podobny do konsolidacji pionowej.

Konsolidacja pionowa dostaw i działalności sieciowej (zarówno przesyłowej jak i dystrybucyjnej) zmniejsza zachęty ekonomiczne dla operatora sieci do ułatwiania dostępu do niej stronom trzecim oraz do jej rozbudowy zgodnie z potrzebami odbiorców. W opinii wielu respondentów obecne wymogi *unbundlingu* prawnego nie powstrzymują przedsiębiorstw zintegro-

1) http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/issues_paper15112005.pdf

2) <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>

3) http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part1.pdf

wanych pionowo przed faworyzowaniem swoich spółek zależnych realizujących dostawę. Dzieje się tak ze szkodą dla konkurencji.

Wielu respondentów podniosło zarzuty o pojawiających się przeszkodach podczas przyłączania do sieci nowych jednostek wytwórczych. Obecnie nie ma możliwości sprawdzenia, czy twierdzenia o występujących ograniczeniach – czy kosztach dodatkowych inwestycji w sieci – są uzasadnione.

Jeśli chodzi o sieci dystrybucyjne, to respondenci spośród wielu istotnych kwestii największą uwagę przykładali do nieodpowiednich procedur zmian sprzedawcy, braku „chińskich murów” pomiędzy działalnością sieciową a dostawami oraz do dyskryminujących taryf dostępu do sieci.

Integracja rynkowa

Eksport nie ogranicza skutecznie koncentracji na rynkach krajowych i nie wywiera presji konkurencyjnej na operatorów zasiedziały. W wyniku tej sytuacji odbiorcy mogą być zmuszeni do płacenia o wiele więcej za energię elektryczną, niż jest to konieczne. Najważniejsze przyczyny nieodpowiedniej integracji rynku to:

- niewystarczające zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych,
- nieefektywne metody zarządzania ograniczeniami (uwzględniając aukcje typu „*explicite*”),
- istotne różnice w zasadach administrowania rynkami energii elektrycznej w ramach oraz pomiędzy strefami kontrolnymi,
- długoterminowe rezerwy transgranicznych zdolności przesyłowych, częściowo zawarte na warunkach dyskryminujących innych graczy,
- brak odpowiednich zachęt do inwestowania w dodatkowe zdolności przesyłowe.

Przejrzystość

Panuje przeświadczenie o konieczności większej przejrzystości. Uznaje się ją za kluczowy środek pozastrukuralny, który ma służyć poprawie konkurencji na rynkach energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Brak przejrzystości jest przeszkodą w przypadku wejścia na rynek, czyni konkurencję pomiędzy graczami bardzo nierówną i wpływa niekorzystnie na funkcjonowanie rynków hurtowych.

W większości państw członkowskich przejrzystość nie jest satysfakcjonująca. Obserwuje się duże różnice pomiędzy państwami członkowskimi, mające negatywny wpływ na równe warunki gry rynkowej. Ponad 80% wszystkich uczestników rynku jest niezadowolonych z obecnego poziomu przejrzystości na rynku i dodaje, że nie wszystkie informacje, które są konieczne, ważne i użyteczne, są upubliczniane.

Istnieje potrzeba upubliczniania informacji technicznych o dostępności połączeń transgranicznych i sieci operatorów sieci przesyłowych, o mocach wytwórczych, o bilansowaniu, o mocach rezerwowych i o obciążeniu.

Finansowe prawo unijne nakłada niewielkie wymogi przejrzystości na rynki i graczy na hurtowych rynkach energii elektrycznej. Tak samo niewielkie wymogi nakładają przepisy sektorowe.

Wymogi przejrzystości są bardzo zróżnicowane w poszczególnych krajach, podobnie jak uwarunkowania gry rynkowej. Dla przykładu tylko rynek NORDPOOL wyraźnie zabrania zawierania transakcji zanim niektóre informacje staną się publicznie dostępne dla wszystkich graczy. Co więcej, doświadczenia ze skuteczności stosowania dotychczasowych przepisów i reguł obowiązujących na poszczególnych rynkach krajowych bardzo się różnią. Tylko rynek NORDPOOL ma spore doświadczenia pod względem efektywności i skuteczności funkcjonowania.

Biorąc powyższe pod uwagę trzeba stwierdzić, że istnieje pilna potrzeba, aby wszyscy uczestnicy rynku upubliczniali o wiele więcej informacji. Mogą być do tego konieczne nowe wykładnie, zmiany istniejących przepisów prawnych lub nawet stworzenie nowych ram prawnych, i to zgodnie z niedawnymi wskazówkami ERGEG-u z października 2006 r. Wymogi przejrzystości mogą pełnić rolę środków naprawczych w sprawach dotyczących konkurencji, biorąc pod uwagę fakt, że większy stopień przejrzystości może przyczynić się do ograniczenia nadużywania siły rynkowej.

Od momentu opublikowania Raportu Wstępnego (*Preliminary Report*) miały miejsce znaczne postępy w obszarze przejrzystości hurtowych rynków energii elektrycznej. Niektóre zmiany wydają się być właśnie pokłosiem Dochodzenia w sektorze energii. Oczekuje się, że dalsze zmiany nastąpią niebawem, np. przyjęcie wytycznych w sprawie przejrzystości.

Ceny

Do niedawnego wzrostu cen w niektórych państwach członkowskich mogła się przyczynić wyższa cena gazu wykorzystywanego w przypadku krańcowych jednostek wytwórczych o takim właśnie paliwie. Jednak równocześnie ceny węgla pozostawały na niezmiennym poziomie, co wciąż nie wyjaśnia powodu wzrostu cen energii elektrycznej. Ekonomisci nie mają pewności do jakiego stopnia do wzrostu cen energii elektrycznej mogą się przyczyniać uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. Należy dążyć do wszelkich starań, by stosowanie europejskiego Systemu Handlu Emisjami nie stało się kolejną barierą dla nowych graczy, chcących rozpocząć działalność na polu wytwarzania energii elektrycznej.

Odbiorcy przemysłowi utrzymują, że producenci energii elektrycznej nie powinni mieć możliwości brania pod uwagę wartości uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ponieważ były one przydzielane bezpłatnie. Wytwórcy twierdzą, że wartość uprawnień to koszt alternatywny, który mają prawo uwzględnić. Obecnie w Niemczech prowadzone jest w tym zakresie postępowanie antymonopolowe.

Taryfy publiczne dla energii elektrycznej mają niekorzystny wpływ na rozwój konkurencji na rynku, złasz-

cza jeśli ich stawki są znacznie poniżej poziomu cen hurtowych oraz gdy obejmują dużą część odbiorców uprawnionych. Mechanizmy wsparcia dla dużych odbiorców o wysokiej energochłonności powinny być zgodne z prawem antymonopolowym i przepisami o pomocy rządowej.

Druga faza dochodzenia – wyniki konsultacji publicznych w sektorze energii elektrycznej

Dystrybucja i sprzedaż

Odbiorcy przemysłowi są związani długoterminowymi umowami z dostawcami zasiedziały, jednakże stopień tych powiązań różni się pomiędzy państwami członkowskimi. W niektórych państwach członkowskich długość kontraktów detalicznych może mieć kluczowe znaczenie dla dostawców alternatywnych, którzy w tej sytuacji mogą mieć mniejsze możliwości wejścia na rynek z sukcesem.

Sytuacja w państwach członkowskich jest zróżnicowana pod względem liczby konkurencyjnych ofert, pomiędzy którymi odbiorca może dokonywać wyboru. Liczba ofert jest szczególnie niesatysfakcjonująca w tych krajach, które charakteryzują się wysokim poziomem koncentracji w wytwarzaniu.

Wątpliwości pod względem równych warunków konkurencji budzą także niektóre zapisy standardowych umów, które z góry przewidują szczegółowe sposoby wykorzystania energii.

Bilansowanie na otwartym rynku energii elektrycznej

Rynki bilansujące charakteryzują się wysokim stopniem koncentracji, co kreuje pole do wykorzystywania siły rynkowej. W takiej sytuacji nowi dostawcy są narażeni na ryzyko zbyt dużej nierównowagi cen i/lub nadmiernych opłat sieciowych. Jest to kolejną barierą dla wejścia na rynek, co ma wpływ na dalsze osłabienie konkurencji na rynku dostaw. Rozszerzenie geograficznego obszaru kontroli ograniczyłoby koncentrację na rynkach bilansujących.

Zasady obowiązujące na rynkach bilansujących nie są zgodne pod względem rynkowym. Harmonizacja zasad obowiązujących na rynkach bilansujących wpłynęłaby na zmniejszenie na nich koncentracji, uprościłaby handel na obszarze UE i dzięki temu usunęłaby przeszkody w handlu. Dalsza integracja jest wyzwaniem wymagającym jeszcze większych wysiłków ze strony krajowych organów regulacyjnych i operatorów systemów przesyłowych, zwłaszcza, jeśli chodzi o rozwiązania na poziomie europejskim. Kontekst obowiązujących przepisów krajowych jest w tym zakresie bardzo ważny (patrz dokument ERGEG Wytyczne Dobrej Praktyki w sprawie Integracji Rynków Bilansujących

Energii Elektrycznej – *ERGEG Guidelines of Good Practice on Electricity Balancing Markets Integration*).

Posiadanie przez operatorów sieci przesyłowych powiązanych z nimi jednostek wytwórczych może skłaniać operatora do kupowania rezerw mocy tych jednostek. Wyniki dochodzenia wskazują na znaczne różnice w wielkościach mocy rezerwowych kupowanych przez operatorów. Nie dowiedziono, że do takiej sytuacji przyczynia się brak *unbundlingu* właścicielskiego. Jednakże jasnym jest, że *unbundling* właścielski w tej sytuacji wyeliminowałby bodźce ekonomiczne dla operatora systemu przesyłowego do kupowania zbyt dużych ilości mocy rezerwowych. Ponadto operatorzy systemów przesyłowych wydzieleni właścielsko byłiby bardziej zainteresowani podejmowaniem szerszej współpracy, wzmacniając konkurencję i integrację (bilansujących) rynków energii elektrycznej w Unii Europejskiej.

KONKLUZJE DLA SEKTORA GAZU

Zapewnienie nowym uczestnikom rynku dostępu do źródeł surowca stanowi podstawowy warunek podnoszenia poziomu konkurencji w Europie. Istnieją trzy podstawowe kierunki dostaw: import, wydobycie krajowe i rynek hurtowy. Przedsiębiorstwa zasiedziałe w dalszym ciągu utrzymują pozycję dominującą dzięki sprawowaniu większościowej kontroli nad importem, a w wielu przypadkach również – wydobyciem krajowym. Sprawowanie kontroli nad dostawami z importu jest w dalszym ciągu możliwe dzięki podpisaniu kontraktów długoterminowych z producentami.

Nowi uczestnicy rynku mogą pozyskiwać paliwo gazowe bezpośrednio od producentów albo na krajowym rynku hurtowym. Przedsiębiorstwa zasiedziałe zawarły z producentami długoterminowe kontrakty importowe, które obejmują prawie cały wolumen produkcji pozyskiwany z obecnie eksploatowanych złóż gazowych, których położenie umożliwia wykorzystanie transportu rurociągowego. Z tego też powodu nowi uczestnicy rynku mają ograniczone możliwości pozyskiwania gazu bezpośrednio od producentów.

Pomimo tego, że przedsiębiorstwa zasiedziałe tylko niewielką część swojego gazu sprzedają za pośrednictwem węzłów handlu gazem (ang. *hubs*), to jednak udaje im się zdominować handel w przypadku większości funkcjonujących obecnie giełd energii, podczas gdy – w tym samym czasie – większość narodowych rynków gazu ziemnego nie jest wystarczająco płynna, aby zapewnić wystarczającą dostępność gazu ziemnego, a tendencje w zakresie kształtowania jego cen nie odzwierciedlają w pełni dynamiki sytuacji popytowej. Brak płynności rynków pogłębia się poprzez klauzule zawarte w kontraktach długoterminowych, podpisanych przez przedsiębiorstwa zasiedziałe, które pozwalają na uniknięcie sytuacji prowadzącej do powstania nadwyżki lub deficytu po stronie zasiedziałego importera gazu ziemnego. Powoduje to wyco-

fywanie się ich z aktywnego upłynniania nadwyżek zakupionego gazu z wykorzystaniem narodowych hurtowych rynków gazu.

Integracja rynku

Obrót transgraniczny nie wywiera obecnie żadnej presji konkurencyjnej na rynki hurtowe Unii Europejskiej. Silna pozycja rynkowa przedsiębiorstw zasiedziały na swoich tradycyjnych rynkach krajowych idzie w parze z brakiem sprzedaży na innych rynkach. Nowi uczestnicy rynku nie są w stanie zapewnić sobie dostępu do mocy przesyłowych na rynkach pierwotnych w przypadku podstawowych szlaków tranzytowych z powodu dominacji kontraktów długoterminowych zawartych pomiędzy zasiedziałym operatorem gazowej sieci przesyłowej oraz – co jest typowe – powiązanymi przedsiębiorstwami obrotu. Oczekuje się, że sytuacja w najbliższej perspektywie nie ulegnie zmianie ze względu na postanowienia kontraktów zawartych przed okresem liberalizacji (o typowym czasie trwania od 15 do 20 lat). Czas obowiązywania tych kontraktów wykracza poza ten okres ze względu na zamieszczenie w nich klauzul skutkujących automatycznym przedłużeniem ich obowiązywania.

Stoperń, w jakim konsumenci pozostają długoterminowo powiązani z dominującymi przedsiębiorstwami, w znacznym stopniu różni się pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi. W niektórych państwach członkowskich długość trwania umów zwartych z odbiorcami przemysłowymi oraz kontraktów zawartych z lokalnymi przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi i obrotowymi może mieć znaczący wpływ na możliwości wejścia na rynek, jakie otwierają się przed niezależnymi przedsiębiorstwami obrotu. Skumulowany efekt kontraktów długoterminowych zawartych na czas nieokreślony, umów, które zawierają klauzule przewidujące ich automatyczne odnowienie, a także długie okresy wypowiedzenia, mogą mieć znaczący wpływ na poziom konkurencji i model funkcjonowania rynku.

Restrykcje w zakresie dysponowania zakupionym paliwem gazowym w połączeniu z restrykcyjnymi praktykami stosowanymi przez przedsiębiorstwa obrotu ograniczają konkurencję oraz uniemożliwiają podniesienie poziomu rentowności przez odbiorców paliw.

Ograniczenia infrastrukturalne

Prawny oraz organizacyjny *unbundling* działalności sieciowej, wymagany przez Dyrektywę 2003/55/WE, nie został do tej chwili całkowicie wdrożony. A nawet w przypadku jego literalnej implementacji do krajowego systemu prawnego, przedsiębiorstwa zasiedziały w dalszym ciągu zachowują dostęp do informacji gromadzonych przez operatora, np. dzięki posiadaniu swoich przedstawicieli w radzie nadzorczej lub zarządzie przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Ponadto sprzedawcy oraz operatorzy sieci w wielu przypadkach w dalszym ciągu stosują te same logo marketingowe, nazwy handlowe, budynki oraz systemy informatyczne. Wiele skarg składanych na działalność powiązanych operatorów sieci, faworyzujących przedsiębiorstwa powiązane, zgłaszanych jest nawet w przypadku tych państw członkowskich, w których zapisy dyrektywy zostały już dawno wprowadzone do krajowego porządku prawnego. Co więcej, pozioma integracja działalności operatorskiej prowadzi do konfliktu interesów powodujący m.in. wypaczenie efektów zachęt inwestycyjnych.

W przypadku większości przeciążonych gazociągów przesyłowych liczba podań o udostępnienie wolnych mocy przesyłowych (składanych w większości przez nowych uczestników rynku) istotnie przewyższa techniczną zdolność przesyłową tych połączeń. Świadczy to o znaczącym stopniu deficytu mocy przesyłowych. Nawet w przypadku gdy zdolność przesyłowa poszczególnych gazociągów przesyłowych została zwiększona, nowe moce przesyłowe pozostały w dyspozycji tych przedsiębiorstw, które już poprzednio nimi dysponowały. Obecnie obowiązujące przepisy w zakresie finansowania preferują dotychczasowych potentatów i stwarzają bariery dla nowych, drobnych uczestników.

Co więcej, dostęp do zdolności przesyłowych na rynku wtórnym, który w teorii powinien być otwarty dla nowych uczestników rynku, nie stwarza nowym uczestnikom możliwości nabycia takich zdolności, ponieważ w większości przypadków rynek wtórny został opanowany przez zasiedziałe przedsiębiorstwa obrotu z innych państw członkowskich oraz wielkich producentów gazu ziemnego. Sytuacja w zakresie dostępności mocy jest dodatkowo skomplikowana brakiem efektywnego zarządzania ograniczeniami sieciowymi w przypadku większości połączeń transgranicznych. Nowi uczestnicy rynku muszą zadowolić się przesyłaniem małych wolumenów na zasadach przerywanych.

Dochodzenie Komisji Europejskiej w sprawie przyczyn wystąpienia mniejszych niż oczekiwane dostaw gazu ziemnego na Wyspy Brytyjskiej podczas ostatniej zimy, pozwoliło na dokonanie pogłębionej analizy funkcjonowania sieci przesyłowych Północno-Zachodniej części UE. Wyniki przeprowadzonego dochodzenia potwierdzają generalne konkluzje raportu dotyczących uciążliwości fizycznych oraz kontraktowych ograniczeń przesyłowych utrudniających transgraniczny przepływ gazu ziemnego. Poczynione spostrzeżenia potwierdzają potrzebę podjęcia bardziej zdecydowanych kroków w zakresie rozbudowy połączeń transgranicznych oraz prowadzą w kierunku zbudowania bardziej przejrzystych, a także lepiej funkcjonujących rynków wtórnych. Ilustrują również znaczenie zarządzania ograniczeniami związanymi z nową infrastrukturą jak na przykład terminale LNG.

Zasowe oraz przestrzennie zróżnicowanie funkcjonowania mechanizmów bilansowania skutkuje dużym rozdrobnieniem obsługiwanych odbiorców, co stanowi

istotny problem zwłaszcza w przypadku małego udziału w rynku. Trudności w tym zakresie stanowią główną przeszkodę dla wchodzenia na rynek nowych uczestników obrotu. Większa płynność rynku powinna pomóc przedsiębiorstwom obrotu w procesie wymiany pozycji niezbilansowanych oraz redukcji kosztów z tego tytułu.

Harmonizacja stosowanych zasad nominowania przepustowości oraz bilansowania – w granicach możliwości sieci gazowych – jakości paliwa gazowego przyczynia się do ograniczenia kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw. W przypadku jednak, gdy harmonizacja wymagań w zakresie parametrów fizyko-chemicznych gazu nie jest możliwa, powinny zostać podjęte uzasadnione ekonomicznie działania zmierzające do rozwiązania tych problemów.

Dostęp do pojemności magazynowych jest utrudniony z powodu dokonanych rezerwacji długoterminowych. W niektórych przypadkach zarezerwowana pojemność magazynowa nie zostaje w pełni wykorzystana. Co więcej, przepisy prawa dotyczące oddzielenia działalności w zakresie podziemnego magazynowania gazu od działalności obrotowej są niejasne, co jest sprzeczne z zasadą niedyskryminacji. Inwestycje w nowe pojemności magazynowe mogą zostać zahamowane ze względu na partykularne interesy zasiedziały przedsiębiorstw narodowych. Wskazuje to na potrzebę rozważenia problemu magazynowania gazu w perspektywie europejskiej.

Dostawy LNG poszerzają możliwości zaopatrywania się w paliwo gazowe w Europie i spełniają niezwykle istotną rolę w procesie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz podnoszenia poziomu konkurencji pomiędzy dostawcami. W tej sytuacji muszą być kontynuowane dostawy gazu skroplonego LNG, które przyczyniają się do obniżenia poziomu koncentracji podaży na rynkach detalicznych.

Obecnie prowadzone są znaczne inwestycje w terminale LNG. Ich kontynuacja jest planowana w nadchodzących latach. Inwestycje w niektóre terminale regazyfikacyjne LNG zostały objęte zwolnieniem z obowiązku stosowania zasady dostępu stron trzecich pod warunkiem spełnienia warunków ustalonych przez krajowy organ regulacji po uzyskaniu akceptacji Komisji Europejskiej. Kryteria, na jakich przyznawane były zwolnienia, pozwolą na osiągnięcie równowagi pomiędzy chwilowym obniżeniem poziomu konkurencji na skutek przyznanych inwestorom przywilejów, oraz korzyściami w zakresie podnoszenia poziomu konkurencji w momencie ukończenia inwestycji.

Ceny oraz dostęp do informacji

Ceny wykazywane w zwartych przez przedsiębiorstwa europejskie długoterminowych kontraktach na dostawy gazu ziemnego są obecnie indeksowane głównie w oparciu o notowania ciężkich i lekkich produktów ropopochodnych.

Przedsiębiorstwa z Holandii, Norwegii i Rosji, trzech głównych producentów gazu ziemnego w Europie,

sprzedają gaz po cenach indeksowanych w oparciu o notowania ciężkiej i lekkiej ropy naftowej. Przedsiębiorstwa z Wielkiej Brytanii oraz innych państw członkowskich produkujących ropę naftową stosują bardziej skomplikowane wskaźniki indeksacji, które wykorzystują notowania wynikające z transakcji dokonywanych w centrach handlu gazem.

Ceny ustalone w węzłach handlu gazem podlegają większej zmienności. W szczególności ceny wynikające z obrotów dokonywanych w węzłach handlu gazem różnią się znacznie na skutek corocznych sezonowych zmian popytu na energię, które wynikają ze wzrastającego popytu zgłaszanego przez odbiorców końcowych. Te sygnały cenowe nie zostały jednak uwzględnione w realizowanych przez strony kontraktach długoterminowych, które zawierają mechanizmy indeksacyjne.

Długoterminowe kontrakty na dostawy gazu z cenami indeksowanymi w oparciu o notowania paliw gazowych także wykazują sezonowość, jednakże średnia z cen ważona wolumenem obrotu wykazuje na ich zbieżność z poziomem stosowanym w przypadku kontraktów długoterminowych indeksowanych w oparciu o notowania ropy naftowej, które nie wykazują zależności związanej z sezonowością poboru paliwa gazowego oraz dynamicznych zmian związanych z reakcją na zmieniający się popyt. Wynika to z faktu, że kontrakty indeksowane w oparciu o notowania ogłaszane przez węzły handlu gazem prowadzą do ustalenia zwiększonych cen gazu podczas zimowych miesięcy szczytowego poboru, gdy następuje wzrost popytu na paliwo gazowe.

Sytuacja jest szczególnie skomplikowana z powodu braku dostępności informacji, co uniemożliwia podnoszenie efektywności funkcjonowania rynków hurtowych gazu. Sytuacja w tym zakresie jest dodatkowo skomplikowana z powodu braku efektywnego reżimu regulacji, który sprzyja utrzymywaniu pozycji dominującej przedsiębiorstw zasiedziały, co także przyczynia się do poważnego spowolnienia rozwoju konkurencji.

Użytkownicy sieci domagają się podniesienia poziomu dostępności informacji na temat dostępności sieci, mocy przesyłowych w połączeniach transgranicznych oraz pojemności magazynowych. Uczestnicy rynku chcieliby otrzymywać bardziej szczegółowe informacje niż jest to wymagane zapisami Dyrektywy Gazowej oraz wytycznymi, które zostały wydane w związku z jej zapisami, jak na przykład dane o niewykorzystanych mocach przesyłowych.

Za konieczne nowi uczestnicy rynku uważają stworzenie jednolitej internetowej platformy informacyjnej dotyczącej dostępnych mocy przesyłowych wszystkich połączeń tranzytowych.

Podsumowanie konsultacji publicznych w drugiej fazie dochodzenia

Wnioski z Raportu Wstępnego (*Preliminary Report*) zostały potwierdzone w trakcie procesu konsultacji społecznych. Respondenci ogólnie podzielają wnioski

Komisji Europejskiej, szczególnie ci, którzy nie są powiązani interesami z graczami zasiedzającymi na rynku. Niemniej jednak, nawet zasiedziali gracze zgadzają się w wielu miejscach z analizą sektora, zawartą w Raporcie Wstępnym. Głównym zagadnieniem dzielącym respondentów jest kwestia powodzenia i skuteczności obecnych ram prawnych odnośnie *unbundlingu*. Wyniki konsultacji społecznych potwierdzają ogólne konkluzje Raportu Wstępnego i sugerują utrzymanie obecnego kierunku działań zmierzającego do dalszego otwarcia rynku i większej integracji.

Uwagi końcowe

Dochodzenie w Sektorze Energii określiło wiele poważnych przeszkód na drodze do pełnego korzystania przez odbiorców z dobrodziejstw i pożytków płynących z procesów liberalizacji. Rezultaty Dochodzenia w pełni potwierdzają wnioski zawarte w Komunikacie Komisji Europejskiej – „Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu” (*Prospects for the in-*

ternal gas and electricity market). Komisja Europejska opublikowała powyższy komunikat jako uzupełnienie do Zielonej Księgi oraz jako materiał poprzedzający Strategiczny Przegląd Energetycznego UE (*Strategic EU Energy Review*). Powyższe dokumenty przybliżają propozycje Komisji Europejskiej w obszarze reformy regulacji, a także w odniesieniu do Wewnętrznego Rynku Energii, który jest zrównoważony, konkurencyjny i zapewnia bezpieczeństwo dostaw. Raport Końcowy formułuje wnioski także w obszarze stosowania unijnego prawa konkurencji. Dokumenty te mają na celu zidentyfikowanie przeszkód w tworzeniu Wewnętrznego Rynku Energii w Europie i zaproponowanie środków naprawczych w celu przezwyciężenia tych przeszkód w taki sposób, aby odbiorcy mogli w pełni korzystać z dobrodziejstw i pożytków pełnego otwarcia rynków energii.

Opracowali: Rafał Roston, Piotr Starega,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

ENERGIA NUKLEARNA W UNII EUROPEJSKIEJ

Aleksandra Gawlikowska-Fyk

Obecny popyt na energię w Unii Europejskiej liczącej 27 członków jest zapewniany w 38% przez ropę naftową, w 24% przez gaz ziemny, w 18% przez węgiel, w 14% przez paliwa jądrowe oraz w 6% przez odnawialne źródła energii¹⁾. Oznacza to, że ponad 80% zapotrzebowania jest pokrywane paliwami kopalnymi. Zgodnie z prognozami Międzynarodowej Agencji Energii²⁾ (MAE) popyt na energię będzie wzrastał w okresie do 2030 r. średniorocznie o 1,6% według tzw. scenariusza referencyjnego (zakładającego utrzymanie obecnych tendencji) lub 1,2% według tzw. scenariusza alternatywnego (uwzględniającego zmianę polityki energetycznej umożliwiającą m.in. zmniejszenie zużycia energii). W każdym razie MAE szacuje, że w omawianym horyzoncie czasowym zapotrzebowanie na energię pierwotną zwiększy się o 37% (nawet do 50%). A paliwa kopalne nadal pozostaną najważniejszymi nośnikami energii.

Unia Europejska, której priorytety w dziedzinie energii są wyraźnie wyznaczone w Zielonej Księdze z 2006 r. – konkurencyjność, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i zrównoważony rozwój – podejmuje liczne dzia-

łania mające na celu ograniczanie różnego rodzaju zagrożeń związanych z zależnością unijnej gospodarki od paliw kopalnych. Ryzyka takie są różnorodne. Przede wszystkim zasoby pewne paliw kopalnych są ograniczone – dotyczy to przede wszystkim ropy naftowej i gazu ziemnego. W przypadku ropy przewaga popytu nad podażą przejawia się we wzroście cen surowca. Natomiast na rynku gazu, którego ceny ustalane są w oparciu o ceny ropy naftowej – zwiększony popyt może wywołać dostosowania polegające również na ograniczeniu dostaw surowca. Wysokie ceny ropy i gazu są skutkiem nie tylko stale rosnącego zapotrzebowania krajów unijnych, ale przede wszystkim szybko rosnącego popytu na energię w Chinach i Indiach, niestabilnej sytuacji politycznej w krajach eksportujących surowce (Iran, Irak, Nigeria), ale także wykorzystywania przez niektóre kraje zasobów paliw jako narzędzia polityki zagranicznej. Zarówno zbyt wysokie ceny, jak i brak dostępności nośników energii, mają ogromny wpływ na funkcjonowanie gospodarki oraz na zmniejszenie bezpieczeństwa energetycznego ze względu na rosnące uzależnienie Unii Europejskiej od importu. Obecnie ponad połowę unijnego zapotrzebowania zaspokaja import, a w przypadku utrzymania aktualnych trendów w 2030 r. będzie to ponad 65%.

Drugim problemem związanym z użytkowaniem paliw kopalnych jest ich negatywny wpływ na środowi-

1) *EU energy policy data*, Commission Staff Working Document, SEC(2007) 12, Brussels 2007.

2) *World Energy Outlook 2006*, International Energy Agency 2006.

Tabela 1. Liczba reaktorów jądrowych w Unii Europejskiej (maj 2007 r.)

Kraj	Eksploatowane	Moc [MW]	Budowane	Zaplanowane	Proponowane
Belgia	7	5 728	–	–	–
Bulgaria	2	1 906	–	2	–
Czechy	6	3 472	–	–	2
Finlandia	4	2 696	1	–	–
Francja	59	63 473	–	1	1
Hiszpania	8	7 447	–	–	–
Holandia	1	485	–	–	–
Litwa	1	1 185	–	–	1
Niemcy	17	20 303	–	–	–
Rumunia	1	655	1	–	3
Słowacja	5	2 064	2	–	–
Słowenia	1	696	–	–	1
Szwecja	10	9 076	–	–	–
Węgry	4	1 773	–	–	–
Wielka Brytania	19	10 982	–	–	–
UE	145	131 941	4	3	8
Świat	437	370 040	30	74	182

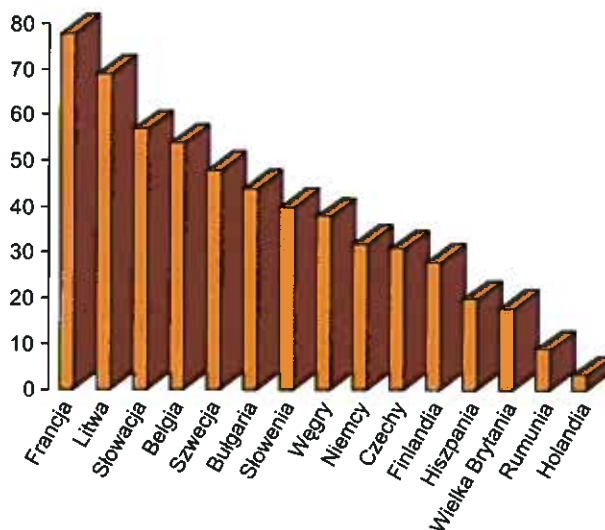
Źródło: World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>

sko, a przede wszystkim emisję gazów cieplarnianych oraz innych substancji do powietrza. Unia Europejska podejmuje różnorodne kroki wpływające na stronę popytową (efektywność energetyczna), jak i na stronę podaźową. W tym drugim przypadku dotyczy to promowania odnawialnych źródeł energii, jak również powrotu do dyskusji nad rolą energii nuklearnej.

Jednym z ważnych aspektów w debacie nad kształtem polityki energetycznej w Unii Europejskiej, polityki, która ma sprostać aktualnym wymaganiom, jest energia nuklearna. Obecnie w Unii Europejskiej 145 reaktorów jądrowych eksploatowanych jest w 15 krajach członkowskich. Na świecie reaktorów takich funkcjonuje 437. Łączna moc zainstalowana reaktorów unijnych wynosi 131 941 MWe, co stanowi ponad 35% światowej mocy (26,5% przypada na Stany Zjednoczone, 12,8% na Japonię, 5,9% na Rosję³). Według danych World Nuclear Association udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej w powiększonej Unii wynosi obecnie 31%⁴). Sytuacja jednak różni się w poszczególnych krajach członkowskich – przede wszystkim dwanaście z nich nie wytwarza w ogóle energii nuklearnej. Tabela 1 oraz rys. 1. przedstawiają charakterystykę „unijnych państw atomowych”⁵).

Ponad połowa energii elektrycznej w Belgii pochodzi z elektrowni jądrowych. Jednakże w 2004 r. została podjęta decyzja o zamknięciu do 2030 r. siedmiu działających

elektrowni. Pierwsza z nich ma zostać zamknięta do 2015 r., niemniej jednak dyskusje nad tym nadal się toczą. W 2005 r. powołano w Belgii specjalną komisję ekspertów (Commission Energy 2030) mającą za zadanie przygotować i ocenić różne scenariusze m.in., jaki wpływ będzie miała całkowita rezygnacja z energii jądrowej na



Rysunek 1. Udział energetyki jądrowej w łącznej produkcji energii elektrycznej (maj 2007 r.) (Źródło: opracowanie własne na podstawie: World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>)

redukcję emisji CO₂ i na zależność od importowanych surowców. W opublikowanym przez Komisję w listopadzie 2006 r. raporcie⁶) pojawiła się wyraźna rekomendacja, że Belgia powinna pozostawić opcję nuklearną otwartą i jeszcze raz przemyśleć odejście od energetyki jądrowej.

6) *Belgium's Energy Challenges Towards 2030*, Preliminary Report, Commission Energy 2030, 2006.

3) World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>.

4) World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>.

5) Dane dotyczące poszczególnych państw zawarte w niniejszym artykule pochodzą z następujących źródeł: a) *Ramowy program energetyki jądrowej*, Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego, KOM(2006) 844, Bruksela 2007, b) Commission Staff Working Document SEC(2006) 1718, Brussels 2007, c) Nuclear Power Association.

Pod koniec 2006 r. **Bulgaria** zamknęła dwa reaktory jądrowe. Została do tego zobowiązana podczas negocjacji akcesyjnych z Unią Europejską. Obecnie eksploatowane są dwa reaktory (w Kozłoduju), ale by zaspokoić rosnący popyt na energię elektryczną planowana jest budowa nowych. Realizacja projektu – dwóch reaktorów o łącznej mocy 1000 MWe (rosyjskiej konstrukcji) – jest zaawansowana, a budowa ma się niebawem rozpocząć w zakładzie w Belene.

W **Czechach** funkcjonuje sześć reaktorów (Dukovany – cztery, Temelin – dwa), które pokrywają 31% zapotrzebowania na energię elektryczną. Obie elektrownie jądrowe są eksploatowane przez Ceske Energetické Zavody (CEZ). Nie ma planów zamknięcia żadnego z reaktorów – wręcz przeciwnie, CEZ rozważa decyzję o wydłużeniu licencji z 30 na 40 lat. Ponadto w Czechach trwają dyskusje nad inwestycjami w nowe nuklearne moce wytwórcze.

Finlandia dysponuje czterema siłowniami jądrowymi, które obecnie dostarczają 28% energii elektrycznej. W 2002 r. rząd fiński z powodów ekonomicznych, bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony środowiska, podjął decyzję o budowie piątego, bardzo dużego reaktora (planowana moc reaktora to 1600 MWe, natomiast łączna moc czterech działających – 2696 MWe). Budowa reaktora w Olkiluoto rozpoczęła się w 2005 r., oddanie do eksploatacji opóźnia się i jest aktualnie planowane na 2011 r. W 2007 r. konsorcja TVO i Fortum podjęły dyskusję na temat ewentualnego szóstego reaktora. Dotychczas żadne decyzje inwestycyjne nie zostały podjęte.



Rysunek 2. Elektrownia jądrowa w Olkiluoto (Źródło: <http://en.wikipedia.org/wiki/Olkiluoto>)

Energetyka jądrowa w największym stopniu wykorzystywana jest we **Francji**, gdzie zlokalizowanych jest ponad 1/3 działających w Unii siłowni jądrowych. Energia elektryczna wytwarzana w elektrowniach jądrowych stanowi tam aż 78% łącznej produkcji. Energia jądrowa jest i nadal ma pozostać jednym z podstawowych źródeł energii we Francji, co zostało potwierdzone w nowym francuskim prawie energetycznym. Jednocześnie rząd francuski wydał zgodę Electricité de France (EdF) na budowę 60 reaktora (PWR – wodnego reaktora ci-

śnieniowego), który zlokalizowany będzie we Flamanville, a rozpoczęcie jego eksploatacji jest planowane na 2012 r. Moc reaktora to 1600 MWe. Na świecie więcej reaktorów niż Francja – ponad 100 – mają tylko Stany Zjednoczone.

W ubiegłym roku **Hiszpania** zamknęła najstarszą i najmniejszą elektrownię jądrową – Jose Cabrera (Zorita), która była użytkowana od 1968 r. Aktualnie eksploatowanych jest osiem reaktorów, które wytwarzają ok. 60% energii elektrycznej w Hiszpanii. Natomiast polityka rządu hiszpańskiego wobec energetyki jest niepewna i jeszcze ostatecznie nie określona. W każdym razie program dla energetyki jądrowej zakłada zwiększenie mocy zainstalowanych poprzez modernizację istniejących reaktorów o 11%.

Krajem atomowym, który w Unii Europejskiej w najmniejszym stopniu wykorzystuje energetykę jądrową jest **Holandia**. Eksploatuje tylko jeden reaktor nuklearny (w Borssele), który produkuje 3,5% całkowitej energii elektrycznej. Zarówno rząd, jak i opinia publiczna popierają program jądrowy, choć w przeszłości podjęta była nawet decyzja o odchodzeniu od energetyki jądrowej, a jedyny reaktor miał zostać zamknięty do 2003 r. Aktualnie przedłużono okres jego eksploatacji do 2033 r.

Warunkiem członkostwa **Litwy** w Unii Europejskiej było zamknięcie dwóch reaktorów jądrowych, których użytkowanie rozpoczęło się w latach 80-tych ubiegłego wieku. Jednakże z obawy o bezpieczeństwo (są to reaktory podobne do tych, które były zainstalowane w Czarnobylu) zamknięcie reaktorów w Ignalinie było warunkiem negocjacji akcesyjnych. Pierwszy blok został zamknięty w 2004 r., drugi przestał funkcjonować w 2009 r. W celu zastąpienia tych jednostek w ubiegłym roku rząd litewski podjął decyzję o budowie nowego reaktora. Projekt (według uzgodnień z lutego tego roku) zakłada budowę siłowni o mocy aż 3200 MWe, należy jednak podkreślić, że w projekcie wezmą udział Estonia i Litwa, a także Polska. Szacowany koszt to 2,5-4 mld euro. Równocześnie Polska i Litwa do 2011 r. zamierzają rozbudować połączenia transgraniczne, które umożliwią zwiększenie handlu energią. Koszt „mostu energetycznego” to 304 mln euro.

W **Niemczech** obowiązuje polityka odchodzenia od energetyki jądrowej (ustawa – *Atomausstiegsgesetz*), będąca wynikiem porozumienia z 2001 r. pomiędzy rządem federalnym a producentami energii jądrowej. W porozumieniu ustalono górny limit produkcji energii nuklearnej (2623 TWh) dla dziewiętnastu istniejących wówczas elektrowni jądrowych, co odpowiada 32 latom eksploatacji elektrowni. Od tej pory w Niemczech zamknięto dwie siłownie (w Stade w 2003 r. i w Obrigheim w 2005 r.), tak więc aktualnie działa siedemnaście bloków, które wytwarzają 32% całkowitej energii elektrycznej w Niemczech.

W **Rumunii** pierwszy reaktor zaczął działać w 1996 r., energia nuklearna zapewnia pokrycie 9% krajowego popytu na energię elektryczną. Jednak już w bieżącym

roku rozpocznie się eksploatacja drugiego bloku w miejscowości Cernavoda, a łączna moc zainstalowana podwoi się. Rumunia zamierza rozbudować elektrownię jądrową o dalsze trzy bloki, które będą kolejno oddawane do użytkowania. Według planu produkcja energii elektrycznej ma się podwoić do 2009 r. i potroić do 2015 r.

Słowacja jest kolejnym państwem, które zgodziło się na zamknięcie reaktorów jądrowych (dwa spośród sześciu rosyjskich bloków, których modernizację uznano za nieopłacalną) w wyniku procesu negocjacyjnego z Unią Europejską. Pierwszy z bloków zamknięto w 2006 r., drugi zostanie zamknięty w 2008 r. Aktualnie pięć bloków dostarcza prawie 60% energii elektrycznej. Poparcie ze strony rządu dla programu jądrowego jest silne. Planowana jest budowa dwóch reaktorów w Mochovcach.

W **Słowenii** energia elektryczna, która wytwarzana jest w jednej elektrowni jądrowej pokrywa aż 40% krajowego zapotrzebowania na energię. Słowenia wspólnie z Chorwacją jest właścicielem reaktora w Krško od 1981 r.

Obecnie energia wytwarzana w dziesięciu reaktorach stanowi połowę energii elektrycznej produkowanej w **Szwecji**. Polityka szwedzka wobec energetyki nuklearnej jest określana jako „ambivalentna”. Z jednej strony decyzja o odchodzeniu od energetyki jądrowej miała zostać podjęta do 2002 r., z drugiej – rząd wraz z operatorami reaktorów zdecydował się na podwyższenie mocy niektórych bloków. Było to konsekwencją m.in. zamknięcia dwóch jednostek – w 1999 i 2005 r., które będąc położone jedynie 30 km od duńskiej Kopenhagi, powodowały spięcia na linii Dania-Szwecja. Należy jednak podkreślić, że Szwecja kładzie duży nacisk na bezpieczeństwo, a nowe regulacje w tym zakresie były warunkiem zwiększenia mocy.

W przeciwieństwie do poprzedniego państwa, na **Węgrzech** poparcie rządu dla energetyki jądrowej jest silne. Cztery bloki jądrowe (w miejscowości Paks) pokrywają prawie 40% popytu kraju na energię elektryczną. Według założeń projektowych czas eksploatacji reaktorów został określony na 30 lat. Zamierzane jest jednak wydłużenie okresu eksploatacji o kolejne 20 lat. W tym celu zostały przeprowadzone różnorodne prace modernizacyjne, w wyniku których zwiększyła się również moc zainstalowana reaktorów.

W **Wielkiej Brytanii** funkcjonuje dziewiętnaście reaktorów, które wytwarzają 18% całkowitej energii elektrycznej. W ubiegłym roku British Energy zamknęła cztery należące do niej reaktory (z powodu usterek nie związanych bezpośrednio z produkcją energii nuklearnej), które obecnie mają pozwolenie na funkcjonowanie do marca 2008 r., ale tylko przy wykorzystaniu 70% ich zdolności produkcyjnych. Rząd brytyjski, kierując się koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz kwestiami związanymi z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, coraz wyraźniej popiera energetykę jądrową.

Aktualna sytuacja, jak również polityka krajów członkowskich wobec energetyki jądrowej jest bardzo zróżnicowana. Sama liczba reaktorów nie jest dostatecznym wyznacznikiem roli, jaką energetyka jądrowa odgrywa w poszczególnych krajach. Wprawdzie największe znaczenie ma w państwie o największej liczbie reaktorów – we Francji, ale już Niemcy – trzecie pod względem liczby reaktorów – zdecydowały się na politykę odchodzenia od energetyki nuklearnej. Znaczenie tego źródła energii w danym państwie członkowskim powinno być oceniane na podstawie udziału w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz udziału w światowych mocach wytwórczych, ale także w kontekście przyjętej strategii wobec rozwoju energetyki jądrowej⁷⁾. Niewątpliwie największe znaczenie ma energetyka jądrowa we Francji – ok. 4/5 łącznej produkcji energii elektrycznej. Drugim w kolejności krajem jest Litwa – z 69% udziałem. Około połowa energii elektrycznej wytwarzana jest w siłowniach jądrowych w takich krajach jak Słowacja, Belgia i Szwecja. Wysoki udział notowany jest ponadto w Bułgarii, Słowenii, na Węgrzech, a także w Niemczech, Czechach i Finlandii. Jednocześnie część z tych państw: Niemcy, Belgia, Hiszpania, Szwecja i Holandia ogłosiły moratoria na budowę nowych elektrowni.

W poprzednich latach (a w zasadzie od czasów awarii w Czarnobylu) energia nuklearna stała się niepopularnym źródłem energii w Europie Zachodniej i na świecie. Rządy poszczególnych państw nie zdecydowały się na włączanie energetyki jądrowej do krajowych bilansów energetycznych lub wręcz zdecydowano o odchodzeniu od niej. Za częściową przyczynę można uznać realne groźby awarii, ale główne obawy jakie ma opinia społeczna wobec energetyki jądrowej to: bezpieczeństwo instalacji, przechowywanie i transportowanie odpadów radioaktywnych, groźba terroryzmu oraz rozprzestrzenianie broni atomowej. Obecnie jednak sytuacja się zmienia, a energia jądrowa zyskuje (a raczej odzyskuje) akceptację społeczną.

Zmieniające się uwarunkowania międzynarodowe – wysokie i niestabilne ceny konwencjonalnych nośników energii – wpłynęły na złagodzenie nastawienia do energetyki nuklearnej oraz na podjęcie nie tylko dyskusji, ale również konkretnych działań. W największym stopniu dotyczy to szybko rozwijających się państw azjatyckich, w których wzrost gospodarczy wpływa na zwiększenie popytu na energię elektryczną. Chiny i Indie budują już siłownie jądrowe oraz mają w planach budowę kolejnych reaktorów. Podobnie jest w przypadku Japonii, która posiada bardzo ograniczone zasoby surowców energetycznych. W Europie zdecydowanie najszybszy rozwój energetyki jądrowej notowany jest w Rosji.

7) *Energia w czasach kryzysu*, red. naukowa K. Kuciński, Difin, Warszawa 2006.

Również Unia Europejska podejmuje na nowo debatę nad rozwojem energetyki jądrowej w państwach, które już nią dysponują, a nawet nad możliwością podjęcia programów jądrowych w pozostałych krajach. Decyzje dotyczące energetyki jądrowej należą do państw członkowskich, jednakże Komisja Europejska zwraca uwagę na korzyści płynące z jej wykorzystywania. W kontekście priorytetów określonych w europejskiej strategii wobec energii, nie można bowiem pominąć roli energetyki jądrowej. Jest ona źródłem czystej, bezpiecznej, a także konkurencyjnej energii, co oznacza, że jej wykorzystanie jest komplementarne z trzema głównymi priorytetami Unii Europejskiej.

Po pierwsze, energia produkowana w elektrowniach jądrowych jest konkurencyjna (lub nawet tańsza) w stosunku do energii elektrycznej wytwarzanej przy zastosowaniu węgla, gazu lub ropy naftowej. Ryzyko typowe dla tradycyjnych elektrowni – związane z dostawą oraz ceną paliwa – jest tu prawie minimalne, gdyż koszt uranu stanowi jedynie ok. 5% całkowitego kosztu wytworzenia energii elektrycznej⁸⁾. Cechą charakterystyczną energetyki jądrowej jest jednak to, że koszty w fazie eksploatacji są niższe niż koszty inwestycji (a także likwidacji) siłowni nuklearnych. Nakłady na nowe, zaawansowane technologicznie projekty są wysokie, znacznie wyższe od kosztów budowy tradycyjnych elektrowni⁹⁾. W przypadku obniżenia kosztów dotyczących fazy przed i po eksploatacji (budowa siłowni jądrowej to obecnie ok. 2-3,5 mld euro), konkurencyjność w stosunku do innych źródeł energii, przede wszystkim – gazu ziemnego, znacznie wzrośnie. Wymaga to jednak znacznych nakładów na badania i rozwój, które zmniejszą koszty inwestycyjne, a także okres niezbędny do wybudowania (w typowych warunkach budowa elektrowni jądrowej trwa ok. 10 lat) nowych elektrowni¹⁰⁾.

Po drugie, energia jądrowa jest wytwarzana w sposób ekologiczny. Unia Europejska w przeszłości nie uznawała, że energia nuklearna może być ważnym narzędziem w walce ze zmianami klimatu. Natomiast w programie energetyki jądrowej¹¹⁾ opublikowanym przez Komisję w styczniu 2007 r. wyraźnie czytamy, iż „Energia jądrowa stanowi zatem jedną z dostępnych możliwości pozwalających zmniejszyć emisję CO₂. Energia jądrowa to aktualnie największe źródło energii wolnej od dwutlenku węgla w Europie. Stanowi ona po-

nadto element strategii Komisji na rzecz zmniejszenia emisji tego gazu”. Wiele krajów członkowskich wykorzystujących ten rodzaj energii zdaje sobie sprawę, że rezygnacja z energetyki nuklearnej może okazać się sprzeczna z redukcją emisji gazów cieplarnianych wynikającą z Protokołu z Kioto, a także z celami unijnymi wyznaczonymi poza okres obowiązywania Protokołu (tj. 2012 r.). W marcu 2007 r. Rada Europejska poparła projekt Komisji polegający na redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r. w porównaniu do ich poziomu z 1990 r.

Po trzecie, z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego nie istnieje zagrożenie nadmiernego uzależnienia się od jednego dostawcy zarówno z powodu równomiernie rozmieszczonych na świecie rud uranu oraz dostępnych technologii ich wydobycia, jak i z powodu funkcjonującego w ramach EURATOM scentralizowanego zakupu paliw jądrowych. Obecnie większość europejskiego zapotrzebowania na uran jest pokrywana dostawami z Kanady i Australii, a więc stabilnych politycznie państw. Wykorzystanie nuklearnego źródła energii zwiększa bezpieczeństwo energetyczne poprzez dywersyfikację produktową. Stanowi alternatywę dla gazu ziemnego (którego ceny i stabilność dostaw są coraz mniej korzystne) lub zwiększonego importu energii elektrycznej.



Rysunek 3. Pochodzenie uranu (2005 r.) (Źródło: EU energy policy data, Commission Staff Working Document, SEC(2007) 12, Brussels 2007)

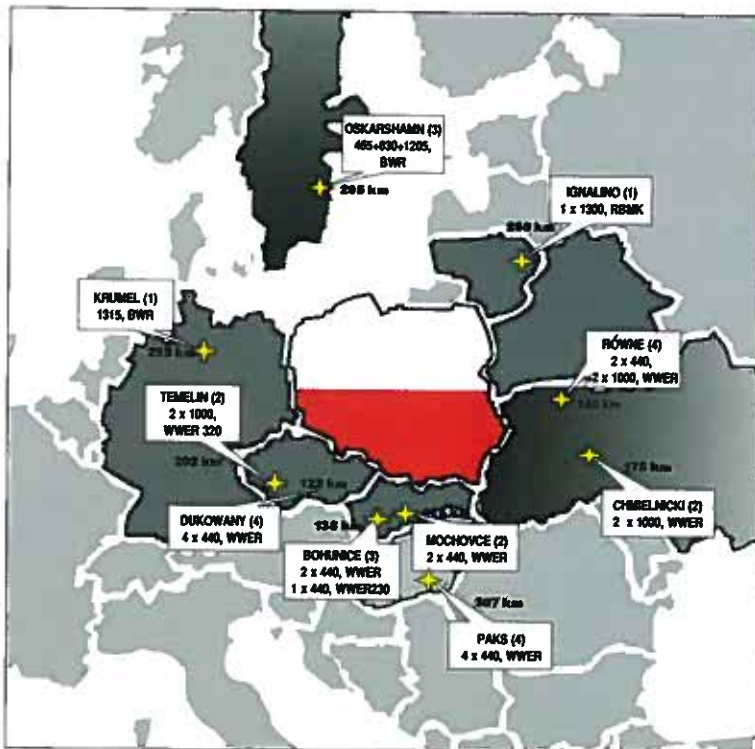
Bezpieczeństwo jądrowe pozostaje bardzo ważną kwestią w unijnej polityce w dziedzinie energii. Zostało to już zapisane w Traktacie o utworzeniu EURATOM z 1957 r. Ponadto regulacje w tym zakresie zwarte są w traktatach i konwencjach międzynarodowych. Po raz pierwszy Unia Europejska ingerowała w wewnętrzne ustalenia państw w stosunku do energetyki, gdy uznała za warunek akcesji zamknięcie starych reaktorów jądrowych działających w krajach kandydujących. Należy podkreślić, że Unia zapewnia wsparcie finansowe dla likwidacji oraz modernizacji instalacji jądrowych. Powodem, dla którego Unia Europejska jest tak mocno zaangażowana w problematykę bezpieczeństwa

8) Ramowy program energetyki jądrowej, Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego, KOM(2006) 844, Bruksela 2007.

9) Koszt inwestycji w elektrownie nuklearne stanowi ok. 60% kosztów energii jądrowej, natomiast budowa turbin gazowych pracujących w cyklu skojarzonym (CCGT) to tylko 20% kosztu energii elektrycznej.

10) A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems, U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, 2002.

11) Ramowy program energetyki jądrowej, Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego, KOM(2006) 844, Bruksela 2007.



Rysunek 4. Elektrownie jądrowe najbliższej Polski (Źródło: Państwowa Agencja Atomistyki, www.paa.gov.pl)

energetycznego jest konieczność zharmonizowania norm i regulacji narodowych oraz odpowiedź na oczekiwania opinii społecznej, która jest wyjątkowo wrażliwa na ryzyka związane z energetyką jądrową. Komisja Europejska przedstawiła już projekty dwóch dyrektyw dotyczących bezpieczeństwa jądrowego oraz finansowania likwidacji i instalacji i gospodarki zużytym paliwem, jednak do tej pory Rada ich nie przyjęła.

Energia nuklearna stała się popularna w latach 70-tych, kiedy to po tzw. szoku naftowym okazała się dobrą alternatywą dla drogiej ropy naftowej. W latach 80-tych po wypadkach w elektrowniach jądrowych (Three Mile Island (USA) w 1979 r. oraz Czarnobyl (Ukraina) w 1986 r.) sprzeciw społeczny oraz silne obawy o bezpieczeństwo spowodowały odwrót od niej. Obecnie – ponownie na skutek wysokich cen ropy i gazu – państwa Unii Europejskiej myślą o rozwijaniu energetyki atomowej. Komisja Europejska ma nadzieję, że debata na temat jej znaczenia będzie otwarta i rzeczowa. Należy przede wszystkim położyć nacisk na regulacje dotyczące bezpieczeństwa eksploatacji instalacji oraz na badania i rozwój w zakresie nowoczesnych technologii. Bardzo ważną kwestią jest dostarczenie obiektywnych informacji opinii społecznej, gdyż to od jej akceptacji zależą decyzje rządów dotyczące energetyki jądrowej. W tej chwili energetyka jądrowa ma znaczny udział w sumie europejskich źródeł energii. Jednak średni wiek reaktorów to ok. 25 lat. Jeśli państwa członkowskie chcą utrzymać dotychczasowy udział energii nuklearnej, konieczna jest budowa nowych bloków (nie tylko w państwach już wykorzystujących energię atomową) bądź też wydłużenie okresu eksploatacji istniejących.

Nastroje panujące w Polsce są podobne do europejskich. Zainteresowanie ideą energetyki atomowej jest wynikiem wzrostu cen surowców, obawy o ciągłość i bezpieczeństwo dostaw oraz o wpływ sektora energetycznego na środowisko naturalne.

Polskiej energetyce opartej na węglu coraz trudniej będzie wywiązywać się ze zobowiązań dotyczących ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Równocześnie popyt na energię elektryczną będzie wzrastał, gdyż Polska rozwija się w szybkim tempie (a wzrost gospodarczy w wysoko rozwiniętych krajach wiąże się przede wszystkim ze wzrostem zużycia energii elektrycznej) oraz należy do krajów o niskim zużyciu energii *per capita*. U uruchomienie elektrowni jądrowej może okazać się niezbędne by zaspokoić w przyszłości rosnące zapotrzebowanie na energię.

Na razie Polska zdecydowała się na współpracę przy budowie nowego obiektu na Litwie. Uczestnictwo Polski w projekcie budowy elektrowni jądrowej w Ignalinie we współpracy z Litwą, Łotwą i Estonią umożliwi zdobycie doświadczenia oraz odpowiednie przeszkolenie kadry.

Jak widać z rys. 4, w sąsiednich krajach (we wszystkich poza Białorusią) działają elektrownie jądrowe. Polska strategia w dziedzinie energetyki nie wyklucza budowy elektrowni jądrowej także w Polsce. Kluczową kwestią będzie jednak przekonanie opinii społecznej, która jest nadal pełna obaw po katastrofie w Czarnobylu. Pozytywne jest jednak to, że akceptacja społeczna w ostatnich latach minimalnie wzrosła.

Poza wskazanymi wyżej korzyściami, realizacja własnej elektrowni atomowej umożliwiłaby Polsce aktywne kształtowanie międzynarodowej polityki jądrowej (na forach takich jak Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej, Agencja Energii Atomowej przy OECD), a także zwiększyłaby wpływ na współkształtowanie polityki energetycznej w Unii Europejskiej¹²⁾.



Autorka jest pracownikiem
Wschodniego Oddziału
Terenowego URE
z siedzibą w Lublinie

12) *Energetyka jądrowa w Polsce*, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, Rekomendacje PISM, 2007.

CZYTAJMY UMOWY, NIE OBAWIAJMY SIĘ NEGOCJOWAĆ ICH ZAPISÓW – CZYLI O WZRASTAJĄCEJ ROLI UMÓW ZAWIERANYCH PRZEZ ODBIORCÓW Z PRZEDSIĘBIORSTWAMI ENERGETYCZNYMI

Iwona Figaszewska

Umowy zawieramy niemal codziennie. Kupując na bazarze chleb, mleko czy jabłka zawieramy w istocie umowę sprzedaży¹⁾. My – otrzymujemy pożądaną towar a nasz sprzedawca – wydaje nam oferowany towar, o określonej jakości, za wskazaną cenę. Cenę możemy jednak negocjować. Gdy jest dla nas za wysoka, możemy towar kupić u innego sprzedawcy, bo mamy wybór. Umowa zostaje przez nas ustnie zawarta.

W sprawach mediów takich jak energia elektryczna i gaz jest podobnie, choć nie do końca. Media te są także towarami o określonej jakości, który kupujemy od sprzedawcy i za który musimy zapłacić.

Dotychczas nie mogliśmy jednak wybrać sprzedawcy tych mediów. Miejsce naszego zamieszkania do tej pory przesądzało które przedsiębiorstwo energetyczne będzie zarazem dostawcą (dostarczającym nam energię lub gaz przy pomocy sieci lub przewodów) i sprzedawcą energii elektrycznej lub gazu. Od 1 lipca 2007 r., wraz z pełnym otwarciem rynku, każdy odbiorca będzie mógł wybrać sprzedawcę energii czy gazu i zawrzeć z nim umowę sprzedaży, pozostając nadal przyłączonym do tej samej sieci elektroenergetycznej lub gazowej.

Mamy wprawdzie podpisaną umowę z dostawcą energii ale mało kto ją uważnie przeczytał, będąc szczęśliwym że już będzie posiadaczem „prądu”. Z reguły nie mogliśmy negocjować jej warunków, przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Będziemy mogli wybrać sprzedawcę energii czy gazu oferującego nam lepsze warunki cenowe lub usług dodatkowych, np. form i terminów płatności.

Co to jest umowa i dlaczego warto negocjować jej postanowienia

Pojęcie „umowy” należy do prawa cywilnego i oznacza zgodne porozumienie co najmniej dwóch stron, ustalające ich wzajemne prawa lub obowiązki. Jest ona

1) „Przez umowę sprzedaży sprzedawca zobowiązuje się przenieść na kupującego własność rzeczy i wydać mu rzecz, a kupujący zobowiązuje się rzecz odebrać i zapłacić sprzedawcy cenę.” – art. 535 Kodeksu cywilnego (KC).

zawarta z chwilą uzgodnienia wszystkich postanowień²⁾. Zawarcie umowy może nastąpić poprzez przyjęcie oferty, w wyniku przeprowadzonego przetargu oraz poprzez rokowania/negocjacje³⁾. Nie przyjęcie oferty przez jej adresata, skłania często do podjęcia negocjacji. Prowadzenie negocjacji co do postanowień umowy może także doprowadzić do przedstawienia oferty przez jedną ze stron i jej przyjęcia – przez drugą. Należy zauważyć, że procedury zmierzające do zawarcia umowy są tak elastyczne, że umożliwiają ich dostosowanie do konkretnych potrzeb stron przyszłej umowy⁴⁾. Niewykonanie obowiązków wynikających z umowy powoduje odpowiedzialność cywilnoprawną. Właściwym do rozstrzygnięcia sporów powstałych na tle wykonania postanowień umowy jest sąd powszechny.

Podstawowymi zasadami tworzenia umowy są: swoboda zawierania umów oraz równość stron umowy.

Swoboda zawierania umów, która oznacza m.in. swobodę kształtowania treści umowy, nie ma jednak charakteru absolutnego i podlega pewnym ograniczeniom z uwagi na ustawę – np. Prawo energetyczne, naturę stosunku prawnego oraz zasady współżycia społecznego, o czym mówi art. 353¹ KC⁵⁾.

2) Mała encyklopedia prawa, PWN, Warszawa 1980, str. 781; Encyklopedia organizacji i zarządzania, PWE, Warszawa 1978, str. 260; T. Pszczołowski – Mała encyklopedia prakseologii i teorii organizacji, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Warszawa 1978, str. 260; Encyklopedia Powszechna PWN, Wydanie Trzecie, Warszawa 1987, str. 587; Wikipedia – pl.wikipedia.org/Wiki/Umowa.

3) Art. 66 KC – oferta, art. 70¹ i dalsze KC – przetarg, art. 72 KC – rokowania (negocjacje) – „Jeżeli strony prowadzą rokowania w celu zawarcia oznaczonej umowy, umowa zostaje zawarta, gdy strony dojdą do porozumienia co do wszystkich jej postanowień, które były przedmiotem rokowań”.

4) Kodeks Cywilny. Komentarz. Tom I. 2 wydanie. Komentarze Becka. C.H. Beck, Warszawa 1999, str. 225.

5) „Strony zawierające umowę mogą ułożyć stosunek prawny według swego uznania, byleby jego treść lub cel nie sprzeciwiały się właściwości (naturze) stosunku, ustawie ani zasadom współżycia społecznego”. Swoboda umów obejmuje swobodę w: zawieraniu umowy, wyborze kontrahenta, kształtowaniu treści umowy, wyborze formy zawarcia umowy – Kodeks Cywilny. Komentarz. Tom I. 2 wydanie. Komentarze Becka. C.H. Beck, Warszawa 1999, str. 724-725.

W sektorze energetycznym możemy zaobserwować zjawisko ograniczania przez przedsiębiorstwa energetyczne swobody zawierania umów. Projekty umów, przedstawiane odbiorcom przez przedsiębiorstwa energetyczne, traktowane są często, przez jednych i drugich, jako tzw. umowy adhezyjne (umowy przez przystąpienie, zawierane mogą być w trybie ofertowym). Przedsiębiorstwa o pozycji monopolistycznej mają z reguły skłonność do jednostronnego narzucania treści umów o charakterze masowym (przyłączenia do sieci, sprzedaży energii) w postaci gotowych formularzy/wzorów umów, typowych dla szerszego kręgu odbiorców. Oznacza to, że podmiot chcący zostać stroną umowy i pozyskać upragnione dobra może jedynie przyjąć lub odrzucić umowę w całości. Nie ma on bowiem żadnego wpływu na poszczególne jej postanowienia⁶.

Nie negując pozytywnych funkcji stosowanych wzorów umów we współczesnym obrocie gospodarczym, który charakteryzuje masowość, seryjność i typowość produkcji handlu i usług⁷, nie można pominąć istoty każdej zawieranej umowy, przejawiającej się w jej indywidualnym charakterze.

Trzeba bowiem pamiętać, że umowa to zbiór konkretnych ustaleń, praw i obowiązków łączących jej strony, tj. odbiorcę energii z przedsiębiorstwem energetycznym, która może być kompromisem godzącym interesy obu stron. Zaproponowany przez przedsiębiorstwa energetyczne projekt/wzór umowy należy zatem traktować jako zachętę do dalszej pracy nad jej treścią, przystosowując obowiązujące jeszcze ciągle tzw. wzory umów, do indywidualnej sytuacji i potrzeb.

Trud włożony w ustalenie treści umowy będzie procentował w całym okresie jej obowiązywania i np. pozwoli uniknąć prowadzenia niepotrzebnych sporów. Musimy bowiem pamiętać, że spory wynikłe na tle realizacji postanowień zawartej umowy będą mogły być rozstrzygnięte jedynie na drodze postępowania cywilnego przed sądem powszechnym, co często oznacza długotrwałą i kosztowną procedurę.

W przypadku braku możliwości osiągnięcia porozumienia – umowa po prostu nie zostaje zawarta, nie podpisujemy jej. Czy to oznacza, że nie zostaniemy przyłączeni do sieci lub zostaniemy bez energii czy gazu? O tym mowa poniżej.

6) A. Wołter – Prawo cywilne. Zarys części ogólnej. PWN, Warszawa 1977, str. 15; Kodeks Cywilny. Komentarz. Tom I. 2 wydanie. Komentarze Becka. C.H. Beck, Warszawa 1999, str. 227.

7) „Wzorce opracowywane w oderwaniu od konkretnego stosunku umownego, w sposób jednolity określają treść przyszłych umów indywidualnych. Wzorce wypełniają szereg pozytywnych funkcji np. przyspieszają i potaniają procedurę zawierania umów, sprzyjają ujednoczeniu ich treści.” – Kodeks Cywilny. Komentarz. Tom I. 2 wydanie. Komentarze Becka. C.H. Beck, Warszawa 1999, str. 861-862.

Negocjowanie postanowień umowy w świetle ustawy – Prawo energetyczne⁸

Zasada swobody zawierania umów może zostać ograniczona z uwagi na możliwość skorzystania przez Radę Ministrów z upoważnienia, zawartego w art. 384 KC, i określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowych warunków „zawierania i wykonywania umów między osobami prowadzącymi działalność gospodarczą a konsumentami”, gdy wymaga tego ochrona interesów konsumentów.

Od czasu obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne, tj. od 1997 r.⁹ Rada Ministrów nie skorzystała z upoważnienia zawartego w tym przepisie. Ustawa – Prawo energetyczne także nie zawiera upoważnienia dla organów administracji publicznej do wydania wzorów umów dla odbiorców sektora energetycznego. Oznacza to, że projekty umów przedstawiane odbiorcom są tym samym jedynie wzorami opracowanymi przez same przedsiębiorstwa energetyczne i możliwa jest negocjacja ich postanowień.

W ustawie tej wskazane zostały podstawowe elementy jakie powinna zawierać umowa, w czym upatruję przyznanie przez ustawodawcę odbiorcom sektora energetycznego pomocy i ochrony ich podstawowych interesów przed narzuceniem im krzywdzących postanowień umów.

Definiując odbiorcę, ustawa – Prawo energetyczne wskazała, że jest to każdy, „kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy (podkr. I. F.) zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym”. Odbiorca pobiera zaś energię elektryczną na warunkach określonych w umowie¹⁰.

W art. 5 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, już od pierwotnej wersji tej ustawy z 1997 r., ustawodawca wzmocnił pozycję odbiorcy w procesie zawierania umów, poprzez wskazanie jakie postanowienia co najmniej powinna zawierać umowa o dostarczanie energii, aby chronić jego podstawowe prawa¹¹). Zapisy ówczesnego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektro-

8) Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343. Akty prawne dostępne są na stronie www.ure.gov.pl – Prawo.

9) Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348.

10) Art. 3 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne oraz § 17 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

11) Umowa o dostarczanie paliw lub energii powinna „zawierać co najmniej postanowienia dotyczące ilości, jakości, niezawodności i ciągłości dostarczania i odbioru, sposób rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres jej obowiązywania i warunki rozwiązania”.

energetycznych (...) ¹²⁾ także pozwalały odbiorcy na ustalenie postanowień wskazanych w § 9 – dla umowy o przyłączenie i w § 19 – dla umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Jakie zapisy umowy mogą być negocjowane – zobaczmy na przykładzie umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz umów sprzedaży energii elektrycznej ¹³⁾.

I. Aby zostać odbiorcą energii, trzeba najpierw zostać przyłączonym do sieci elektroenergetycznej, co odbywa się poprzez zawarcie umowy o przyłączenie.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie z podmiotem ubiegającym się o to, jeżeli zostaną spełnione określone warunki ¹⁴⁾. Pomocą, w kształtowaniu takiej umowy, służą obowiązujące przepisy prawne.

Projekt umowy o przyłączenie przekazywany jest wraz z warunkami przyłączenia. Aby otrzymać te dokumenty należy uprzednio złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia. Warto zatem precyzyjnie sformułować ten wniosek, poprzez np.: szczegółowe określenie miejsca dostarczania energii; podanie charakterystyki przyłączanych urządzeń i ich parametrów technicznych; przekazanie aktualnego planu usytuowania obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem sieci już istniejącej oraz sąsiednich obiektów; ustalenie rodzaju połączenia przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do istniejącej sieci.

Przekazane przez przedsiębiorstwo energetyczne warunki przyłączenia wraz z projektem umowy trzeba uważnie przeczytać. Już na tym etapie możliwe jest bowiem ustalenie treści obu tych dokumentów. Pomocne będą zapisy § 6 i § 7 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 r. w sprawie *szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci*, określające postanowienia, jakie powinny zawierać wnioski o określenie warunków przyłączenia oraz warunki przyłączenia.

Postanowienia, jakie określa umowa o przyłączenie nie zależą wyłącznie od przedsiębiorstwa energetycznego bo muszą być zgodne ze wskazanymi w § 9-12 ww. *rozporządzenia*. Umowa o przyłączenie określa

m.in.: strony umowy; przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia; wysokość opłaty za przyłączenie; miejsce rozgraniczenia własności sieci i instalacji między przedsiębiorstwem a przyłączanym podmiotem; zakres i sposób wymiany informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia oraz tryb przyłączenia do sieci; planowane ilości pobieranej energii elektrycznej oraz przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży energii lub umowy przesyłowej; warunki udostępniania, przez przyłączany podmiot, nieruchomości w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia; termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia; odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w tym za opóźnienie terminu realizacji przyłączenia. Oznacza to, że wskazane postanowienia umowy można kształtować w sposób odpowiadający zarówno przedsiębiorstwu energetycznemu, jak i przyłączanemu podmiotowi.

Podpisując umowy o przyłączenie do sieci, jedynie z postanowieniami zaproponowanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy często nie dbają o wprowadzenie zapisów dotyczących np. rozgraniczenia własności sieci i instalacji; umiejscowienia urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego i określenia kto ponosi koszty jego zakupu i instalacji; zasady zmiany umowy; wskazania trybu rozstrzygania powstałych na tle wykonania umowy sporów, co w przyszłości stanowi źródło sporów ¹⁵⁾.

II. Dostarczanie energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży ¹⁶⁾. Przedsiębiorstwo nie może całkowicie dowolnie kształtować postanowień umowy sprzedaży, gdyż umowa ta musi zawierać co najmniej postanowienia określające ¹⁷⁾: miejsce dostarczania energii i jej ilość; moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian; cenę lub grupę taryfową stosowaną w rozliczeniach i warunki wprowadzania jej zmian; sposób prowadzenia rozliczeń; wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców; odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy; okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Sformułowanie tego przepisu oznacza, że umowa tego rodzaju może zawierać także inne postanowienia, istotne dla obu jej stron.

Uważna lektura przepisów dotyczących standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów technicznych energii elektrycznej, zawartych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 r. w sprawie *szczegółowych warunków przyłączenia pod-*

12) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 21 października 1998 r. w sprawie *szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców* (Dz. U. z 1998 r. Nr 135, poz. 881).

13) Z tymi rodzajami umów odbiorcy indywidualni spotykają się najczęściej.

14) Zawarcie takiej umowy jest możliwe, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru – art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

15) Z analizy dokumentów przekazywanych przez odbiorców do Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii.

16) Art. 5 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

17) Art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

miotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci pokazuje, że niektóre postanowienia umowy możemy ukształtować odmiennie od ogólnie obowiązujących przepisów. I tak¹⁸⁾:

- 1) **na warunkach określonych w umowie**, odbiorca zabezpiecza przed uszkodzeniem układ pomiarowo-rozliczeniowy i zabezpieczenia główne, jeżeli znajdują się na jego terenie lub w jego obiekcie (§ 17 pkt 7),
- 2) przedsiębiorstwo energetyczne rozpatruje wnioski i reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia, **chyba że w umowie między stronami określono inny termin** (§ 33 pkt 8),
- 3) parametry techniczne energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, dla odbiorców zaliczanych do grup przyłączeniowych III – V określone są w § 34 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne lub w inny sposób – **w umowie** (§ 33 pkt 9),
- 4) dla grupy przyłączeniowej VI parametry techniczne energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa **umowa sprzedaży** energii elektrycznej lub **umowa przesyłowa** (§ 34 ust. 5),
- 5) koszty sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej ponosi odbiorca na zasadach określonych **w umowie sprzedaży** energii elektrycznej lub **umowie przesyłowej** (§ 33 pkt 9),
- 6) dla grup przyłączeniowych I – III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy awaryjnej w dostarczaniu energii elektrycznej z sieci oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku wyłączeń awaryjnych określa **umowa sprzedaży** energii elektrycznej lub **umowa przesyłowa** (§ 36 ust. 1).

Należy podkreślić, że pobieranie paliw i energii bez zawarcia umowy, co jest równoznaczne z nielegalnym poborem tych mediów oraz niezgodnie z warunkami określonymi w umowie, wiąże się z sankcjami finansowymi a także z możliwością wstrzymania dostaw¹⁹⁾. Dlatego też, tego rodzaju umowy muszą zostać zawarte w formie pisemnej, choćby dla celów dowodowych.

18) Podobne zapisy, zwracające uwagę na możliwość kształtowania umowy odmiennie od ogólnie obowiązujących zasad zawierają także rozporządzenia: Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie *szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci* (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 113) oraz Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie *szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych* (Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92).

19) Art. 3 pkt 18 i art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz § 43 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 23 kwietnia 2004 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114) oraz § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 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).

Można powiedzieć, że ustawa – Prawo energetyczne choć z jednej strony wpłynęła na zasadę swobody zawierania umów, to jednak z drugiej strony – istotnie wzmocniła pozycję odbiorcy energii wobec przedsiębiorstwa energetycznego.

Odbiorca zyskał bowiem przepisy – wskazówki, pomocne przy ustalaniu postanowień umowy.

Kształtując treści umów zawieranych z przedsiębiorstwami energetycznymi przyłączany do sieci podmiot czy odbiorca powinni jednak pamiętać o ograniczeniu swobody zawierania umów i nie żądać od przedsiębiorstwa energetycznego wprowadzenia postanowień nie zgodnych ze wspomnianym już art. 353¹ KC.

Zawarcie umowy przed Prezesem URE

Działając na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE²⁰⁾ rozstrzyga, na wniosek strony, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia m.in. umowy: o przyłączenie do sieci, sprzedaży, o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii.

W tym działaniu Prezesa URE można dostrzec zarówno ograniczenie zasady swobody zawierania umów, jak i ochronę odbiorców w kontaktach z przedsiębiorstwem energetycznym.

Ograniczenie zasady swobody zawierania umów przejawia się w tym, że organ administracji rządowej, po przeprowadzonym postępowaniu administracyjnym, ustala treść umowy cywilnej, z uwzględnieniem zarówno przepisów ustawy – Prawo energetyczne, jak i KC. Prezesa URE obowiązują bowiem te wszystkie ograniczenia odnoszące się do zasady swobody zawierania umów, które przysługują stronom na podstawie art. 353¹ KC²¹⁾.

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (poprzednio Sąd Antymonopolowy) w swoim orzecznictwie dokonał jednoznacznej interpretacji art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W ocenie Sądu, Prezes URE jest organem administracji publicznej uprawnionym na podstawie powołanego przepisu, nie tylko do rozstrzygnięcia kwestii, czy na danym przedsiębiorstwie energetycznym ciąży obowiązek zawarcia określonej umowy lecz także, w przypadku braku osiągnięcia porozumienia pomiędzy stronami umowy odnośnie jej warunków, Pre-

20) Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, powołanym na mocy ustawy – Prawo energetyczne (art. 21). Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne i polityką energetyczną państwa, zmiierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 23 ust. 1). Prezes URE jest właściwym w sprawach m.in.: udzielania koncesji; zatwierdzania taryf energii elektrycznej i paliw gazowych; rozstrzygania sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 (art. 23 ust. 2).

21) Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z 7 kwietnia 1999 r., sygn. akt XVII Ama 85/98/E.

zes URE jest zobowiązany do ukształtowania treści konkretnej umowy²²).

Przyznana Prezesowi URE kompetencja do rozstrzygnięcia wskazanych sporów, pozwala tym samym na ochronę odbiorcy. W stosunkach z przedsiębiorstwem energetycznym odbiorca znajduje się na słabszej pozycji. Ingerencja Prezesa URE w treść kształtowanej umowy pozwala ochronić równorzędną pozycję stron podczas zawierania umowy cywilnej. Prezes URE kształtując treść umowy będzie jednak miał na uwadze równowagę interesów obu stron, do czego jest zobowiązany na mocy art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że postanowienia zawartej przez Prezesa URE umowy nie zawsze mogą być zgodne z tymi, jakich oczekiwał wnioskodawca²³).

22) W uzasadnieniu wyroku z 12 stycznia 2000 r. (sygn. akt XVII Ame 49/99) Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy stwierdził, że „przyznane organowi regulacyjnemu kompetencje orzecznicze, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zakładają ingerowanie tego organu w system umów, w tym także ich treść, za pośrednictwem instrumentów prawnych procesowych. Dlatego organ regulacyjny wydając decyzję w postępowaniu administracyjnym, którego przedmiotem jest żądanie zawarcia umowy sprzedaży winien dążyć do zawarcia umowy. Każde bowiem inne rozstrzygnięcie, chociażby intencją wspomnianego organu miało być zapewnienie odbiorcy dostaw paliw lub energii, zasadniczo nie gwarantuje zawarcia umowy sprzedaży paliw lub energii, tak jak to przewiduje art. 5 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. Należy przy tym dodać, iż poza organem regulacyjnym brak jest innego organu, do którego kompetencji należałoby orzekanie o zawarciu umowy sprzedaży paliw, jeżeli same zainteresowane strony nie są w stanie ustalić treści takiej umowy. (...) Decyzja orzekająca zawarcie umowy w trybie art. 8 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne ma charakter decyzji konstytutywnej (prawotwórczej)”. W wyroku tego Sądu z 21 marca 2001 r. (sygn. akt XVII Ame 30/00) czytamy, że „Decyzja Prezesa URE orzekająca zawarcie umowy, wydana w trybie art. 8 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, powinna obejmować wszystkie istotne postanowienia danej umowy, a ponadto postanowienia stanowiące przedmiot sporu między stronami”. W uzasadnieniu wyroku z 13 listopada 2003 r. (sygn. akt XVII Ame 100/02) Sąd wskazał, że decyzją rozstrzygającą spór Prezes URE kształtuje prawa i obowiązki stron w konkretnej umowie. Prezes URE nie posiada natomiast kompetencji do rozstrzygnięcia sporów związanych z wykonaniem takich umów, gdyż wyłączną kompetencję w tym zakresie posiada sąd powszechny.

23) „(...) złożenie wniosku wszczynającego postępowanie administracyjne w sprawie zawarcia decyzją administracyjną spornej umowy nie daje stronie prawa do uzyskania decyzji w pełni uwzględniającej jej propozycje. Musi się ona bowiem liczyć z ewentualnością, że wobec braku zgody drugiej strony na proponowane postanowienia umowy, rozstrzygając spór

Podmioty przyłączane do sieci czy też przyszli odbiorcy nie muszą zatem obawiać się, że w przypadku braku uzgodnienia zapisów umowy nie zostaną przyłączeni do sieci czy zostaną pozbawieni dostaw energii. W takim przypadku postanowienia umowy określi Prezes URE, w drodze decyzji administracyjnej, od której przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Od monopolu do rynku w energetyce – od umowy adhezyjnej do negocjowanej

Wraz ze zmianami zachodzącymi w otoczeniu energetyki (wejście w życie w 1997 r. ustawy – Prawo energetyczne, powołanie niezależnego Regulatora – Prezesa URE, przystąpienie Polski do Unii Europejskiej), zmienia się sektor energetyczny i zasady jego działania. Pełne otwarcie rynku energii i gazu dla każdego odbiorcy po dniu 1 lipca 2007 r. wprowadzi dalsze zmiany. Liberalizacja tego sektora oznacza wzrost roli zawieranych w tym segmencie gospodarki umów. Negocjacje zawieranych przez odbiorców umów z przedsiębiorstwami energetycznymi umożliwiają obowiązuje przepisy prawne, dopuszczając także istotną pomoc Prezesa URE w tym zakresie. Odbiorca nie powinien zatem obawiać się negocjowania umów z przedsiębiorstwem energetycznym. Ma on bowiem podstawy do podjęcia działań na rzecz świadomego i aktywnego tworzenia rynku odbiorców mediów energetycznych.



Autorka jest Rzecznikiem Odbiorców Paliw i Energii URE

Prezes URE weźmie pod uwagę szerszy kontekst gospodarczy wiążący się z zaspokojeniem określonych potrzeb energetycznych, a w szczególności zaś kryteria wskazane w art. 1 ust. 2 Prawa energetycznego (...)” – Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z 7 kwietnia 1999 r., sygn. akt XVII Ama 85/98/E.

MEDIACJE I ICH ZASTOSOWANIE W ROZWIĄZYWANIU SPORÓW W SEKTORZE ENERGETYCZNYM

Gabriela Kaczmarek

Regulacja zawarta w ustawie z 10 kwietnia 1998 r. – Prawo energetyczne¹⁾ legitymizuje Prezesa URE do rozstrzygania sporów w drodze decyzji administracyjnych (art. 8 ust. 1 cyt. ustawy).

Do Urzędu Regulacji Energetyki wpływają jednak często pisma zawierające żądanie rozstrzygnięcia zagadnień łączących się tylko z tematyką energetyczną, ale z natury swej należących *stricte* do sfery prawa cywilnego. Pozostawiane są one przez Prezesa URE bez rozpoznania²⁾. Tak jest najczęściej w przypadku: spraw o zapłatę za dostarczoną energię elektryczną, ciepło i gaz, spraw o nielegalny pobór energii i paliw w przypadku braku wstrzymania ich dostaw, jak również spraw dotyczących sporów o kable, słupy oraz stacje transformatorowe, posadowione na działkach w latach 50., 60., 70. (kiedy to nikt nie pytał właścicieli nieruchomości o zgodę). Kwestie te mogą być rozstrzygnięte ugodowo, szybko i tanio, z niewielkim zaangażowaniem (a nawet z pominięciem) sądów, czyli w drodze mediacji. Nikt nie chce na swym gruncie słupów, kabli czy transformatorów, ale do czasu wprowadzenia do zbioru norm prawnych tzw. służebności przesyłu³⁾, warto wiedzieć o możliwości mediacyjnego sposobu załatwienia kwestii zmian w posadowieniu ww. nanieśli.

Wielokrotnie Sąd Najwyższy potwierdzał, że właściciele gruntów mają prawo do godziwej rekompensaty od przedsiębiorców, do których należą wspomniane urządzenia (np. wyrok z 11 maja 2005 r., sygn. akt IIIC 556/04). Jeśli urządzenia energetyczne utrudniają lub uniemożliwiają korzystanie z nieruchomości i jej zabudowę, to właściciel nieruchomości może żądać usunięcia bądź przesunięcia urządzeń energetycznych, co potwierdził Sąd w wyroku z 6 stycznia 2005 r., sygn. akt

IIIC 129/04. Dobrym rozwiązaniem z wykorzystaniem mediacji, może być ustanowienie służebności gruntowej na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, co pozwala stronom wypracować najlepsze dla siebie rozwiązanie. Dzięki mediacji uda się emocje z poziomu personalnego sprowadzić na poziom dyskusji merytorycznej, a to zawsze służy porozumieniu. Zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, jak i ich kontrahenci, w prezentacji swych stanowisk będą korzystać z doświadczenia mediatora (osoby bezstronnej), czyli z jego wiedzy, zakresu techniki mediacji, zasad prawa, obowiązującego porządku prawnego, a także znajomości orzecznictwa⁴⁾, czy też projektowanych zmian⁵⁾ prawa.

Mediacje (od łac. *mediare* = być w środku) to nowy, ale też coraz bardziej skuteczny w naszym kraju, szybki sposób ugodowego, pozasądowego załatwiania spraw spornych, zgodnie z wolą stron (często „skazanych” na dalszą współpracę we wspólnym interesie). To oczywiście dobrowolny i poufny sposób przełożenia problemu z poziomu *in personam* na poziom *ad rem*, w taki sposób, by rozwiązać sporne kwestie dzięki skupieniu się na istocie sprawy, poprzez odejście od emocji personalnych, często zaciemniających prawdziwy obraz stanu faktycznego.

Mediacje tym różnią się od rozstrzygnięć instytucjonalnych, zapadających w trakcie postępowań sądowych czy administracyjnych, że ich celem jest wzajemne wypracowanie przez strony sporu, kompromisowego, ale zarazem satysfakcjonującego rozwiązania, zgodnego z akceptowalną wolą stron oraz obowiązującym porządkiem prawnym.

4) Np.: z tego, że warszawski Sąd Apelacyjny (VI ACa 121/06) przyznał właścicielce posesji wynagrodzenie tylko za teren zajęty przez słupy i transformatory, a nie za drogę dojazdową; albo – w innej sprawie – że należy się wynagrodzenie właścicielowi gruntu za teren wygradzony wokół przepompowni i kolektora (VI ACa 6/07).

5) Komisja Kodyfikacyjna Prawa Cywilnego przy Ministrze Sprawiedliwości przyjęła następujące założenia do projektu zmian prawa cywilnego: służebność przesyłu ustanawiana ma być na rzecz przedsiębiorcy – właściciela urządzeń takich jak urządzenia doprowadzające wodę, parę, gaz, energię elektryczną; służebność przesyłu odbywać się będzie na podstawie umowy między przedsiębiorstwem energetycznym a właścicielem gruntu, zaś oświadczenie właściciela gruntu powinno być złożone w formie aktu notarialnego; służebność ta może być odpłatna lub nieodpłatna; jeżeli właściciel gruntu odmówi służebności, która jest konieczna, to przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za wynagrodzeniem.

1) Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343.

2) Zgodnie z art. 66 § 3 K.p.a., jeżeli podanie wniesiono do organu niewłaściwego, a z podania wynika, że właściwym w sprawie jest sąd, organ, do którego podanie wniesiono, zwraca je wnoszącemu z odpowiednim pouczeniem.

3) Por. Domagalski M., Lewandowska I.: *Koniec sporów o cudze kable i słupy na działce*, „Rzeczpospolita” z 14 lutego 2007 r., Lewandowska I.: *Przedsiębiorstwo przesyłowe może zasiedzieć dostęp do urządzeń*, „Rzeczpospolita” z 28 maja 2007 r., Pokrzywniak J.: *Sieci na cudzych gruntach – czy dojdzie do małej rewolucji w kodeksie cywilnym?*, „Wokół energetyki” Nr 2(36) z 2007 r., s. 49-51.

Dostępność i różnorodność źródeł wiedzy o mediacji (akty prawne, podręczniki akademickie, obcojęzyczna literatura przedmiotu czy choćby internet) sprawiają, że mediacje najlepiej zdefiniować poprzez wskazanie cech, etapów i regulacji prawnej, w kontekście wykonywania działalności gospodarczej.

Mediacje mają pięć podstawowych cech, tzn. odbywają się zgodnie z procedurami:

- 1) bezstronności – co oznacza, że mediator nie angażuje się po żadnej ze stron, nie ocenia stron oraz nie komentuje propozycji rozwiązań sporu i zachowań stron,
- 2) neutralności – co oznacza, że mediator jest neutralny wobec rozwiązań, jakie strony chcą przyjąć w ramach obowiązujących unormowań prawem przepisanych,
- 3) dobrowolności – co oznacza, że strony decydują o skorzystaniu z mediacji oraz mogą w każdym momencie odstąpić od mediacji,
- 4) akceptowalności mediatora – co oznacza, że mediatorem może być tylko taka osoba, na której udział w konkretnej sprawie, w tym charakterze, zgodzą się strony (strony mają prawo zmienić mediatora),
- 5) poufności – co oznacza, że to wszystko, o czym strony i mediator dowiadują się w trakcie czynności mediacyjnych pozostaje do ich wiedzy i nie może być wykorzystane w innych sprawach oraz z innymi podmiotami (ważna jest szczerowość i otwartość uczestników mediacji).

Powszechnie wyróżnia się dwanaście etapów mediacji, czyli: nawiązanie kontaktu ze stronami, wybór strategii mediacji, zbieranie i analiza informacji, sporządzenie szczegółowego planu mediacji, budowanie zaufania i atmosfery współpracy, rozpoczęcie sesji mediacyjnej, zdefiniowanie problemu i ustalenie planu działania, odkrywanie ukrytych interesów, generowanie rozwiązań, ocena możliwości rozwiązań, przetarg końcowy, osiągnięcie formalnego porozumienia.

Tak więc, w ramach czynności mediacyjnych, mediator:

- organizuje mediacje – zawiadamia strony o czynnościach, wygłasza tzw. „monolog mediatora”⁶⁾, ustala procedurę postępowania (czyli ustala tzw. kontrakt), informuje o postępie działań, spotyka się z każdą ze stron, informuje czym jest i na czym polega mediacja, ustala miejsce, czas i formę spotkania,
- jest strażnikiem przyjętej przez strony procedury postępowania,
- jest aktywnym słuchaczem, który zachęca strony do aktywności, parafrazuje wypowiedzi, słucha empatycznie, podsumowuje, zadaje pytania oraz bada problem w kontekście satysfakcji i realności porozumienia z poszanowaniem prawa,

6) Monolog mediatora to krótki, zwięzły i zrozumiały przekaz na temat roli mediacji oraz mediatora, zasad mediacji, przebiegu procesu i procedury mediacji oraz czasu trwania mediacji.

- jest tzw. nauczycielem negocjacji problemowych, bowiem wspomaga strony, uruchamia myślenie o sporze i możliwościach jego rozwiązania, a także uświadamia stronom interesy, propozycje.

Dzięki skorzystaniu z procedury mediacyjnej, podmioty prowadzące działalność gospodarczą mogą aktywniej uczestniczyć w realizowaniu swych celów i zadań na rynku relewantnym, bowiem oszczędzają czas, pieniądze i emocje. Mogą więcej uwagi poświęcić strategii działań gospodarczych, z lepszym wizerunkiem wśród współpartnerów gospodarczych, zamiast angażować się w długotrwałe i kosztowne procesy sądowe z arbitralnym rozstrzygnięciem, wobec którego jedna ze stron zazwyczaj czuje się rozczarowana.

Zbyt pochopny byłby jednak wniosek, że mediacja zawsze kończy lub musi zakończyć się ugodą, a brak ugody świadczy o małej skuteczności mediatora⁷⁾. Już sam fakt, że strony wyraziły zgodę na spotkanie i podjęcie mediacji jest milowym krokiem w kierunku rozwiązania sporu. Nikt nie zaprzeczy twierdzeniu, że to, co uczestnicy mediacji sami wypracują i ustalą jest w ich interesie, najlepiej odzwierciedla skuteczność działania i daje satysfakcję („*dobrze, bo moje*”). Nie jest celem mediatora zmuszanie stron do porozumienia się za wszelką cenę i ugody, lecz celem jest danie stronom szansy do wypracowania najlepszych dla nich rozwiązań, a przez to powrót do rozmów a może nawet do współpracy. Mediator jest niewygłaszającym rad i sądów „gościem” sporu, uczestniczącym w spotkaniu zmierzającym do wypracowania przez strony („gospodarzy” sporu), najskuteczniejszej formy porozumienia. Mediator opisuje konflikt, ale go nie interpretuje, ponieważ jego rola jest wspomagająca, neutralna i bezstronna. Gdy strony mają poczucie, że się „dogadają”, a mediator nie był im potrzebny, to znaczy, że mediacja zakończyła się pełnym sukcesem.

W potocznej komunikacji zdarza się, iż uczestnicy rynku posługują się zamiennie terminem mediacje i negocjacje, bez wskazania na istotne różnice znaczeniowe tych pojęć. O ile, jak wcześniej wykazano, mediacje to wspomaganie stron przez mediatora, którego zadaniem jest modelowanie komunikacji między stronami i pomoc w znalezieniu satysfakcjonującego rozwiązania, a także uchronienie stron przed eskalacją konfliktu poprzez pomoc w zrozumieniu problemu oraz zanalizowaniu konsekwencji możliwych rozwiązań, o tyle negocjacje to dwustronny proces komunikowa-

7) Mediator nie ponosi odpowiedzialności za nieskuteczność mediacji ani niezatwierdzenie ugody przez sąd, chyba że nie postępował z należytą starannością, wymaganą w stosunkach danego rodzaju (art. 355 § 1 K.c.). W przypadku mediatora zawodowego, miernik staranności będzie podwyższony (art. 355 § 2 K.c.). Wzorzec zachowania mediatora zawodowego (art. 355 § 2 K.c.) ma charakter obiektywny, ocena zachowania dokonywana jest więc w oderwaniu od indywidualnych cech; por. Sobolewski P., *Mediacje w sprawach cywilnych*, PPH 2006/2/31 t. 6.

nia się, nakierowany na osiągnięcie porozumienia, gdy każda ze stron zaangażowana jest w konflikt⁸⁾.

Celem wprowadzenia tzw. „ustawą mediacyjną” – ustawą z 28 lipca 2005 r. o zmianie ustawy Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw – instytucji mediacji⁹⁾, było ustanowienie alternatywnego (w stosunku do sądowego postępowania cywilnego) sposobu rozstrzygnięcia spraw cywilnych. Przyjęto, iż mediacje sprzyjają szybkiemu załatwianiu części sporów w najbardziej korzystny dla stron sposób, tj. w drodze ugody.

Z uwagi na dobrowolny charakter mediacji, a zarazem konstytucyjną zasadę prawa do sądu¹⁰⁾, uznano, iż zawarcie umowy o mediację nie stanowi przeszkody do rozpoznania sprawy przez sąd powszechny w postępowaniu cywilnym. Z postępowania mediacyjnego mogą korzystać wszystkie te podmioty, które mogą występować w postępowaniu cywilnym w charakterze strony.

Mediacja prowadzona jest na podstawie umowy o mediację¹¹⁾ albo postanowienia sądu kierującego strony do mediacji. Umowa może być zawarta także poprzez wyrażenie przez stronę zgody na mediację, gdy druga strona złożyła stosowny wniosek¹²⁾. W umowie o mediację strony określają w szczególności:

- 1) przedmiot mediacji,
- 2) osobę mediatora albo sposób wyboru mediatora.

Mediację prowadzi się przed wszczęciem postępowania sądowego, a za zgodą stron także w toku sprawy. Mediatorem może być osoba fizyczna mająca pełną zdolność do czynności prawnych, korzystająca w pełni z praw publicznych. Mediatorem nie może być sędzia¹³⁾ (ograniczenie to nie dotyczy jednak sędziów w stanie spoczynku).

8) Konflikt to sytuacja sprzeczności, w której uczestnicy próbują narzucić sobie nawzajem swoją wolę. Z pojęciem „konfliktu” wiążą się np. takie pojęcia, jak: walka, agresja, spór, problem, sprzeczność interesów, brak zgody, rozbieżność stanowisk, niechęć, ale także milczenie, wycofywanie się, unikanie się wzajemne, a niekiedy też kompromis.

9) Dz. U. z 2005 r. Nr 172, poz. 1438.

10) Por. art. 45 Konstytucji RP.

11) Jeśli spełnia warunki określone w art. 183¹ § 3 cyt. wyżej K.p.c., w szczególności zaś precyzuje przedmiot mediacji. W płaszczyźnie obligacyjnej powinien on być dostatecznie skonkretyzowany, zatem za niewystarczające można uważać postanowienie umowne, iż przedmiotem mediacji są wszelkie zaistniałe między stronami spory ze stosunku pracy czy też nawet z zakresu prawa pracy. Niewątpliwie tego rodzaju klauzula obligacyjna, aczkolwiek legalna, może jawić się jako sprzeczna z *ratio legis* [intencją prawną] omawianego przepisu; por. Baran K.W., *Mediacja w sprawach z zakresu prawa pracy*, PiZS 2006/3/2 t. 1.

12) Por. art. 183¹ § 1 i 2 cyt. wyżej K.p.c.

13) Regulacja w tym zakresie bywa oceniana krytycznie, bowiem, jak twierdzą niektórzy glosatorzy, zadaniem ustawy procesowej nie jest regulacja uprawnień zawodowych poszczególnych osób, lecz zagwarantowanie jednostkom możliwości dochodzenia ochrony swoich praw. Przepisy korporacyjne dotyczące sędziów winny znaleźć się w wystarczającym zakresie w ustawie z 27 lipca 2001 r. Prawo o ustroju sądów powszechnych; por. Miczek Z., *Mediacja w sprawach cywilnych*, PPH 2006/6/8 t. 2.

Organizacje społeczne i zawodowe mogą prowadzić listy stałych mediatorów oraz tworzyć ośrodki mediacyjne. Wpis na listę wymaga wyrażonej na piśmie zgody mediatora. Informacje o listach stałych mediatorów oraz o ośrodkach mediacyjnych przekazuje się prezesowi sądu okręgowego. Stały mediator może odmówić prowadzenia mediacji tylko z ważnych powodów, o których jest obowiązany niezwłocznie powiadomić strony, a także sąd, jeżeli strony do mediacji kierował sąd.

Mediator powinien zachować bezstronność przy prowadzeniu mediacji.

Postępowanie mediacyjne nie jest jawne. Mediator jest obowiązany zachować w tajemnicy fakty, o których dowiedział się w związku z prowadzeniem mediacji, chyba że strony zwolnią go z tego obowiązku. Bezskuteczne jest powoływanie się w toku postępowania przed sądem lub sądem polubownym na propozycje ugodowe, propozycje wzajemnych ustępstw lub inne oświadczenia składane w postępowaniu mediacyjnym¹⁴⁾.

Mediator ma prawo do wynagrodzenia i zwrotu wydatków związanych z prowadzeniem mediacji, chyba że wyraził zgodę na prowadzenie mediacji bez wynagrodzenia. Wynagrodzenie i zwrot wydatków obciążają strony¹⁵⁾.

Wszczęcie mediacji następuje z chwilą doręczenia mediatorowi wniosku o przeprowadzenie mediacji, z dołączonym dowodem doręczenia jego odpisu drugiej stronie. Mimo doręczenia ww. wniosku mediacja nie zostanie wszczęta, jeżeli:

14) Ustawa nie tworzy ram prawnych dla prowadzenia mediacji przez zespoły mediatorów. Jeżeli mediację prowadzi kilka osób, tylko jedna ma status mediatora. Rodzi to jednak problemy na przykład w kwestii tajemnicy mediacji, gdzie obowiązuje ona tylko mediatora. *Prima facie* wydaje się, że korzystanie przez mediatora z pomocy osoby trzeciej oraz prowadzenie mediacji przez więcej niż jedną osobę jest możliwe, ale uzależnione od zgody wszystkich stron konfliktu. Przepisy K.p.c. w tym zakresie mają charakter dyspozytywny; por. Sobolewski P., *Mediacja w sprawach cywilnych*, PPH 2006/2/31 t. 3, t. 5. Obowiązek zachowania tajemnicy informacji ujawnionych podczas mediacji, z mocy ustawy staje się elementem treści stosunku prawnego łączącego mediatora z podmiotem ujawniającym taką informację, dlatego możliwe jest wystąpienie z roszczeniem opartym na art. 471 K.c. (dłużnik obowiązany jest do naprawienia szkody wynikłej z niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania, chyba że niewykonanie lub nienależyte wykonanie jest następstwem okoliczności, za które dłużnik nie ponosi odpowiedzialności). Zasadne wydaje się odwołanie do treści art. 750 K.c., przyzwalającego na odpowiednie stosowanie przepisów o zleceniu.

15) Por. rozporządzenie Ministra Sprawiedliwości z 30 listopada 2005 r. w sprawie wysokości wynagrodzenia i podlegających zwrotowi wydatków mediatora w postępowaniu cywilnym (Dz. U. z 2005 r. Nr 239, poz. 2018).

W braku odmiennych postanowień umowy zawartej z mediatorem lub ugody kończącej mediację każda ze stron odpowiada za 50% kosztów. Jeżeli mediacja toczy się w ramach postępowania sądowego (lub zakończyła się wcześniej niż trzy miesiące przed wszczęciem postępowania sądowego) niepowodzenie mediacji zaowocuje włączeniem jej kosztów do kosztów procesu i rozstrzygnięciem o nich na zasadach ogólnych (art. 98-110 K.p.c.); por. Sobolewski P., *Mediacja w sprawach cywilnych*, PPH 2006/2/31 t. 4.

- 1) stały mediator – w terminie tygodnia od dnia doręczenia mu wniosku o przeprowadzenie mediacji – odmówił przeprowadzenia mediacji,
- 2) strony zawarły umowę o mediację, w której wskazano jako mediatora osobę niebędącą stałym mediatorem, a osoba ta – w terminie tygodnia od dnia doręczenia jej wniosku o przeprowadzenie mediacji – odmówiła przeprowadzenia mediacji,
- 3) strony zawarły umowę o mediację bez wskazania mediatora i osoba, do której strona zwróciła się o przeprowadzenie mediacji – w terminie tygodnia od dnia doręczenia jej wniosku o przeprowadzenie mediacji – nie wyraziła zgody na przeprowadzenie mediacji albo druga strona – w terminie tygodnia – nie wyraziła zgody na osobę mediatora,
- 4) strony nie zawarły umowy o mediację, a druga strona nie wyraziła zgody na mediację.

Wniosek o przeprowadzenie mediacji zawiera: oznaczenie stron, dokładnie określone żądanie, przytoczenie okoliczności uzasadniających żądanie, podpis strony, wymienienie załączników.

Jeśli strony zawarły umowę na piśmie, do wniosku dołącza się odpis tej umowy (bądź kopię poświadczoną „za zgodność z oryginałem”).

Sąd – aż do zamknięcia pierwszego posiedzenia wyznaczonego na rozprawę – może skierować strony do mediacji. Po zamknięciu tego posiedzenia sąd może skierować strony do mediacji tylko na zgodny wniosek stron i tylko raz w toku postępowania. Postanowienie może być wydane na posiedzeniu niejawnym. Mediacji nie prowadzi się, jeśli strona – w terminie tygodnia od dnia ogłoszenia lub doręczenia jej postanowienia o skierowaniu do mediacji – nie wyraziła zgody na mediację (nie dotyczy to jednak spraw rozpatrywanych w postępowaniu nakazowym, upominawczym i uproszczonym). Kierując strony do mediacji, sąd wyznacza czas jej trwania (na okres do miesiąca, chyba że strony zgodnie wniosły o wyznaczenie dłuższego terminu na przeprowadzenie mediacji). W trakcie mediacji, na zgodny wniosek stron, czas mediacji może być przedłużony.

Mediator niezwłocznie ustala termin i miejsce posiedzenia mediacyjnego, a z przebiegu mediacji sporządza się protokół¹⁶⁾, który doręcza stronom. Jeżeli stro-

16) W protokole z przebiegu mediacji oznacza się: miejsce i czas przeprowadzenia mediacji, imię i nazwisko (nazwę) stron, imię i nazwisko oraz adres mediatora, wynik mediacji. Protokół podpisuje mediator.

ny zawarły ugodę przed mediatorem, to taką ugodę zamieszcza się w protokole albo załącza się do protokołu. Strony podpisują ugodę¹⁷⁾. Po zawarciu ugody mediator niezwłocznie składa protokół w sądzie, który byłby właściwy do rozpoznania sprawy według właściwości ogólnej lub wyłącznej (w razie skierowania przez sąd sprawy do mediacji, mediator składa protokół w sądzie rozpoznającym sprawę). Jeżeli zawarto ugodę przed mediatorem, ww. sąd – na wniosek strony, niezwłocznie przeprowadzi postępowanie co do zatwierdzenia ugody. W sytuacji, gdy ugoda podlega wykonaniu w drodze egzekucji, sąd zatwierdza ją przez nadanie jej klauzuli wykonalności. W przeciwnym wypadku, sąd zatwierdza ugodę postanowieniem na posiedzeniu niejawnym. Sąd odmawia nadania klauzuli wykonalności albo zatwierdzenia ugody zawartej przed mediatorem, w całości lub w części, jeżeli ugoda jest sprzeczna z prawem lub zasadami współżycia społecznego albo zmierza do obejścia prawa, a także gdy jest niezrozumiała lub zawiera sprzeczności. Powtórzyć w tym miejscu jeszcze raz należy, iż ugoda zawarta przed mediatorem ma – po jej zatwierdzeniu przez sąd – moc prawną ugody zawartej przed sądem.

Kierując się potrzebą sięgnięcia do nowoczesnych oraz skutecznych (stosowanych z powodzeniem od wielu lat w Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii, Holandii i innych krajach) form rozwiązywania sporów gospodarczych – w tym sporów z udziałem przedsiębiorstw sektora energetycznego – słuszne jawi się popularyzowanie mediacji, jako uproszczonego i satysfakcjonującego strony sposobu rozwiązywania sporów.



Autorka jest pracownikiem Środkowozachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Łodzi

17) Niemożność podpisania ugody mediator stwierdza w protokole.

„Niezamieszczenie bądź niezłączenie do protokołu ugody nie rzutuje na jej ważność materialnoprawną, co najwyżej pozbawia ją przymiotów o charakterze proceduralnym. Z taką samą sytuacją mamy do czynienia w razie niepodpisania protokołu przez mediatora albo strony”; por. Baran K.W., *Mediacja w sprawach z zakresu prawa pracy*, PiZS 2006/3/2 t. 4.

**Urząd Regulacji Energetyki
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych**

PAKIET INFORMACYJNY (CHP)

**dla przedsiębiorstw zamierzających prowadzić działalność
gospodarczą, polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej
w kogeneracji (CHP)**

Warszawa, kwiecień – 2007 r.

Jak uzyskać koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji?

Koncesjonowana działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii (Kto powinien posiadać koncesję?)

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych lub paliw gazowych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW. Koncesjonowaniu podlega, zgodnie z brzmieniem cytowanego wyżej przepisu, każda działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, bez względu na wielkość mocy zainstalowanej źródła, czy też ilość energii wyprodukowanej w takim źródle. Przy tym pod pojęciem kogeneracji rozumie się równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (art. 3 pkt 33 ustawy – Prawo energetyczne). Obowiązkiem uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej objęte zostały zatem wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne produkujące energię w kogeneracji. Źródła wytwarzające energię elektryczną w **wysokosprawnej kogeneracji**, o której mowa w art. 3 pkt 38 ustawy – Prawo energetyczne, nieposiadające koncesji **nie mogą** wnioskować o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz **nie przysługuje** im prawo żądania odbioru, a także pierwszeństwa przesyłania lub dystrybucji, wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu elektrycznego, do którego sieci bezpośrednio są przyłączone.

Promesa koncesji

Zgodnie z art. 43 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne każdy, kto zamierza prowadzić działalność polegającą na: wytwarzaniu, przetwarzaniu, magazynowaniu, przesyłaniu, dystrybucji oraz obrocie paliwami i energią, podlegającą koncesjonowaniu, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji, która stanowi swego rodzaju przyrzeczenie udzielenia koncesji. W okresie ważności promesy nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy (art. 43 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne). **Promesa koncesji nie daje prawa do prowadzenia działalności** w zakresie, w którym wymagane jest posiadanie koncesji, nie można zatem wnioskować

o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji ani skutecznie żądać odbioru energii elektrycznej. Może być jednak dokumentem ułatwiającym przedsiębiorstwu uzyskanie finansowania planowanej inwestycji, a także uzyskanie w przyszłości koncesji, ponieważ na etapie wnioskowania o promesę koncesji, Przedsiębiorca musi zgromadzić określone dokumenty, o czym poniżej.

Warunki konieczne, które powinien spełniać przyszły Koncesjonariusz

Przedsiębiorcy występujący z wnioskami o udzielenie koncesji muszą spełniać przesłanki do jej uzyskania określone w art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który:

- 1) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
- 2) dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwość ich pozyskania;
- 3) ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności;
- 4) zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne;
- 5) uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Okoliczności uniemożliwiające uzyskanie koncesji

Zgodnie z art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, nie może być wydana koncesja wnioskodawcy:

- 1) który znajduje się w postępowaniu upadłościowym lub likwidacji;
- 2) któremu w ciągu ostatnich 3 lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą z przyczyn wymienionych w art. 58 ust. 2 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą o swobodzie działalności gospodarczej”, lub którego w ciągu ostatnich 3 lat wykreślono z rejestru działalności regulowanej z przyczyn, o których mowa w art. 71 ust. 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej;
- 3) skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą – Prawo energetyczne.

Przygotowanie wniosku

Wnioskodawca, przygotowując wniosek o udzielenie koncesji (promesy koncesji) powinien mieć świadomość, że im lepiej jest on przygotowany i kompletny

(zawiera wszystkie niezbędne załączniki), tym sprawnej będzie przebiegać proces udzielenia koncesji (promesy koncesji). Zakres przedstawionej dokumentacji powinien umożliwić ustalenie, że Wnioskodawca spełnia wymagane warunki uzyskania koncesji oraz, że nie zachodzą wobec niego okoliczności uzasadniające odmowę udzielenia koncesji.

Wniosek o udzielenie koncesji (lub odpowiednio promesy koncesji – patrz art. 43 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne) powinien zawierać w szczególności (art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne):

- 1) oznaczenie wnioskodawcy i jego siedziby lub miejsca zamieszkania, a w razie ustanowienia pełnomocników do dokonywania czynności prawnych w imieniu przedsiębiorcy – również ich imiona i nazwiska oraz adresy do korespondencji;
- 2) określenie przedmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności, na którą ma być wydana koncesja;
- 3) informacje o dotychczasowej działalności wnioskodawcy, w tym sprawozdania finansowe z ostatnich 3 lat, jeżeli podmiot prowadzi działalność gospodarczą;
- 4) określenie czasu, na jaki koncesja ma być udzielona, wraz ze wskazaniem daty rozpoczęcia działalności. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o udzielenie koncesji na czas krótszy (art. 36 ustawy – Prawo energetyczne);
- 5) określenie środków, jakimi dysponuje podmiot ubiegający się o koncesję, w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności objętej wnioskiem;
- 6) numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej oraz numer identyfikacji podatkowej (NIP).

Wnioskodawca, który nie spełnia wymaganych przepisami warunków spotka się z odmową udzielenia koncesji (promesy koncesji), na mocy art. 35 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Jeżeli wniosek o udzielenie koncesji (promesy koncesji) nie zawiera wszystkich niezbędnych dokumentów, Przedsiębiorca na podstawie art. 50 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, wzywany jest do dostarczenia brakujących dokumentów w oznaczonym terminie. Nie usunięcie wyszczególnionych w wezwaniu braków w dokumentacji, pomimo wezwania organu do ich usunięcia, stanowi przesłankę do pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia, na mocy art. 50 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. Skutkuje to zamknięciem postępowania i koniecznością ponownego złożenia wniosku wraz ze wszystkimi wymaganymi dokumentami, przy czym w tym nowym postępowaniu mogą zostać wykorzystane dokumenty złożone w Urzędzie wcześniej, o ile zachowały swoją aktualność.

Należy także pamiętać, że do terminów załatwienia sprawy, zgodnie z art. 35 § 5 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z późn. zm.), zwany dalej „Kodeksem po-

stępowania administracyjnego”, nie wlicza się m.in. terminów przewidzianych w przepisach prawa dla dokonania określonych czynności oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu, zatem nie podejmowanie przez stronę działań zgodnie z wezwaniem organu administracyjnego może spowodować, że załatwienie sprawy administracyjnej potrwa odpowiednio dłużej.

Przykładowy wniosek o udzielenie koncesji (promesy koncesji) stanowi załącznik do niniejszej informacji.

Adresat wniosku o udzielenie koncesji (promesy koncesji)

Pisemny wniosek przedsiębiorcy o udzielenie koncesji (promesy koncesji) należy przesłać do właściwego miejscowo oddziału terenowego Urzędu Regulacji Energetyki.

Czas trwania postępowania

Czas trwania postępowania koncesyjnego związany jest przede wszystkim z kompletnością złożonego wniosku, ewentualnie aktywnością strony w uzupełnianiu niezbędnych dokumentów oraz koniecznością uzyskania w każdej sprawie opinii właściwego miejscowo zarządu województwa. Zgodnie bowiem z art. 23 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach o udzielenie i cofanie koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, niezbędna jest opinia właściwego miejscowo zarządu województwa. Dlatego też wskazane jest składanie wniosków z odpowiednim wyprzedzeniem w stosunku do zamierzonego terminu przystąpienia do użytkowania jednostki wytwórczej.

Jeżeli wniosek zawiera wszystkie niezbędne załączniki, a zarząd województwa wyda opinię pozytywną lub w wyznaczonym ustawowo terminie jej nie wyda – sprawa zostaje rozpatrzona bez zbędnej zwłoki.

Opłaty związane z uzyskaniem koncesji (promesy koncesji)

Stosownie do art. 6 ust. 1 pkt 1-4 ustawy z 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2006 r. Nr 225, poz. 1635), zwanej dalej „ustawą o opłacie skarbowej”, obowiązek zapłaty opłaty skarbowej od wydania koncesji (promesy koncesji) powstaje z chwilą **złożenia wniosku** o wydanie koncesji (promesy koncesji).

Stawki opłaty skarbowej, określone w załączniku do ww. ustawy, w odniesieniu do czynności związanych z zakresem działania Prezesa URE, wynoszą:

- za przyrzeczenie wydania zezwolenia (promesę koncesji) – **98 zł** (część I pkt 20 załącznika do ustawy o opłacie skarbowej);
- za przedłużenie terminu ważności lub zmianę warunków przyrzeczenia wydania zezwolenia (promesy koncesji) – **44 zł** (część I pkt 21 załącznika do ustawy o opłacie skarbowej);

PRZYKŁAD WNIOSKU O UDZIELENIE KONCESJI (PROMESY)

Adres do korespondencji*:

.....
Miejscowość, data

NIP:

Telefon / fax:

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
(właściwy miejscowo oddział terenowy
Urzędu Regulacji Energetyki)

WNIOSEK

o udzielenie koncesji / promesy koncesji** na wytwarzanie energii elektrycznej w źródle wytwarzającym energię elektryczną w kogeneracji.

Pełna nazwa Wnioskodawcy oraz adres siedziby:
.....
.....Energia elektryczna będzie wytwarzana w źródle o mocy zainstalowanej (< 1 MW lub źródle gazowym / ≥ 1 MW), w jednostce kogeneracji o technologii¹⁾, (wg słownika¹⁾ – np. SSP),

o mocy zainstalowanej MW, zlokalizowanej

w miejscowości

gmina, powiat

Kod pocztowy:

Województwo

Koszty wytworzenia energii elektrycznej w tej jednostce kogeneracji, wynikające z nakładów, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, **NIE są/są**** uwzględniane w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (dotyczy jednostki objętej kontraktami długoterminowymi).

Wnioskowany okres obowiązywania koncesji / promesy koncesji** :

Do wniosku załączono oryginał dowodu zapłaty należnej opłaty skarbowej w wysokości zł.

Lokalizacja liczników²⁾: (wg słownika²⁾, np. ZG)OSE²⁾: (wg słownika²⁾, np. ENION SA)

Załączniki: wg załączonej specyfikacji.

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

* Wypełnić, jeżeli jest inny niż adres siedziby.

** Niepotrzebne skreślić.

Specyfikacja załączników:

I. Dokumenty wskazujące, że spełnione są warunki formalno-prawne oraz organizacyjne:	
<input type="checkbox"/>	1. Aktualne zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej lub wyciąg z rejestru przedsiębiorców , uzyskane nie wcześniej niż 3 miesiące przed przedłożeniem organowi koncesyjnemu;
<input type="checkbox"/>	2. Zaświadczenie o nadaniu numeru identyfikacyjnego NIP;
<input type="checkbox"/>	3. W przypadku spółek – w spółce osobowej kopia umowy spółki;
<input type="checkbox"/>	4. Aktualna informacja z Krajowego Rejestru Karnego o niekaralności przedsiębiorcy (w przypadku spółek prawa handlowego – członków zarządu spółki , a w przypadku spółek osobowych – wszystkich wspólników) oraz aktualna informacja z Krajowego Rejestru Karnego o niekaralności przedsiębiorstwa; uzyskane nie wcześniej niż 3 miesiące przed przedłożeniem organowi koncesyjnemu;
<input type="checkbox"/>	5. Oświadczenie przedsiębiorcy, że nie zgłoszono w stosunku do niego wniosku o ogłoszenie upadłości , oraz że nie znajduje się w stanie likwidacji (wypełnić na załączonym druku);
<input type="checkbox"/>	6. Oświadczenie przedsiębiorcy, że wszystkie osoby zatrudnione przy eksploatacji sieci, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych wykorzystywanych do wykonywania działalności koncesyjnej posiadają świadectwa kwalifikacyjne wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, uprawniające do zajmowania się eksploatacją tych sieci, instalacji i urządzeń (wypełnić na załączonym druku);
<input type="checkbox"/>	7. Dokumenty potwierdzające tytuł prawny przedsiębiorcy do obiektów i instalacji niezbędnych do prowadzenia działalności objętej koncesją (np. akt notarialny, odpis z księgi wieczystej, wypis z rejestru gruntów, umowy dzierżawy, umowy użyczenia, umowa leasingu, faktury zakupu elektrowni – generatora/-ów, itp.);
<input type="checkbox"/>	8. Pełnomocnictwo do dokonywania czynności prawnych w imieniu Wnioskodawcy (wraz z oryginałem dowodu zapłaty należnej opłaty skarbowej w wysokości 17 zł);
<input type="checkbox"/>	9. Oryginał dowodu zapłaty należnej opłaty skarbowej za wydanie koncesji w wysokości 616 zł lub za wydanie promesy koncesji w wysokości 98 zł (opłata nie dotyczy podmiotów określonych w dziale: „Opłaty związane z uzyskaniem koncesji (promesy koncesji)” pakietu informacyjnego).
II. Dokumenty wskazujące, że spełnione są warunki techniczne zapewniające prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej:	
<input type="checkbox"/>	1. Opis parametrów technicznych urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej z określeniem rodzaju wykorzystywanego paliwa oraz stanu technicznego tych urządzeń;
<input type="checkbox"/>	2. Opis wykorzystania ciepła użytkowego ;
<input type="checkbox"/>	3. Schemat zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji;
<input type="checkbox"/>	4. Schemat oraz opis sposobu zainstalowania układu pomiarowego , z którego wyniki odczytów produkcji energii będą przedkładane Prezesowi URE w celu uzyskania świadectw pochodzenia; schemat oraz opis powinny określać położenie układu pomiarowego w odniesieniu do jednostek wytwórczych, układów zasilania potrzeb własnych oraz innych odbiorców w tym sieci operatora systemu elektroenergetycznego;
<input type="checkbox"/>	5. Decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu , bądź decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego (albo dokument stwierdzający możliwość lokalizacji planowanej inwestycji na danym terenie – w przypadku promesy koncesji);
<input type="checkbox"/>	6. Decyzja udzielająca pozwolenia na budowę urządzeń, instalacji i sieci;
<input type="checkbox"/>	7. Informacja o zakończeniu ewentualnej budowy oraz rozpoczęciu eksploatacji obiektu (w zależności od warunków określonych w decyzji udzielającej pozwolenia na budowę): a) Pozwolenie na użytkowanie oraz protokół sprawdzenia technicznego, dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń energetycznych, b) Zawiadomienie właściwego organu nadzoru budowlanego o zakończeniu budowy (składane co najmniej 21 dni przed zamierzonym terminem przystąpienia do użytkowania) oraz protokół sprawdzenia technicznego, dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń energetycznych. W przypadku, gdy właściwy organ nadzoru budowlanego nie wniesie sprzeciwu dotyczącego inwestycji, po 21 dniach od dnia doręczenia ww. zawiadomienia , należy do akt postępowania dołączyć informujące o tym oświadczenie (wypełnić na załączonym druku);
<input type="checkbox"/>	8. Warunki techniczne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (tzw. warunki przyłączenia do sieci) lub tzw. umowa przyłączeniowa .
III. Dokumenty potwierdzające, że wnioskodawca dysponuje środkami finansowymi zapewniającymi prawidłowe wykonywanie działalności lub ma możliwość ich pozyskania:	
<input type="checkbox"/>	1. Zestawienie rocznych, planowanych przychodów i kosztów dla działalności objętej wnioskiem koncesyjnym, na okres minimum trzech lat ;
<input type="checkbox"/>	2. Sprawozdania finansowe z ostatnich trzech lat (rozliczenia roczne PIT dla osób fizycznych lub wspólników spółek cywilnych, bilanse oraz rachunki zysków i strat dla pozostałych podmiotów), a jeżeli przedsiębiorca prowadzi działalność gospodarczą przez okres krótszy niż trzy lata – ww. dokumenty od dnia podjęcia działalności;
<input type="checkbox"/>	3. Inne dokumenty potwierdzające posiadanie lub możliwość pozyskania środków finansowych wystarczających do prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej (np. umowy kredytowe, gwarancje bankowe, umowy pożyczki, itp.);

PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNE

<input type="checkbox"/>	4. Zaświadczenie z banku , w którym jest prowadzony podstawowy rachunek przedsiębiorcy, określające wielkość obrotów, zdolność płatniczą i kredytową przedsiębiorcy , zawierające informacje o udzielonych przedsiębiorcy kredytach oraz informację, czy rachunek jest wolny od tytułów egzekucyjnych ;
<input type="checkbox"/>	5. Zaświadczenie z właściwego oddziału Zakładu Ubezpieczeń Społecznych stwierdzające, że przedsiębiorca nie zalega z wpłatą składek na ubezpieczenia społeczne;
<input type="checkbox"/>	6. Zaświadczenie z właściwego Urzędu Skarbowego stwierdzające, że przedsiębiorca nie zalega z zobowiązaniami wobec budżetu państwa;
<input type="checkbox"/>	7. Umowa ubezpieczenia związana z przedmiotem działalności.

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

1) Słownik technologii:

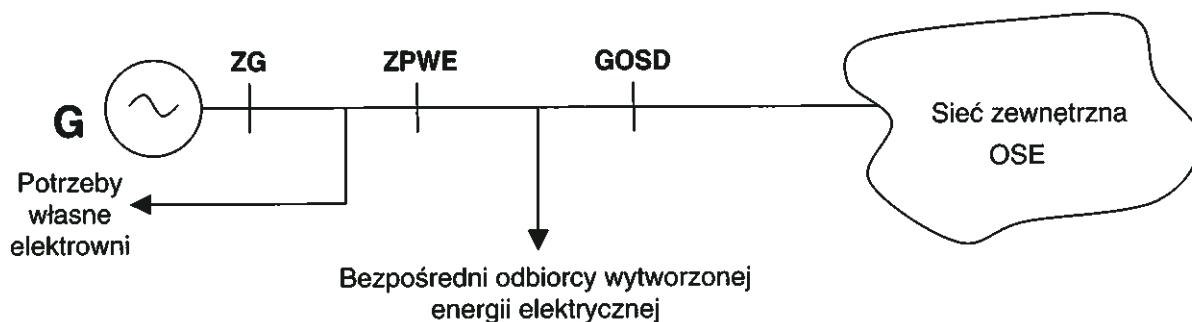
- TGO – Turbina gazowa z odzyskiem ciepła
- TGP – Układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła
- TRM – Mikroturbina
- TPP – Turbina parowa przeciwpiętna
- TPU – Turbina parowa upustowo-kondensacyjna

- SSP – Silnik spalinowy
- SST – Silnik Stirlinga
- SPR – Silnik parowy
- OPW – Ogniwko paliwowe
- OOR – Organiczny obieg Rankine'a
- PTK – Pozostałe technologie wytwarzania w kogeneracji

2) Słownik pojęć:

- ZG – Pomiar energii elektrycznej na zaciskach generatora
- ZPWE – Pomiar energii elektrycznej za potrzebami własnymi elektrowni

- GOSD – Pomiar energii elektrycznej na granicy z OSE
- OSE – Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci elektroenergetycznej zostanie przyłączona jednostka wytwórcza



PRZYKŁAD WNIOSKU O ZMIANĘ KONCESJI

Adres do korespondencji*:

Miejscowość, data

NIP:

Telefon / fax:

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
(właściwy miejscowo oddział terenowy
Urzędu Regulacji Energetyki)

WNIOSEK

o zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródle wytwarzającym energię elektryczną, poprzez: (np. zmianę siedziby przedsiębiorstwa, zwiększenie mocy zainstalowanej jednostki kogeneracji, dodanie nowej lokalizacji jednostki kogeneracji, przedłużenie terminu ważności koncesji, rozszerzenie koncesji o wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji).

Pełna nazwa Wnioskodawcy oraz aktualny** adres siedziby.....
.....
.....

Wnioskowany okres obowiązywania koncesji / promesy koncesji** :
(Poniższe informacje dotyczą: zwiększenia mocy zainstalowanej lub dodania nowej lokalizacji jednostki kogeneracji, rozszerzenia koncesji o wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji)

Energia elektryczna będzie wytwarzana w źródle o mocy zainstalowanej (< 1 MW lub źródle gazowym / ≥ 1 MW), w jednostce kogeneracji o technologii¹⁾, (wg słownika¹⁾ – np. SSP), o mocy zainstalowanej MW, zlokalizowanej

w miejscowości.....

gmina, powiat

Kod pocztowy:

Województwo

Koszty wytworzenia energii elektrycznej w tej jednostce kogeneracji, wynikające z nakładów, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, **NIE są/są**** uwzględniane w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (dotyczy jednostki objętej kontraktami długoterminowymi).

Do wniosku załączono oryginał dowodu zapłaty należnej opłaty skarbowej w wysokości zł.

Lokalizacja liczników²⁾: (wg słownika²⁾, np. ZG)

OSE²⁾: (wg słownika²⁾, np. ENION SA)

Załączniki: wg załączonej specyfikacji.

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

* Wypełnić, jeżeli jest inny niż adres siedziby.

** Niepotrzebne skreślić.

Do wniosku o zmianę koncesji związaną ze zmianą siedziby przedsiębiorstwa, należy dołączyć dokumenty wymienione w pkt 1. (wiersz 1. oraz ewentualnie 3.). Decyzja zmieniająca siedzibę przedsiębiorstwa **zwolniona jest z opłaty skarbowej, na podstawie art. 4 ustawy o opłacie skarbowej w związku z treścią załącznika do tej ustawy (część I pkt 53).**

Specyfikacja załączników:

I. Dokumenty wskazujące, że spełnione są warunki formalno-prawne oraz organizacyjne:	
<input type="checkbox"/>	1. Aktualne zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej lub wyciąg z rejstru przedsiębiorców , uzyskane nie wcześniej niż 3 miesiące przed przedłożeniem organowi koncesyjnemu;
<input type="checkbox"/>	2. Dokumenty potwierdzające tytuł prawny przedsiębiorcy do obiektów i instalacji niezbędnych do prowadzenia działalności objętej koncesją (np. akt notarialny, odpis z księgi wieczystej, wypis z rejestru gruntów, umowy dzierżawy, umowy użyczenia, umowa leasingu, faktury zakupu elektrowni – generatora/-ów, itp.);
<input type="checkbox"/>	3. Pełnomocnictwo do dokonywania czynności prawnych w imieniu Wnioskodawcy (wraz z oryginałem dowodu zapłaty należnej opłaty skarbowej w wysokości 17 zł);
<input type="checkbox"/>	4. Oryginał dowodu zapłaty należnej opłaty skarbowej za zmianę koncesji w wysokości 308 zł (opłata nie dotyczy podmiotów określonych w dziale: „Opłaty związane z uzyskaniem koncesji (promesy koncesji)” pakietu informacyjnego).
II. Dokumenty wskazujące, że spełnione są warunki techniczne zapewniające prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej:	
<input type="checkbox"/>	1. Opis parametrów technicznych urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej z określeniem rodzaju wykorzystywanego paliwa oraz stanu technicznego tych urządzeń;
<input type="checkbox"/>	2. Opis wykorzystania ciepła użytkowego ;
<input type="checkbox"/>	3. Schemat zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji;
<input type="checkbox"/>	4. Schemat oraz opis sposobu zainstalowania układu pomiarowego , z którego wyniki odczytów produkcji energii będą przedkładane Prezesowi URE w celu uzyskania świadectw pochodzenia; schemat oraz opis powinny określać położenie układu pomiarowego w odniesieniu do jednostek wytwórczych, układów zasilania potrzeb własnych oraz innych odbiorów w tym sieci operatora systemu elektroenergetycznego;
<input type="checkbox"/>	5. Decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu , bądź decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego ;
<input type="checkbox"/>	6. Decyzja udzielająca pozwolenia na budowę urządzeń, instalacji i sieci;
<input type="checkbox"/>	7. Informacja o zakończeniu ewentualnej budowy oraz rozpoczęciu eksploatacji obiektu (w zależności od warunków określonych w decyzji udzielającej pozwolenia na budowę):
<input type="checkbox"/>	a) pozwolenie na użytkowanie oraz protokół sprawdzenia technicznego , dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń energetycznych,
<input type="checkbox"/>	b) zawiadomienie właściwego organu nadzoru budowlanego o zakończeniu budowy (składane co najmniej 21 dni przed zamierzonym terminem przystąpienia do użytkowania) oraz protokół sprawdzenia technicznego , dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń energetycznych; W przypadku, gdy właściwy organ nadzoru budowlanego nie wniesie sprzeciwu dotyczącego inwestycji, po 21 dniach od dnia doręczenia ww. zawiadomienia , należy do akt postępowania dołączyć informujące o tym oświadczenie (wypełnić na załączonym druku);
<input type="checkbox"/>	8. Warunki techniczne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (tzw. warunki przyłączenia do sieci) lub tzw. umowa przyłączeniowa .

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

1) Słownik technologii:

- TGO – Turbina gazowa z odzyskiem ciepła
- TGP – Układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła
- TRM – Mikroturbina
- TPP – Turbina parowa przeciwprężna
- TPU – Turbina parowa upustowo-kondensacyjna

SSP – Silnik spalinowy

SST – Silnik Stirlinga

SPR – Silnik parowy

OPW – Ogniwo paliwowe

OOD – Organiczny obieg Rankine'a

PTK – Pozostałe technologie wytwarzania w kogeneracji

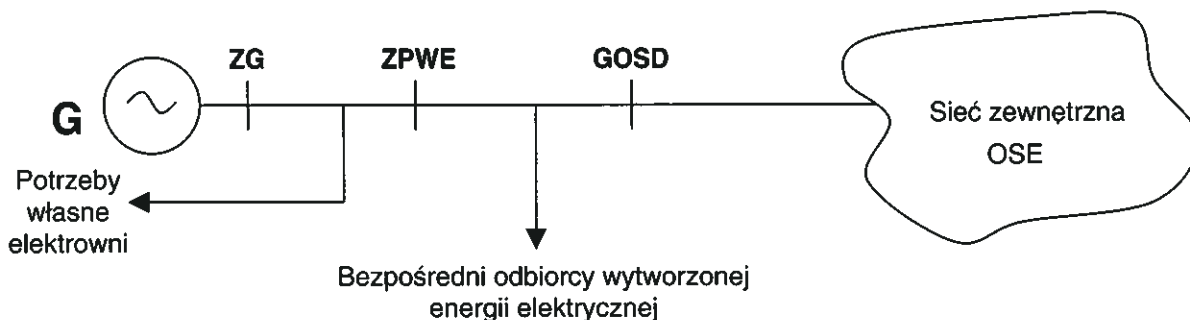
2) Słownik pojęć:

ZG – Pomiar energii elektrycznej na zaciskach generatora

ZPWE – Pomiar energii elektrycznej za potrzebami własnymi elektrowni

GOSD – Pomiar energii elektrycznej na granicy z OSE

OSE – Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci elektroenergetycznej zostanie przyłączona jednostka wytwórcza



OŚWIADCZENIA

.....
Pieczęćka przedsiębiorstwa

.....
Miejscowość, data

Oświadczenie

Oświadczam(y), że pracownicy zajmujący się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, których rodzaje są wymienione w załączniku Nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadanych kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184 z późn. zm.), zatrudnieni przez:

.....
(Nazwa przedsiębiorstwa)

posiadają świadectwa kwalifikacyjne uprawniające do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

.....
Pieczęćka przedsiębiorstwa

.....
Miejscowość, data

Oświadczenie

Oświadczam, iż w stosunku do przedsiębiorstwa:

.....
(Nazwa przedsiębiorstwa)

nie zgłoszono wniosku o ogłoszenie upadłości oraz że ww. przedsiębiorstwo nie znajduje się w stanie likwidacji.

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

.....
Pieczęćka przedsiębiorstwa

.....
Miejscowość, data

Oświadczenie

W dniu złożono zawiadomienie o zakończeniu budowy do właściwego organu nadzoru budowlanego, który do dnia, tj. 21 dni od dnia doręczenia zawiadomienia, nie wniósł sprzeciwu w niniejszej sprawie.

Do oświadczenia załączam kserokopię ww. zawiadomienia wraz z potwierdzeniem jego złożenia.

.....
Podpis Wnioskodawcy / Pełnomocnika

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWARZANEJ W SKOJARZENIU Z WYTWARZANIEM CIEPŁA – CHARAKTERYSTYKA I ZASADY FUNKCJONOWANIA

Anna Daniluk, Konrad Godzisz, dr Witold Włodarczyk

Wstęp

Wyodrębnienie segmentu rynku kogeneracji (energii produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła) jest zabiegiem uzasadnionym z uwagi na postępowanie się dwoma jednoznacznymi kryteriami tego wyodrębnienia. Pierwszym jest kryterium technologiczne – produkt, jakim jest energia elektryczna jest równocześnie wytwarzany z innym produktem – ciepłem. Najbardziej istotnymi cechami procesu skojarzonego wytwarzania są ograniczenie zużycia paliwa i obniżanie emisji zanieczyszczeń. Drugim kryterium wyodrębnienia rynku energii elektrycznej pochodzącej z kogeneracji jest priorytetowe traktowanie rozwoju tej technologii (Dyrektywa Komisji Europejskiej i jej implementacja do polskiego prawa).

Zestaw potencjalnych rozwiązań i narzędzi stymulujących rozwój kogeneracji może być dość szeroki¹⁾. Najogólniej można je podzielić na dwie podstawowe grupy:

- 1) bezpośrednio nakierowane na stymulowanie inwestycji w źródła skojarzone (subwencje, dotacje, fundusze ekologiczne, fundusze Unii Europejskiej, ulgi inwestycyjne i podatkowe (VAT, akcyza), programy udziałowe itp.);
- 2) operacyjne – zapewniające zbyt wyprodukowanej energii i zwiększające przychody funkcjonujących już instalacji (cele ilościowe, obowiązek odbioru i zakupu, mechanizm cenotwórstwa, obrót „czerwonymi certyfikatami”).

W przypadku pierwszej grupy instrumentów istotne jest znalezienie rozsądnego kompromisu pomiędzy możliwościami budżetu państwa (np. ulgi podatkowe) a oczekiwaniami inwestorów oraz wypracowanie sprawnych mechanizmów i procedur pozyskiwania środków inwestycyjnych. W odniesieniu do drugiej grupy instrumentów ważne jest umiejętne połączenie rynkowych (np. obrót giełdowy certyfikatami) i pozarynkowych (kontrola obowiązku zakupu, wydawanie świadectw pochodzenia, egzekwowanie opłaty zastępczej,

1) Tym bardziej, że w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii oraz energii produkowanej w skojarzeniu, Unia Europejska dopuszcza działania i instrumenty mieszczące się w ramach pomocy publicznej.

system kar) elementów systemu wsparcia. Określając skalę ekonomicznych zachęt dla inwestorów – producentów energii z kogeneracji, twórcy systemu muszą mieć na uwadze stopień akceptacji przez odbiorców finalnej ceny energii elektrycznej.

Celem prezentowanego opracowania jest identyfikacja i ocena elementów rynku energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu w wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) i zachodzących na nim procesów, w szczególności z punktu widzenia rozwoju konkurencyjności. Znaczenie tej części rynku dla funkcjonowania całego rynku energii elektrycznej zdecydowało o powołaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki specjalnego zespołu monitorującego.

Przystępując do badania procesów rynkowych w segmencie energii skojarzonej nie można w pełni posługiwać się narzędziami analizy rynku – typowymi dla rynków innych produktów czy usług. Decydują o tym podstawowe ograniczenia klasycznych czynników kształtujących podaż, popyt oraz relacje pomiędzy elementami rynku. Charakterystyki specyficznych cech rynku energii elektrycznej pochodzącej z kogeneracji dokonano w kolejnych częściach prezentowanego opracowania.

Podstawowymi źródłami informacji wykorzystanymi przez zespół do identyfikacji i oceny zjawisk na rynku kogeneracji były:

- sprawozdania G-10.2, G-10.1 k, F-01 19 największych przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła z lat 2004-2006;
- wyniki badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych URE-C1 dotyczące lat 2004-2006;
- ankieta skierowana do spółek dystrybucyjnych, dotycząca sprzedaży energii elektrycznej w 2006 r. oraz kontraktów zawartych na 2007 rok.

Jak wynika z wymienionych źródeł podmiotami przeprowadzonych badań byli uczestnicy rynku hurtowego; po stronie podaży 19 największych elektrociepłowni w Polsce, po stronie popytu 14 spółek dystrybucyjno-handlowych. Przedmiotem badań były m.in. przewidywane zachowania uczestników rynku (zidentyfikowane i skwantyfikowane na podstawie informacji o kontraktach zawartych na 2007 rok). Autorzy zbada-

li wpływ funkcjonujących regulacji prawnych na procesy zachodzące na rynku kogeneracji oraz dokonali próby projekcji zjawisk po 1 lipca 2007 r., to jest po wejściu w życie nowych instrumentów regulujących rynek energii produkowanej w skojarzeniu.

Obowiązek zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła jako podstawowa determinanta popytu

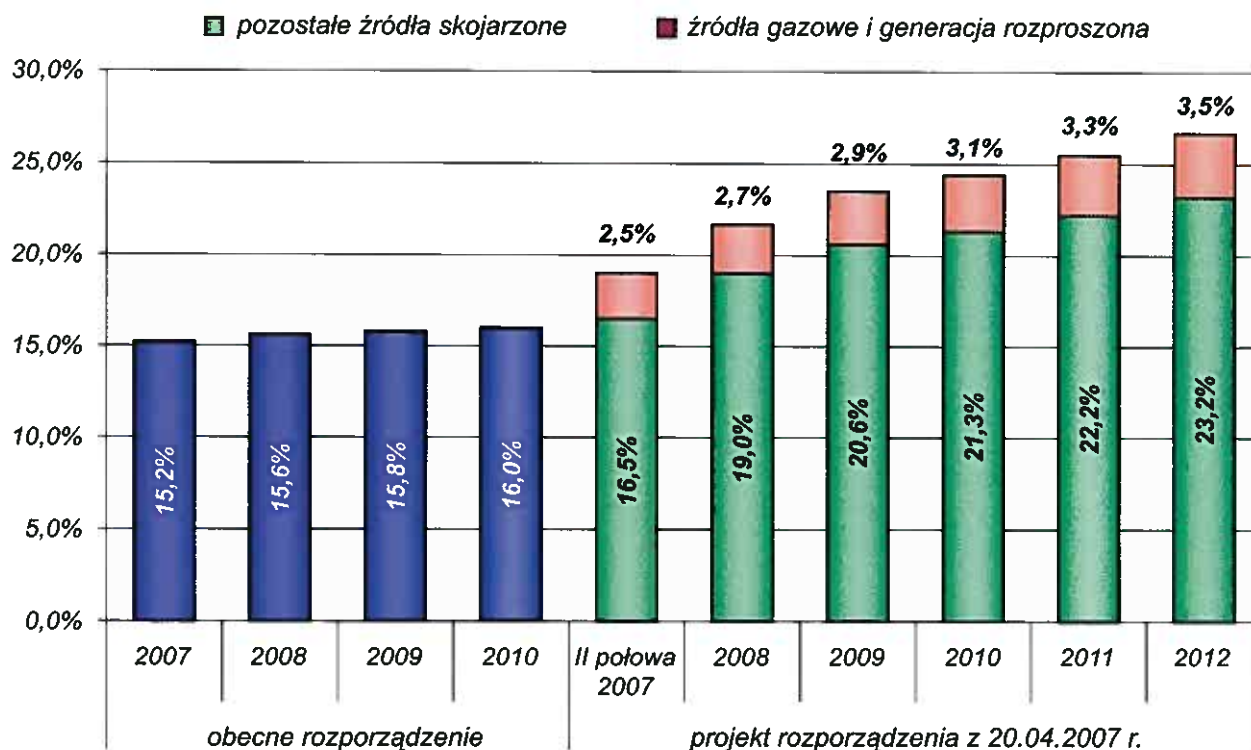
Charakterystyczne cechy popytu

Na rynku energii elektrycznej odbiorcy nie zgłaszają „selektywnego” popytu na energię czarną, czerwoną czy zieloną. Mamy po prostu do czynienia z popytem na energię elektryczną. Odbiorcy finalni zainteresowani są racjonalnym poziomem i strukturą cen, wysoką jakością świadczonych usług oraz możliwością podejmowania samodzielnych decyzji rynkowych (w tym wyboru sprzedawcy). Fakt ten przesądza o tym, że dla potrzeb analizy segmentu rynku energii pochodzącej z kogeneracji badanie popytu indywidualnych odbiorców (ryнку detalicznego) jest bezprzedmiotowe. Istotną natomiast kwestią jest strona popytu na rynku hurtowym, którą reprezentują największe przedsiębiorstwa dystrybucyjno-handlowe sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym.

Względy ekologiczno-efektywnościowe przesądziły o tym, że polityka energetyczna Unii Europejskiej priorytetowo traktuje rozwój źródeł odnawialnych i kogene-

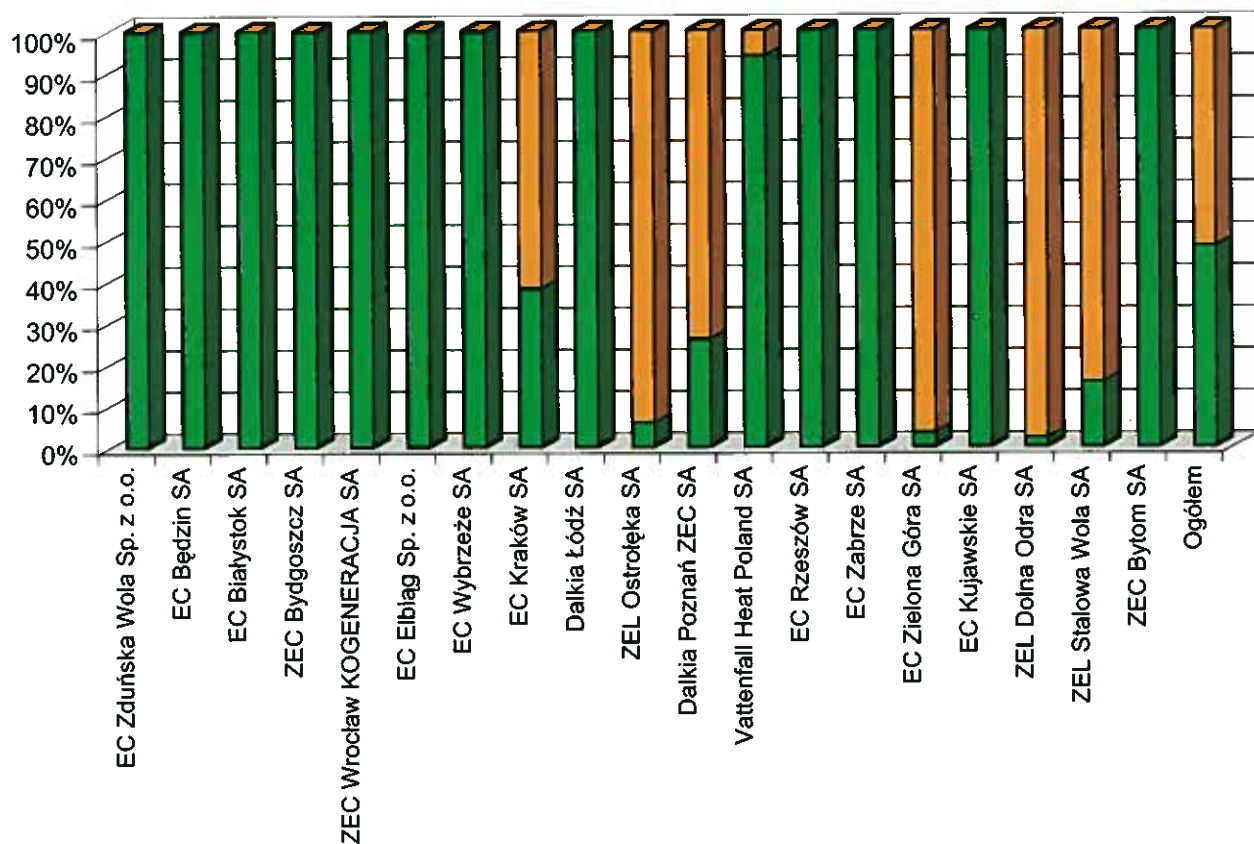
racji. Jednym ze stosowanych instrumentów wsparcia rozwoju tych źródeł jest nałożenie obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracji na przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną odbiorcom finalnym. Mamy zatem do czynienia z administracyjnym kreowaniem popytu, co jest równoznaczne z zapewnieniem komfortu pewności zbytu dla wytwórców. Sytuacja ta powoduje istotne ograniczenie typowego przebiegu procesów rynkowych, w tym pełniejszego rozwoju konkurencji pomiędzy wytwórcami.

W przypadku elektrociepłowni (EC) o wielkości podaży energii elektrycznej decyduje czynnik zewnętrzny jakim jest zapotrzebowanie na ciepło. Zależność ta w istotny sposób utrudnia projekcje ilościowe energii elektrycznej wytwarzanej w tej technologii. Stąd też formułowanie dla energii elektrycznej z kogeneracji celów ilościowych, jakie mają być osiągnięte w udziale w sprzedaży ogółem odbiorcom finalnym, musi być obarczone dużym stopniem niedokładności. Ponadto, w Dyrektywie 2004/8 WE z 11 lutego 2004 r. (*w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii*) wprowadzono nowe kryteria kwalifikacji „źródeł skojarzonych”, zwiększające potencjał skojarzonego wytwarzania. Do kogeneracji zaliczono bowiem także energię elektryczną wytwarzaną w kondensacji, ale związaną ze strumieniami ciepła wykorzystanego gospodarczo. Energia ta stanowi część strumienia energii mierzonego na wyjściu z generatora łącznie z energią z „czystej kondensacji” i nie poddaje się bezpośredniemu pomiarowi. Objęcie tej ilości systemem certyfikacji i obrotu prawami majątkowymi może okazać się niezwykle



Rysunek 1. Energia z kogeneracji – udział w sprzedaży ogółem odbiorcom końcowym

■ produkcja energii elektrycznej w pełnym skojarzeniu ■ produkcja energii elektrycznej poza pełnym skojarzeniem



Rysunek 2. Udział produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu w stosunku do produkcji brutto ogółem w 2006 r.

skomplikowane technicznie i organizacyjnie (konieczność zaangażowania laboratoriów akredytowanych dla oceny stopnia akceptacji poziomu skojarzenia procesów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła).

Cele ilościowe

W świetle powyższych uwag trzeba krytycznie ustosunkować się do projekcji Ministerstwa Gospodarki, w których każda kolejna propozycja zakłada coraz większe, nierealnie wysokie, udziały energii elektrycznej z kogeneracji w odniesieniu do sprzedaży ogółem odbiorcom finalnym. Ostatnia propozycja zawarta jest w projekcie rozporządzenia z 20 kwietnia 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Na rysunku 1 (str. 43) przedstawiono określone dla Polski cele ilościowe energii elektrycznej ze skojarzenia w latach 2007-2012, przy uwzględnieniu nowych kryteriów kwalifikacji „źródeł skojarzonych” wprowadzonych nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne (zmiany te weszły w życie 24 lutego 2007 r.) oraz propozycji zapisów projektu rozporządzenia.

W latach 2000-2006 (niezależnie od zmian w sposobach liczenia)²⁾ występował stan permanentnego niedoboru podaży w relacji do założonych celów indykatorywnych. Na przykład w 2004 r. udział energii ze skojarzenia w sprzedaży spółek dystrybucyjnych wyniósł 10,9% (wymagane 12,4%). W 2006 r. udział tej energii w sprzedaży odbiorcom końcowym wyniósł ok. 12%, wobec wymaganego 15,0%.

Produkcja energii elektrycznej z kogeneracji

Udział badanych 19 podmiotów w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2006 r. kształtował się na poziomie 17,4% (wzrost o 1 punkt procentowy w stosunku do lat 2004-2005), z kolei udział w krajowej mocy osiągalnej elektrycznej wyniósł w tych latach około 20%.

Moc osiągalna

Moc osiągalna elektryczna brutto wybranych podmiotów wyniosła na koniec 2005 r. 6 868 MW, moc osiągalna ciepła – 16 373 MW w tym moc osiągalna ciepła w skojarzeniu – 9 825 MW. Zarówno moc elektryczna jak i moc

2) Odniesienie do sprzedaży ogółem spółek dystrybucyjnych, bądź do sprzedaży odbiorcom finalnym.

ciepła wykazały spadek w stosunku do 2004 r., odpowiednio o: 64 MW, 298 MW i 169 MW. Na zmniejszenie mocy cieplnej w skojarzeniu niewątpliwie miała wpływ redukcja tej mocy w Vattenfall Heat Poland SA, gdzie moc spadła o 126 MW. Największe znaczenie w przypadku mocy cieplnej w skojarzeniu miały dwa podmioty: Vattenfall Heat Poland SA i Dalkia Łódź SA, w sumie skupiały prawie 34% tej mocy wybranych podmiotów. Ponadto stosunkowo dużym udziałem, w przedziale 7-8%, charakteryzowały się też cztery inne przedsiębiorstwa: Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA, Elektrociepłownie Wybrzeże SA, Elektrociepłownie Kujawskie SA, Elektrociepłownia Kraków SA.

Produkcja energii elektrycznej

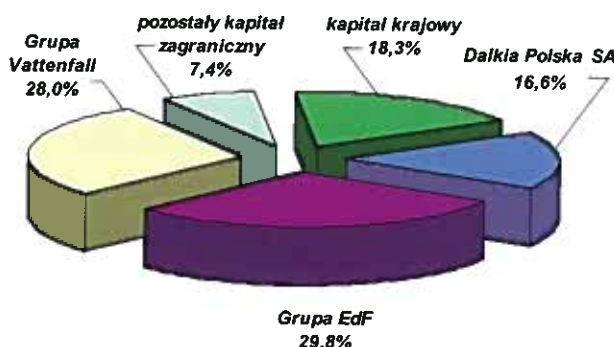
Produkcja energii elektrycznej brutto w wybranej grupie przedsiębiorstw wytwórczych w 2006 r. wyniosła 28 103 GWh i była o 9,3% wyższa w porównaniu z 2005 r. Był to znaczący wzrost w stosunku do dwóch poprzednich lat. W 2006 r. 48,1% wyprodukowanej energii stanowiła energia elektryczna wytworzona w skojarzeniu z produkcją ciepła, przy czym udział ten systematycznie spadał od 2004 r. (55,3% w 2005 r., 56,7% w 2004 r.).

W 2006 r. produkcja energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła wyniosła 13 517 GWh.

Największym podmiotem na rynku energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem był Vattenfall Heat Poland SA (28,0% w 2006 r., wzrost o 3,3 punktu procentowego od 2004 r.). Inne znaczące podmioty na tym rynku to: Dalkia Łódź SA – 14,0% udział w rynku w 2006 r. (wzrost o 1,8 punktu procentowego od 2004 r.), Elektrociepłownie Wybrzeże SA – 12,4% (wzrost o 0,3 punktu

tu) i Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA – 11,9% (wzrost o 1,5 punktu). Wszystkie te podmioty, poza Vattenfall Heat Poland SA, zwiększyły swoją produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Warto zauważyć, że dynamika produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu wykazywała zauważalną tendencję spadkową w 2006 r. w stosunku do roku poprzedniego; spadek o 4,9%. Na wynik ten miał wpływ główny gracz tego rynku Vattenfall Heat Poland SA, gdzie zanotowano zmniejszenie produkcji tej energii o 5,2% w badanym okresie, pomimo zachowania poziomu produkcji energii elektrycznej brutto z roku 2005.



Rysunek 4. Udziały produkcji energii elektrycznej z pełnego skojarzenia według struktury kapitałowej w 2006 r.

Badając i oceniając strukturę rynku po stronie produkcji trzeba również brać pod uwagę ogólniejszy efekt prywatyzacyjny, który polega na koncentracji znacznej części wytwarzania w grupach kapitałowych, które od kilku lat obecne są na naszym rynku. Ukształtowaną strukturę własnościową przedstawiono na rysunku 4.

Produkcja ciepła

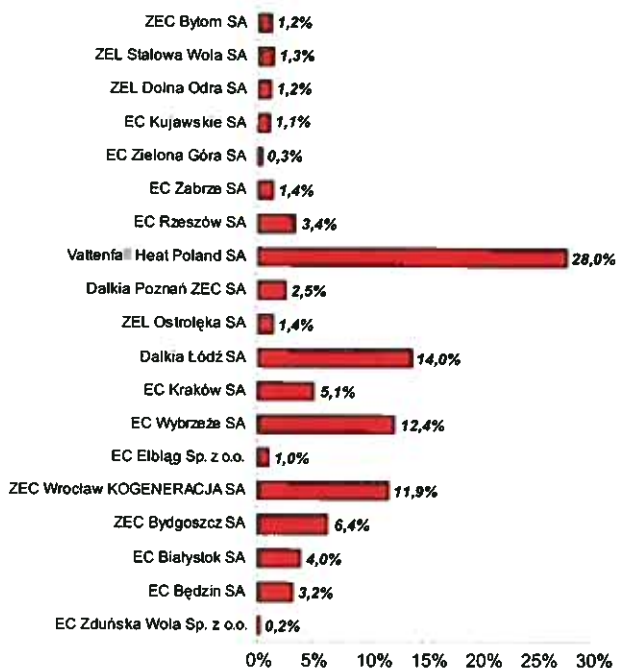
Produkcja ciepła w wybranej grupie przedsiębiorstw w 2006 r. wyniosła 140 504 TJ i była o 2 705 TJ (1,9%) mniejsza niż w 2005 r. oraz o 3 365 TJ (2,3%) mniejsza w stosunku do 2004 r. Warto zauważyć, że we wszystkich podmiotach zanotowano spadek produkcji ciepła w 2006 r. w porównaniu z 2005 r., poza dwoma przedsiębiorstwami: Vattenfall Heat Poland SA i Dalkią Poznań ZEC SA. Wśród wybranych podmiotów w produkcji ciepła ważne znaczenie mają: Vattenfall Heat Poland SA (27,8% udział w produkcji ciepła), Dalkia Łódź SA (11,3%) oraz Elektrociepłownie Kujawskie SA (9,7%).

Uczestnicy rynku hurtowego

Z punktu widzenia oceny zjawisk rynkowych (w tym udziałów i pozycji na rynku) najbardziej miarodajne są informacje dotyczące sprzedaży na rynku hurtowym.

Sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców

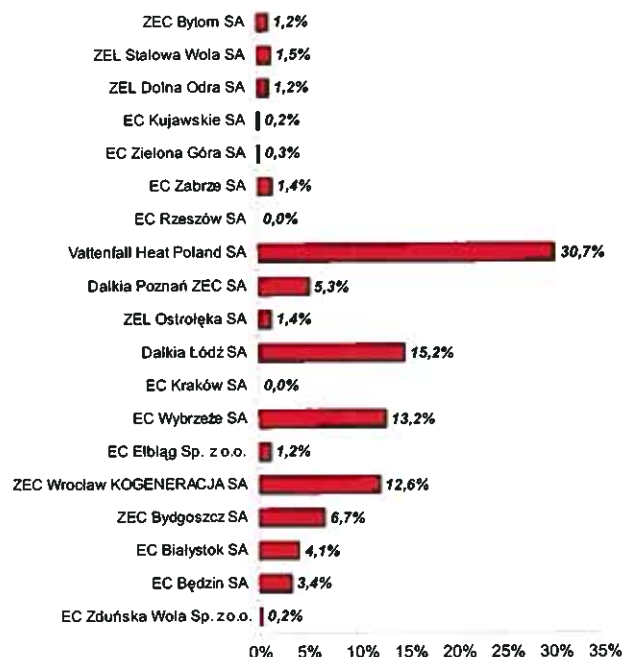
Sprzedaż energii elektrycznej brutto wzrosła w 2006 r. w stosunku do roku 2005 o 8,4% i wyniosła 25 330 GWh.



Rysunek 3. Udziały w rynku energii elektrycznej z pełnego skojarzenia według wielkości produkcji w 2006 r.

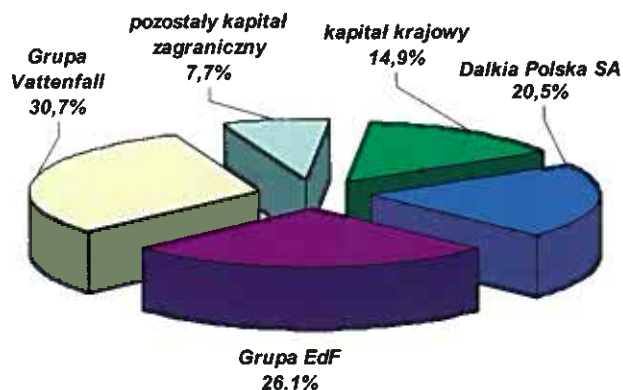
Spośród badanych przedsiębiorstw w 2006 r. pięć sprzedawało energię elektryczną w ramach KDT-ów (sześć podmiotów w 2004 i 2005 r.). Jej udział w całości sprzedaży wybranych wytwórców wyniósł w tym roku 25,3% i spadł o 1,2 punktu procentowego od 2004 r.

Sprzedaż energii elektrycznej z pełnego skojarzenia, nie uwzględniająca kontraktów długoterminowych, ukształtowała się w 2006 r. na poziomie 11 011 GWh, wobec 11 200 GWh w 2005 r. i 9 758 GWh w 2004 r.



Rysunek 5. Udziały w rynku energii elektrycznej z pełnego skojarzenia według wielkości sprzedaży w 2006 r. (bez KDT-ów)

Udział tej energii w sprzedaży ogółem 2006 r. stanowił 43,5%. Największym podmiotem na rynku sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z pełnego skojarzenia, podobnie jak przy produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, pozostaje Vattenfall Heat Poland SA. Przy czym jego znaczenie na tym rynku zdecydowanie wzrosło od 20,3% w 2004 r. do 30,7% w 2006 r. Niewątpliwie związane jest to z rozwiązaniem posiadanego kontraktu długoterminowego. Inne

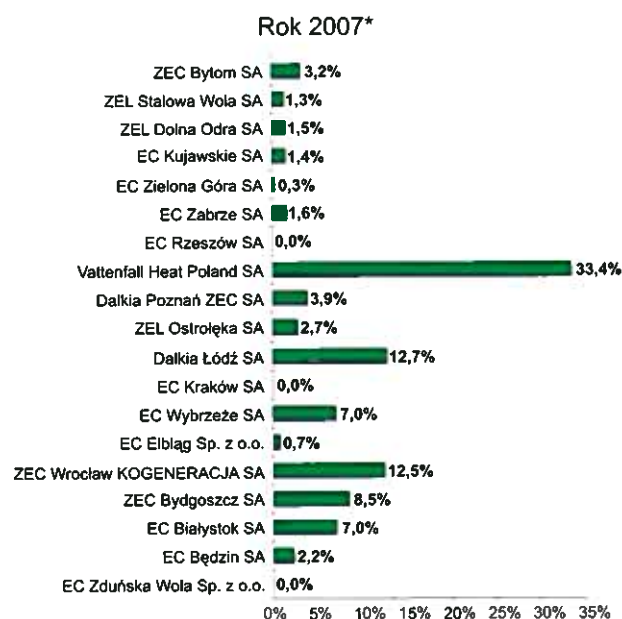


Rysunek 6. Udziały sprzedaży energii elektrycznej z pełnego skojarzenia według struktury kapitałowej w 2006 r.

znaczące podmioty to: Dalkia Łódź SA – 15,2% udział w rynku w 2006 r. (spadek o 1,6 punktu procentowego w stosunku do 2004 r.), Elektrociepłownie Wybrzeże SA – 13,2% (spadek o 2,1 punktu) i Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA – 12,6% (spadek o 0,4 punktu). Wytwórcy ci posiadali łącznie w 2006 r. 71,7% udział w rynku energii elektrycznej pochodzącej z pełnego skojarzenia, przy czym udział ten systematycznie wzrastał z 65,4% w 2004 r. i 68,8% w 2005 r. Podobnie też, jak w odniesieniu do produkcji, istotna jest dominacja w sprzedaży elektrociepłowni należących do trzech grup kapitałowych.

Formułowanie jednak wniosków dotyczących strategii grup kapitałowych wymagałoby informacji, którymi autorzy opracowania nie dysponowali. Dlatego też badania udziałów w rynku odnoszą się przede wszystkim do pojedynczych, samodzielnych przedsiębiorstw.

Na podstawie przytoczonych danych oraz informacji z planowanych kontraktów (rysunek 7), można sformułować wniosek o znaczącej pozycji czterech wytwórców spośród grupy badanych przedsiębiorstw³⁾. Pozostałe



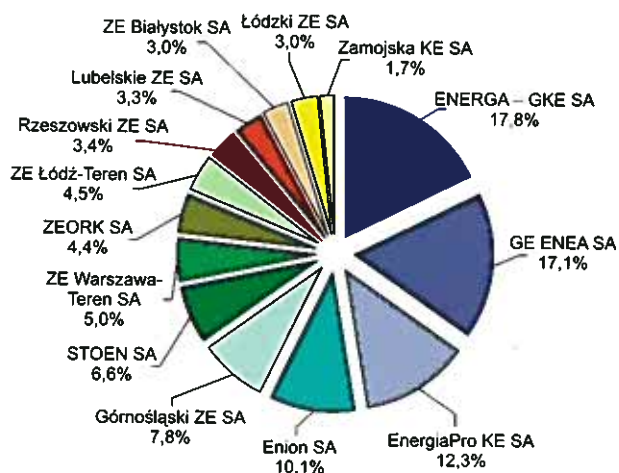
* prognoza na podstawie zawartych kontraktów

Rysunek 7. Przewidywany udział w sprzedaży wytwórców energii ze skojarzenia w 2007 r. / prognoza na podstawie zawartych kontraktów ze spółkami dystrybucyjnymi

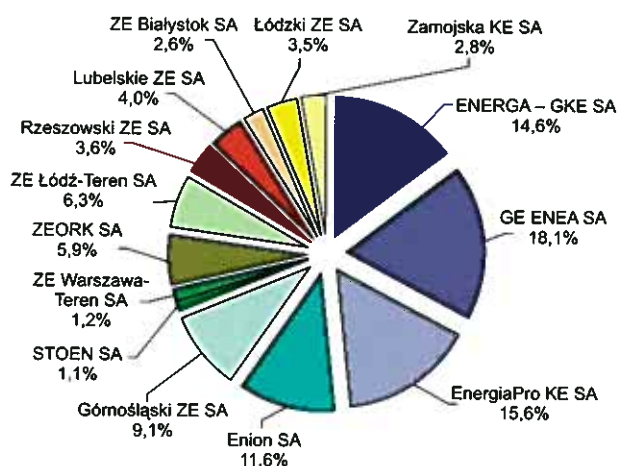
źródła podają się dość rozproszone adekwatnie do średnich lokalnych źródeł wytwarzania ciepła. Ich silna pozycja rynkowa wynika przede wszystkim ze sztywno określonego popytu (obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym).

3) Poza wymienionymi elektrociepłowniami po stronie podaży energii elektrycznej z kogeneracji liczą się także przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej: PKN ORLEN SA, Zakłady Azotowe PUŁAWY SA oraz Energetyka Dwory Sp. z o.o., które w 2006 r. sprzedały ok. 2 TWh energii elektrycznej.

Zakup przez przedsiębiorstwa dystrybucyjno-handlowe



Rysunek 8. Struktura zakupu energii z kogeneracji w spółkach dystrybucyjnych w 2006 r.

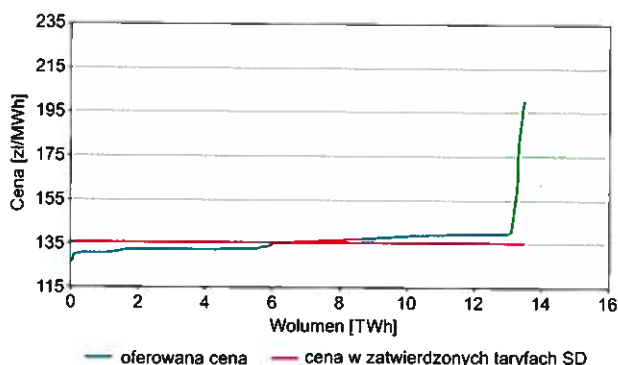


Rysunek 9. Struktura zakupu energii z kogeneracji (na podstawie zawartych kontraktów) w spółkach dystrybucyjnych w 2007 r.

Zasady funkcjonowania rynku energii z kogeneracji

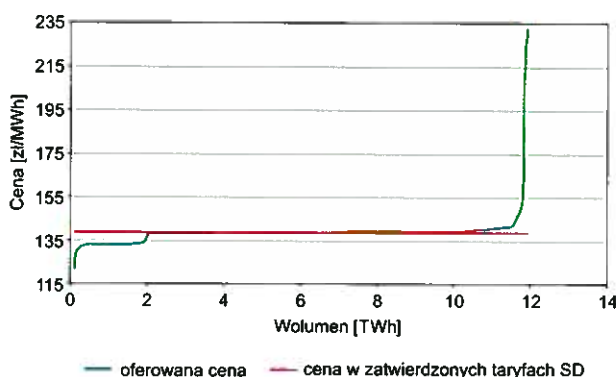
Do 2006 r. jednym z głównych czynników wpływających na ceny energii pochodzącej ze skojarzenia była cena uwzględniana w kalkulacjach taryf spółek dystrybucyjnych. W 2005 roku cena ta była zróżnicowana dla poszczególnych spółek dystrybucyjnych i wyliczana była jako średnia z zawartych kontraktów oraz ceny prognozowanej na II półroczu 2005 r. W efekcie średnia cena uwzględniana w taryfach spółek dystrybucyjnych na ten rok wyniosła 135,72 zł/MWh. Rysunek 10 przedstawia krzywą zagregowanej sprzedaży elektrociepłowni na tle ceny zatwierdzonej w taryfach spółek dystrybucyjnych w 2005 r.

W efekcie w 2005 r. średnia cena sprzedaży energii z kogeneracji wyniosła 136,19 zł/MWh.



Rysunek 10. Krzywa podaży energii z kogeneracji w 2005 r.

W 2006 r. zostało zmienione podejście do ceny energii ze skojarzenia uwzględnianej w taryfach spółek dystrybucyjnych – ustalono jednolitą ceną dla wszystkich spółek dystrybucyjnych. Poziomą przyjętą ceną – 138,70 zł/MWh – był efekt zindeksowania wykonania roku 2004 wskaźnikiem inflacji. Rysunek 11 przedstawia krzywą zagregowanej sprzedaży elektrociepłowni na tle ceny zatwierdzonej w taryfach spółek dystrybucyjnych w 2006 r.

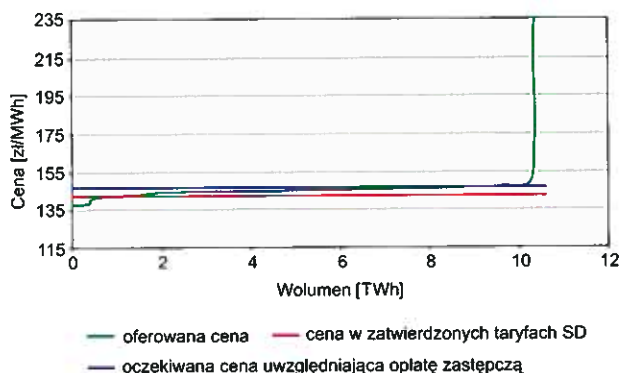


Rysunek 11. Krzywa podaży energii z kogeneracji w 2006 r.

Wykonanie roku 2006 wyniosło 139,61 zł/MWh.

Należy podkreślić fakt, iż w latach tych większość taryf elektrociepłowni miało zatwierdzone taryfy dla ciepła na okres jednego roku (kilka na dwa lata – największym podmiotem był ZEC Bydgoszcz SA).

W 2006 r. zaszły istotne zmiany na rynku energii, które wymusiły zmianę dotychczasowego podejścia w zatwierdzaniu taryf spółek dystrybucyjnych. Presja wytwórców na podniesienie cen energii elektrycznej (uzasadniana m.in. koniecznością zakumulowania środków na inwestycje) spowodowała wzrost ceny rynkowej uwzględnianej w taryfach spółek dystrybucyjnych na 2007 rok z 120 zł/MWh do 129 zł/MWh. O ile sama zmiana ceny rynkowej nie miałaby większego wpływu na ceny energii z kogeneracji, to zmiany w ustawie – Prawo energetyczne wprowadzające prawa majątkowe z kogeneracji oraz opłatę zastępczą wpłynęły istotnie na strategię elektrociepłowni. W cenach oferowanych spółkom dystrybucyjnym uwzględnili one bowiem przyszły minimalny poziom opłaty zastępczej – około 18 zł/MWh.

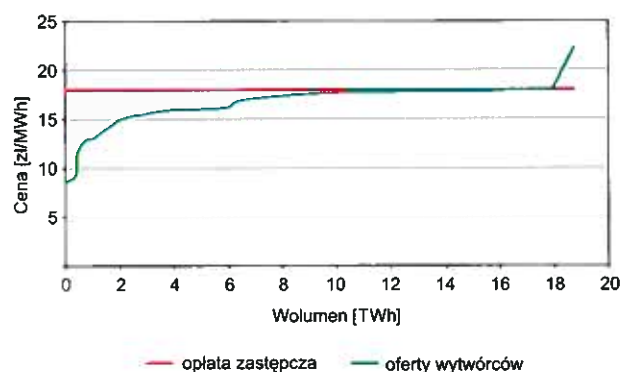


Rysunek 12. Krzywa podaży energii z kogeneracji w 2007 r. (przed 1 lipca 2007)

Jedynie jednej spółce udało się osiągnąć w 2007 r. poziom ceny niższy od uwzględnionego w kalkulacji taryfy na 2007 rok. W efekcie oferowane ceny energii elektrycznej na 2007 rok przekroczyły nawet poziom 147 zł/MWh. Należy dodać, iż kalkulacja taryf na ciepło w 2006 r. nie uwzględniała tak wysokich cen (w większości przypadków ceny energii nie przekraczały 140 zł/MWh). Równoważąc interesy odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych, w kalkulacji taryf na 2007 rok uwzględniono cenę 142 zł/MWh.

Rysunek 12 przedstawia krzywą zagregowaną sprzedaży i ofert elektrociepłowni na tle ceny zatwierdzonej w taryfach spółek dystrybucyjnych w 2007 r. oraz ceny uwzględniającej minimalną opłatę zastępczą.

Większość ofert sprzedaży i umów zawartych przez elektrociepłownie zawierały się w przedziale pomiędzy 142 zł/MWh a 147 zł/MWh.



Rysunek 13. Krzywa podaży praw majątkowych z kogeneracji w 2007 r. (po 1 lipca 2007)

Rysunek 13 przedstawia sytuację, jaka ukształtuje się na rynku energii z kogeneracji po 1 lipca 2007 r. po wprowadzeniu praw majątkowych.

Zakładając, iż obowiązkowy zakup zostanie ustalony w rozporządzeniu na poziomie 16,5%, całobroczny obowiązek zakupu praw majątkowych z kogeneracji (innej niż wykorzystującej gaz) wyniosłby prawie 18 TWh, z tego sprzedaż ze źródeł objętych dotychczasowym obowiązkiem wyniosłaby około 12 TWh. Biorąc pod uwagę fakt, iż rozszerzeniu ulegnie zakres energii uznawanej za produkowaną w kogeneracji, zwiększy się również

podaż tej energii. Pomimo tego zwiększenia, szacowanego na około 4-5 TWh, najprawdopodobniej podmioty zobowiązane do zakupu praw majątkowych zostaną zmuszone do wniesienia opłaty zastępczej.

Należy przypuszczać, że najprawdopodobniej strategię polegającą na oferowaniu praw majątkowych po cenach zbliżonych do opłaty zastępczej przyjęło większość elektrociepłowni, w tym mające największe znaczenie dla rynku.

Podsumowując, o ile w latach 2005 i 2006, największe znaczenie dla rynku energii z kogeneracji miała cena uwzględniana w kalkulacjach taryf spółek dystrybucyjnych, to w 2007 r. wyznacznikiem ceny będzie poziom opłaty zastępczej.

Z punktu widzenia funkcjonowania rynku, cena rynkowa energii z kogeneracji powinna wynikać z miejsca w którym równoważy się popyt z podażą. Jeśli podaż energii przekroczyłaby istotnie wolumen obowiązkowego zakupu, to wtedy cena energii byłaby wynikiem gry popytu z podażą. W przypadku niedostatecznej podaży, podmioty zobowiązane do zakupu będą zmuszone ponosić opłatę zastępczą, która stanie się najprawdopodobniej wyznacznikiem ceny.

Sytuację elektrociepłowni po 1 lipca 2007 r. komplikuje jednak niewiadoma jaką jest ceną którą uzyskają elektrociepłownie sprzedając energię elektryczną. Z uwagi na charakterystykę produkcji (głównie w dolinie zapotrzebowania) istnieje ryzyko, iż elektrociepłownie w kontraktach nie osiągną poziomu 129 zł/MWh. W przypadku braku zainteresowania ze strony odbiorców na energię z elektrociepłowni, będą one zmuszone do sprzedaży energii poprzez rynek bilansujący. W chwili obecnej nie jest możliwe oszacowanie łącznej ceny (sumy wartości energii i praw majątkowych) jaką uzyskają elektrociepłownie ze sprzedaży energii elektrycznej w drugiej połowie 2007 r. W najlepszej sytuacji będą te elektrociepłownie które podpisały kontrakty gwarantujące cenę po 1 lipca 2007 r.

Wnioski i rekomendacje

1. Podstawowe znaczenie dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej ze skojarzenia mają prawnie usankcjonowane reguły systemowe, w szczególności ściśle zdefiniowany popyt na rynku hurtowym oraz mechanizm stanowienia cen, pozwalających elektrociepłowniom na uzyskiwanie przychodów generujących dodatni wynik finansowy. Regulacje te wpływają na ograniczenie rozwoju procesów konkurencyjnych nie tylko w tym segmencie, ale i na całym rynku hurtowym. Pomimo znacznego udziału w rynku czterech podmiotów reprezentujących podaż, struktura rynku nie jest czynnikiem poważnie zagrażającym rozwojowi konkurencji. Nie ma bowiem istotnych przesłanek skłaniających do przypisywania tym podmiotom dyktatu warunków na rynku, dyskryminowania innych uczestników rynku czy też kreowania zachowań noszących cechy nieuczciwej konkurencji. Te sprywatyzowane przedsiębiorstwa z roku na rok poprawiają swoje wyniki ekonomiczne – co prawda dzięki korzystnym cenom – ale

także wskutek wyraźnej poprawy efektywności (racjonalizacja kosztów). Wykazują także niezłą aktywność inwestycyjną (szczególnie inwestycje modernizacyjne oraz inwestycje związane z ochroną środowiska).

2. Dotychczasowe doświadczenia (kilku krajów Unii Europejskiej) wspierania energii produkowanej w kogeneracji pozwalają wyróżnić dwa podstawowe sposoby kształtowania cen: 1) ceny gwarantowane, 2) ceny częściowo kształtowane przez mechanizm rynkowy (obróć czerwonymi certyfikatami na rynku giełdowym). Nie ulega wątpliwości, że w każdym z tych przypadków mamy do czynienia z państwową regulacją rynku. Problemem do rozstrzygnięcia jest zakres preferencji cenowych dla energii elektrycznej produkowanej w źródłach skojarzonych. Technologia kogeneracji charakteryzuje się relatywnie niskimi kosztami zmiennymi co wynika z lepszego (niż w elektrowniach) wykorzystania energii pierwotnej, zawartej w paliwie. Powstaje zatem pytanie, czy uzasadnione są specjalne preferencje cenowe, szczególnie dla źródeł już funkcjonujących.

3. W najbliższej przyszłości decydujące znaczenie dla rynku kogeneracji będzie miała cena jaką uzyskują elektrociepłownie za energię elektryczną po 1 lipca 2007 r. W przypadku, gdy odbiorcy (przedsiębiorstwa obrotu) będą preferować energię z elektrowni kondensacyjnych o większych możliwościach dostosowania produkcji do zapotrzebowania odbiorców, może się okazać, iż nie będzie popytu na energię z kogeneracji. W takiej sytuacji elektrociepłownie, które nie będą w stanie dopasować produkcji do profilu zapotrzebowania odbiorcy, będą zmuszone sprzedawać energię znacznie taniej niż elektrownie kondensacyjne. Ewentualne zaniechanie produkcji skutkować będzie mniejszym wolumenem praw majątkowych – co może zmuszać producentów do sprzedaży energii za każdą ceną – znacznie poniżej cen rynkowych. W efekcie przychody kogeneracji zostaną obniżone – co wpłynie na pogorszenie ich sytuacji finansowej. Uprzywilejowani będą natomiast tacy producenci jak Zespół Elektrowni Dolna Odra SA oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka SA, którzy oprócz energii w skojarzeniu produkować będą dodatkowo energię „czarną”. Oferując energię, będą oni mieli swobodę dysponowania swoimi jednostkami, zarówno kondensacyjnymi, jak i skojarzonymi.

Średni poziom ceny energii sprzedawanej przez elektrociepłownie po 1 lipca 2007 r. będzie miał istotne znaczenia dla ich sytuacji finansowej.

4. Można rozważyć trzy sposoby regulacji rynku energii elektrycznej pochodzącej z kogeneracji:

- 1) **powrót do taryfowania energii elektrycznej** – rozwiązanie to byłoby ograniczeniem całego rynku energii elektrycznej i w praktyce utrudniłoby dalszą liberalizację. W przypadku, gdyby część rynku była taryfowana, to cena energii z elektrociepłowni zaburzałaby funkcjonowanie rynku,
- 2) **uwzględnienie wyższych przychodów w przyszłych taryfach dla ciepła** – działanie to mogłoby w znaczącym stopniu obniżyć taryfy dla ciepła – co w efekcie mogłoby doprowadzić do subsydiowania odbiorców ciepła kosztem energii elektrycznej. Dodatkowo mogłoby to zakłócić lokalne rynki ciepła. W przypadku odwrotnym, odbiorcy ciepła subsydiwaliby odbiorców energii elektrycznej,
- 3) **zmiana mechanizmów wsparcia energii z kogeneracji** – najbardziej efektywne rozwiązanie. Najprostszym sposobem byłoby ograniczenie wolumenu podlegającego obowiązkowemu zakupowi do poziomu produkcji w skojarzeniu. Minusem tego rozwiązania może okazać się w krótkim okresie wstrzymanie rozwoju nowych źródeł i wsparcie tylko istniejących. Nowe źródła powstawałyby dopiero w momencie osiągnięcia poziomu ceny prawa majątkowego równej cenie wejścia na rynek nowego źródła. Rozwiązanie to możliwe jest w ramach rozporządzenia. Inne rozwiązania najprawdopodobniej wymagałyby zmiany ustawy. Pierwsze rozwiązanie mogłoby polegać na zmianie zasad ustalenia opłaty zastępczej. Aby uniknąć dostosowywania cen praw majątkowych do poziomu opłaty zastępczej, opłata za dany rok kalendarzowy powinna być obliczana i ogłaszana po zakończeniu danego roku (w zakresie od 0%). W tym przypadku podmioty działające na rynku praw majątkowych sprzedawałyby prawa po cenach wynikających z przyjętej strategii działania oraz cen uzyskiwanych ze sprzedaży energii a nie wynikających z opłaty zastępczej. W celu zwiększenia ilości nowych źródeł, rozwiązanie to można by rozszerzyć dzieląc obowiązek na stare i nowe źródła.



*dr Witold Włodarczyk
radca Prezesa URE*



*Anna Daniluk, główny specjalista
w Departamencie Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*



*Konrad Godzisz
główny specjalista
w Departamencie Taryf URE*

EWOLUCJA ZMIAN ZASAD STANOWIENIA CEN W CIEPŁOWNICTWIE

Irena Gruszka

1. Wprowadzenie

Ceny ciepła, opłaty za ciepło to pojęcia, które nabierają szczególnego znaczenia, gdy co miesiąc płacimy czynsz za mieszkanie. Zazwyczaj głównymi pozycjami tego czynszu jest opłata za centralne ogrzewanie i opłata za podgrzanie wody wodociągowej. Wówczas zastanawiamy się, skąd się biorą ceny ciepła i dlaczego to ciepło tyle kosztuje.

Od 1990 r. w ramach transformacji polskiej gospodarki podjęto działania na rzecz stopniowego dopasowania poziomu cen energii do poziomu cen rynkowych (na rynkach konkurencyjnych) lub cen opartych na kosztach uzasadnionych (w zmonopolizowanych sektorach gospodarki podlegających regulacji). Ceny najbardziej wrażliwych społecznie i gospodarczo nośników energii, a więc energii elektrycznej, gazu i ciepła, pozostawały przez wiele lat cenami urzędowymi, których wzrost był ustalany corocznie przez Ministra Finansów, głównie w zależności od stopy inflacji. Stopniowo, najpierw od 1999 r. ceny energii elektrycznej i ciepła, a od 2000 r. ceny gazu, zaczęły być ustalane zgodnie z zasadami określonymi w ustawie – Prawo energetyczne i rozporządzeniach wykonawczych do tej ustawy, wydanych przez Ministra Gospodarki.

Istotą tych zasad jest powiązanie cen energii i cen usług jej dostawy z kosztami rzeczywiście poniesionymi przez przedsiębiorstwo energetyczne. Ceny te i warunki ich stosowania muszą być ujęte w taryfie, będącej swoistym cennikiem, adekwatnie do prowadzonej działalności energetycznej.

Cennik ten jest ustalany przez przedsiębiorstwo i podlega, zgodnie z zasadami regulacji, zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, niezależnego organu administracji rządowej. Ustawowym kryterium regulacji cen jest równoważenie interesów odbiorców i dostawców paliw i energii.

Prawidłowe ukształtowanie taryfy stanowi pewnego rodzaju sztukę, wymagającą odpowiednich umiejętności zarówno w odniesieniu do samego projektowania taryfy, obejmującego planowanie wielkości sprzedaży i związanych z tym kosztów, jak też przewidywania skutków ekonomicznych, jakie spowoduje wynikająca z taryfy struktura opłat ponoszonych przez odbiorców. Dodatkową umiejętnością stanowi też negocjowanie poziomu cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania w taki sposób, aby możliwe było pogodzenie zapisanych w ustawie – Prawo energetyczne, sprzecznych interesów dostawców i odbiorców (pokrycie uzasad-

nionych kosztów i ochrona odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen).

Pojawiają się jednak propozycje, aby przedsiębiorstwa zajmujące się zaopatrzeniem w ciepło zostały zwolnione z obowiązku uzyskania koncesji, a co za tym idzie, również z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE do zatwierdzania taryf dla ciepła. Oznaczałoby to wprowadzenie całkowitej dowolności w tej dziedzinie, bez możliwości sprawowania kontroli nad realizacją celów określonych w ustawie – Prawo energetyczne, a w szczególności polityki energetycznej, która powinna być spójna z polityką energetyczną Unii Europejskiej.

Przedsiębiorstwa energetyczne podejmują też wielokrotne próby zmian zasad stanowienia cen. Jedną z propozycji zakłada wprowadzenie tzw. cen pułapowych ciepła, wytyczających poziom, do którego stanowienie taryf byłoby wolne od ścisłej regulacji administracyjnej.

Zatem rodzi się pytanie: jaki zastosować model stanowienia cen?

W niniejszym artykule nie zostanie udzielona jednoznaczna odpowiedź na tak postawione pytanie. Zarazem jednak wskazanie podobieństw, jak i różnic dzielących podmioty tej branży (w szczególności w zakresie struktury kosztów) może stać się istotnym przyczynkiem do dyskusji nad założeniami modelu cen ciepła.

2. Kształtowanie cen ciepła w gospodarce centralnie kierowanej i w pierwszych latach transformacji

Przez cały powojenny okres gospodarki centralnie kierowanej ceny paliw i energii były w Polsce utrzymywane na bardzo niskim poziomie. Nie pokrywały one kosztów pozyskania paliw i energii i dostarczania ich do odbiorców końcowych.

W 1982 r. wprowadzono reformę cen uchwalając ustawę o cenach¹⁾, która upoważniała Ministra Finansów do administracyjnego regulowania ich poziomu poprzez ustalanie cen urzędowych dla określonych grup odbiorców i wprowadzanie maksymalnych wskaźników wzrostu cen umownych; Radę Ministrów upoważniono do wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen umownych.

1) Ustawa z 26 lutego 1982 r. o cenach (Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195 z późn. zm.).

Drugim aktem prawnym, który regulował problematykę gospodarki energetycznej (zaopatrzenia w paliwa i energię oraz ich użytkowania) oraz problematykę cenotwórstwa (taryf i rozliczeń między sprzedawcami i odbiorcami paliw i energii), była ustawa o gospodarce energetycznej²).

Stan prawny tamtych lat nie dopuszczał możliwości regulacji cen w oparciu o koszty ekonomicznie uzasadnione. Wszystkie przepisy były dostosowane do centralnego systemu kierowania gospodarką. Przez wiele lat ceny paliw (z wyjątkiem węgla i koksu) były ustalane w oparciu o te przepisy i miały charakter cen urzędowych, a dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła stosowane były cenniki ustalane przez Państwową Komisję Cen, a później przez Ministra Finansów.

Szczególne sytuacja występowała w ciepłownictwie, gdzie stosowane były dwa rodzaje cen: *ceny urzędowe* oraz *ceny umowne* z tym, że swoboda kształtowania cen umownych była ograniczona przepisami, wydawanymi na podstawie ustawy o cenach³).

Urzędowe ceny ciepła (publikowane w oficjalnych cennikach, a później wprowadzane decyzjami Ministra Finansów) obowiązywały w rozliczeniach za energię ciepłą z użytkownikami mieszkań (członkami spółdzielni, lokatorami, właścicielami mieszkań, najemcami itp.) Ceny urzędowe były cenami maksymalnymi, ustalonymi przez Ministra Finansów.

Ceny umowne obowiązywały w rozliczeniach między producentem (ciepłownią, elektrociepłownią), a dystrybutorom (przedsiębiorstwem energetyki ciepłej) oraz między dystrybutorom a odbiorcami finalnymi, z wyjątkiem gospodarstw domowych.

Ceny urzędowe były jednolite w skali całego kraju a tym samym były oderwane od rzeczywistych kosztów pozyskania, przetworzenia i transportu ciepła w poszczególnych miejscowościach. Natomiast ceny umowne były bardzo zróżnicowane, a ich wysokość zależała przede wszystkim od kosztów wytworzenia i dystrybucji u poszczególnych sprzedawców.

W tym okresie różnice między cenami urzędowymi, płaconymi przez użytkowników mieszkań i cenami umownymi, określanymi według obowiązujących przepisów przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, były pokrywane w formie dotacji.

Dotacje obejmowały tylko obywateli korzystających z ciepła dostarczanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a nie indywidualnych właścicieli domków jednorodzinnych oraz lokatorów budynków nie posiadających instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody, którzy sami musieli płacić za zakupiony opał.

2) Ustawa z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. z 1984 r. Nr 21, poz. 96 z późn. zm.).

3) Zob. Marek A. Borkowski, *System ustalania cen energii ciepłej w okresie przejściowym*, Fundacja Rozwoju Ciepłownictwa „Unia Ciepłownictwa”, Wydawnictwa Techniczne, Warszawa 1997 r.

Stosowane w tym okresie ograniczenia w swobodzie kształtowania cen umownych oraz dotacje (głównie z budżetu państwa) powodowały, że dostawcy ciepła nie byli ekonomicznie zainteresowani obniżaniem kosztów zaopatrzenia w ciepło. System dotacji nie stwarzał więc zachęt ani do obniżania kosztów wytworzenia i przesyłania ciepła, ani do oszczędnego użytkowania i zmniejszania jego zużycia⁴).

Zapoczątkowany w latach 1989-1990 proces przechodzenia do gospodarki rynkowej wymagał dostosowania cen paliw i energii do rzeczywistych kosztów ich wydobywania lub zakupu oraz transportu i przetwarzania, przy równoczesnym uwzględnieniu sytuacji społeczno-gospodarczej w kraju. W styczniu 1990 r. wprowadzono znaczne podwyżki cen paliw i energii (średnio 4-7 krotnie, a dla ludności nawet 5-10 krotnie), ale skutki tych podwyżek zostały w znacznym stopniu zniwelowane w wyniku bardzo wysokiej inflacji i skokowego wzrostu kosztów pozyskania paliw i energii.

Przeciwdziałając skutkom uprzywilejowanej pozycji producentów i dystrybutorów energii ciepłej, działających w warunkach monopolu naturalnego, wprowadzono (w oparciu o art. 13 ustawy o cenach) ograniczenia swobody kształtowania cen umownych. Do 30 września 1991 r. ceny umowne energii ciepłej pozostawały pod kontrolą izb skarbowych. Ta forma ograniczenia swobody okazała się mało skuteczna. Ceny umowne energii ciepłej rosły szybciej niż inflacja i wzrost cen surowców energetycznych. Dlatego od 1 października 1991 r. Minister Finansów wprowadził maksymalne wskaźniki wzrostu cen umownych energii ciepłej. Wskaźniki te uwzględniały wzrost kosztów produkcji i przesyłu energii ciepłej z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa, a pozostałych kosztów o wzrost inflacyjny. Ten sposób ustalania cen miał wiele wad⁵). Między innymi preferował on sprzedawców o wysokich wyjściowych cenach, nie uwzględniał on zróżnicowanych kosztów w tak specyficznej branży jak ciepłownictwo (różna technologia oraz stan i poziom urządzeń technicznych, różna odległość od źródła paliwa technologicznego). Z tego względu od 1 maja 1995 r. Rada Ministrów wprowadziła okresowy zakaz podwyższania cen umownych⁶). Wbrew brzmieniu tego rozporządzenia, podwyżki cen umownych, niejako na zasadzie wyjątku, były możliwe (przepis ten ściśle określał czynniki, które mogły być uwzględnione we wzroście ceny). Okresowy zakaz podwyższania cen został przedłużony

4) Por. J. Bodych-Wasilewska, W. Cherubin, *Proces taryfowania*, Ciepłownictwo, Stan, taryfowanie, problemy, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Biblioteka Regulatora, Warszawa 2002 r.

5) Por. Marek A. Borkowski, *System ustalania cen energii ciepłej w okresie przejściowym*, Fundacja Rozwoju Ciepłownictwa „Unia Ciepłownictwa”, Wydawnictwa Techniczne, Warszawa 1997 r.

6) Rozporządzenie Rady Ministrów z 11 kwietnia 1995 r. w sprawie wprowadzenia okresowego zakazu podwyższania cen umownych energii ciepłej (Dz. U. z 1995 r. Nr 44, poz. 227).

najpierw na 1996 rok, a następnie na 1997. Rozporządzenie to wyeliminowało „automatyczne” podwyżki cen ciepła, bez potrzeby ich uzasadnienia, jakie miały miejsce przy stosowaniu „wskaźników maksymalnego wzrostu”. Jednakże kilkuletnie ustalanie cen w oparciu o wskaźniki maksymalnego wzrostu ugruntowało istniejące wcześniej nieprawidłowości w stosowaniu cen umownych, a w niektórych przypadkach przyczyniło się do powstania nieprawidłowości w relacjach cen, w poszczególnych systemach taryfowych, stosowanych przez danego sprzedawcę. Następnym polityki cenowej w sektorze energii był brak powiązania ustalanych dla sektora energii cen urzędowych oraz cen umownych z kosztami działalności przedsiębiorstw energetycznych. Sprzedawcy ciepła nie prowadzili ewidencji kosztów według źródeł ich powstawania, stąd nie znali swoich kosztów i nie analizowali tych kosztów według rodzajów. Obowiązujący wówczas system regulacji cen był oparty na administracyjnym ograniczaniu wzrostu cen, a nie na eliminowaniu źródeł nadmiernego wzrostu kosztów.

3. Radykalna zmiana cenotwórstwa w ciepłownictwie w oparciu o ustawę – Prawo energetyczne

3.1. Nowe podstawy kształtowania cen ciepła

W 1997 r. Sejm uchwalił ustawę – Prawo energetyczne⁷⁾. Ustawa ta wprowadziła zasadnicze zmiany w funkcjonowaniu sektora energetycznego oraz regulowania jego działalności. Do realizacji zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji został powołany centralny organ administracji rządowej – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE), natomiast Minister Gospodarki został zobowiązany, w drodze rozporządzenia, m.in. do określenia szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf.

Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy w szczególności zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie i aktach wykonawczych do tej ustawy. Przepisy te całkowicie zmieniły poprzednią filozofię ustalania cen ciepła, opartą na określeniu jednej ceny dla wszystkich odbiorców, niezależnie od faktycznych kosztów dostarczania ciepła.

Taryfy dla ciepła powinny zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przesyłania

7) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348), która później wielokrotnie była nowelizowana (do dzisiaj aż 40 razy); ze względu na ich ilość w dalszej części pracy nie będą przytaczane kolejne zmiany z przywoływaniem odpowiednich numerów Dzienników Ustaw.

i dystrybucji lub obrotu ciepłem oraz kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, a także zapewniać ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Przedsiębiorstwa energetyczne różnicują taryfy dla ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczenia.

Planowane na 1998 r. uwolnienie cen ciepła odłożone zostało na kolejny rok. Podwyżki cen ciepła nadal mogły być dokonywane w oparciu o maksymalne wskaźniki wzrostu ustalone przez Ministra Finansów.

Dopiero z dniem 1 stycznia 1999 r. Minister Finansów zaprzestał ustalania taryf w odniesieniu do ciepła oraz ustalania zakresu i wysokości opłat za nielegalny pobór ciepła. Z dniem tym formalnie kompetencje do ustalania taryf dla ciepła zostały przekazane przedsiębiorstwom energetycznym, a kompetencje do zatwierdzania taryf, ustalonych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje, zostały przekazane Prezesowi URE.

Przedsiębiorstwa nie podlegające koncesjonowaniu nie przedstawiają taryf do zatwierdzania Prezesowi URE, ale są zobowiązane do ich sporządzania zgodnie z zasadami określonymi w obowiązujących przepisach.

3.2. Ewolucyjne zmiany zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła

Od początku 1999 r., kiedy formalnie rozpoczął się proces taryfowania dla ciepła przez Prezesa URE, obowiązywało w tym zakresie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. z 1998 r. Nr 132, poz. 867 i z 1999 r. Nr 30, poz. 291), zwane dalej pierwszym rozporządzeniem taryfowym. Natomiast od 25 listopada 2000 r. (czyli po niespełna dwóch latach) weszło w życie drugie rozporządzenie taryfowe⁸⁾.

Rozporządzenia taryfowe wprowadziły obowiązek kalkulowania cen odrębnie dla ciepła wytwarzanego w poszczególnych źródłach ciepła oraz stawek opłat za usługi przesyłowe dla wyodrębnionych sieci ciepłowniczych, z uwzględnieniem zróżnicowanych kosztów utrzymania i eksploatacji węzłów ciepłych (indywidualnych i grupowych) oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych.

Kalkulację cen zawartych w taryfie przedsiębiorstwa energetyczne musiały sporządzać (zgodnie z pierwszym rozporządzeniem taryfowym) na podstawie uzasadnionych kosztów, poniesionych w poprzednim roku obrotowym odniesionych do danych technicznych

8) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053).

z poprzedniego roku. Przedsiębiorstwa energetyczne oceniały taki sposób kalkulacji cen i stawek opłat jako nieracjonalny, szczególnie w sytuacji opracowywania taryfy dla ciepła i jej zatwierdzania pod koniec kolejnego roku obrotowego. Przepisy drugiego rozporządzenia taryfowego wprowadziły zasadę ustalania cen i stawek opłat za ciepło na podstawie uzasadnionych planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz kosztów modernizacji, rozwoju i kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska odniesionych do danych technicznych z poprzedniego roku.

Przedsiębiorstwo energetyczne powinno opracować taryfę w sposób zapewniający nie tylko pokrycie uzasadnionych kosztów, ale również ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, jak też eliminowanie subsydiowania skrośnego⁹⁾. Celem ochrony interesów odbiorców do kalkulacji cen wprowadzono redukcję kosztów stałych w przypadku znaczących nadwyżek zainstalowanej mocy cieplnej w źródle ciepła, w stosunku do mocy cieplnej wykorzystanej, poprzez tzw. współczynnik redukcyjny kosztów stałych „a”. Podkreślenia wymaga, że stosownie do zapisów pierwszego rozporządzenia taryfowego przedsiębiorstwo ciepłownicze miało prawo powiększyć jednostkowe koszty, stanowiące podstawę do ustalania cen i stawek opłat, o ustaloną przez przedsiębiorstwo marżę zysku, która mogła wynosić nawet 10%. Przepis ten był sprzeczny z zasadami gospodarki rynkowej, ponieważ premiował przedsiębiorstwa o najwyższych kosztach. Przepisy drugiego rozporządzenia taryfowego stanowią, że w cenach i stawkach opłat dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planie inwestycyjnym przedsiębiorstwa, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Pierwsze rozporządzenie taryfowe określiło dopuszczalny wzrost ostatnio stosowanych cen i stawek opłat (do 15%) oraz termin do 30 września 1999 r., do którego przedsiębiorstwa energetyczne miały obowiązek wyeliminowania ryczałtowego systemu rozliczeń i wprowadzenia rozliczeń opartych na pomiarze ilości dostarczonego ciepła. Wymagało to wyposażenia w ciepłomierze budynków, w których nie były one jeszcze zainstalowane. Praktyka pokazała, że w wyjątkowych sytuacjach system rozliczeń ryczałtowych funkcjonuje do dziś np. z przyczyn ekonomicznych lub technologicznych.

Prezes URE mógł określić okres stosowania taryfy od jednego do pięciu lat. Rozporządzenie określało zasady dostosowywania, nie częściej niż raz na 12 mie-

sięcy, cen i stawek opłat do zmieniających się warunków ekonomicznych, przy uwzględnieniu zmian cen paliw i wskaźnika inflacji oraz ustalanego przez przedsiębiorstwa i zatwierdzanego przez Prezesa URE współczynnika korekcyjnego, zależnego od projektowanej poprawy efektywności funkcjonowania tych przedsiębiorstw.

Postanowienia drugiego rozporządzenia taryfowego wprowadziły konieczność obliczania przez przedsiębiorstwo ciepłownicze średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat. Jednocześnie określone zostały zasady regulacji wzrostu średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat w zależności od wartości średniorocznego wskaźnika inflacji w poprzednim roku kalendarzowym (RPI) i współczynników korekcyjnych, określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej. Współczynniki korekcyjne były ustalane przez Prezesa URE dla pierwszego roku stosowania taryfy, a w przypadku taryf obowiązujących w okresie nie krótszym niż dwa lata, ustalone były (i są nadal) w analogiczny sposób współczynniki korekcyjne X_t na kolejne lata stosowania taryfy. Przedsiębiorstwo posiadające taryfę „wieloletnią” może nie częściej niż co 12 miesięcy dostosowywać poszczególne ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej bez potrzeby zatwierdzania tych zmian przez Prezesa URE (wzrost cen i stawek opłat zależy od wartości RPI i X_t). Inne ograniczenie poziomu wzrostu cen i stawek opłat obowiązuje dla subsydiowanych grup taryfowych. Wzrost cen i stawek opłat dla tych grup, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, nie może być wyższy o więcej niż o 1,25 średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym.

Kolejne, trzecie już rozporządzenie taryfowe¹⁰⁾ w zasadniczy sposób zmieniło podejście do danych technicznych przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat. Zmiana ta polegała na odejściu od wykonanej sprzedaży w GJ z roku poprzedniego na rzecz planowanej sprzedaży, z uwzględnieniem średniej sprzedaży z ostatnich 5 lat, a w zakresie zamówionej mocy cieplnej dało możliwość uwzględnienia mających nastąpić zmian (o których przedsiębiorstwo już wie) w okresie stosowania taryfy w stosunku do ostatniego dnia poprzedniego roku kalendarzowego. Zliberalizowano też podejście do redukcji kosztów stałych (współczynnikiem „a”), dając możliwość uwzględnienia kosztów niewykorzystanych mocy produkcyjnych w przypadku, gdy likwidacja tej mocy spowodowałaby zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Rozporządzenie to zlikwidowało opłatę abonamentową, dało moż-

9) Subsydiowanie skrośne – pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności lub od innej grupy odbiorców.

10) Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902).

liwość uśredniania stawek opłat w przypadku źródeł ciepła zlokalizowanych w jednej miejscowości, w których jest stosowany ten sam rodzaj paliwa, a zainstalowana moc cieplna w każdym z tych źródeł nie przekracza 5 MW. Celem ułatwienia sporządzenia wniosku taryfowego, w rozporządzeniu określono elementy, jakie powinno zawrzeć przedsiębiorstwo energetyczne w uzasadnieniu swojego wniosku. Są to: analiza zmian kosztów jednostkowych w poszczególnych pozycjach kosztów stałych i zmiennych, ocena skutków wprowadzenia cen i stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych, a także średnie wskaźnikowe ceny ciepła i średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe¹¹⁾. Prezes URE dokonuje analizy i weryfikacji kosztów przyjętych przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat, dokonuje oceny zmiany poziomu średniej wskaźnikowej ceny ciepła i stawki opłaty za usługi przesyłowe, oraz dokonuje oceny poziomu tych cen i stawek opłat w porównaniu z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi o podobnym zakresie działania.

Aktualnie obowiązujące rozporządzenie taryfowe¹²⁾ (w ślad za kolejną zmianą ustawy – Prawo energetyczne) wprowadziło, zamiast zysku uznawanego dotychczas w kalkulacji cen i stawek opłat, nową kategorię kosztu uzasadnionego, tj. zwrot z kapitału (własnego i obcego) zaangażowanego w działalność ciepłowniczą. Dalsza liberalizacja przepisów poszła w kierunku kalkulacji cen i stawek opłat na podstawie planowanych wielkości, nie tylko w zakresie kosztów, ale również w zakresie danych technicznych. Ma to na celu uwzględnienie specyfiki branży ciepłowniczej, np. ze względu na duże wahania poboru ciepła uwarunkowanego zmiennymi warunkami pogodowymi. Zlikwidowano ograniczenie do jednej miejscowości, przy możliwości uśredniania stawek opłat w przypadku źródeł ciepła, w których jest stosowany ten sam rodzaj paliwa, a zainstalowana moc cieplna w każdym z tych źródeł nie przekracza 5 MW. Zlikwidowano współczynnik redukcyjny kosztów stałych „a” uznając, że spełnił on już swoją rolę w redukcji nadmiernej mocy zainstalowanych źródeł ciepła. Udział opłat stałych nie powinien przekraczać w przypadku kalkulacji cen (lub stawek opłat) w zakresie wytwarzania ciepła udziału kosztów stałych w łącznych kosztach, a w przypadku przesyłania ciepła wskaźnika ustalonego przez Prezesa URE (brak dotychczasowego ograniczenia do 0,3). Dano odbiorcom możliwość, na ich wniosek, rozliczania się za ciepło według tzw. ceny jednoskładni-

11) Średnie wskaźnikowe ceny ciepła oblicza się jako iloraz sumy opłat za zamówioną moc cieplną, opłat za ciepło i opłat za nośnik ciepła oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła (w GJ) natomiast średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe oblicza się jako iloraz sumy opłat stałych i zmiennych za te usługi oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła (w GJ).

12) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423).

kowej oraz określono zasady określenia tej ceny. Zezwolono przedsiębiorstwom na dalsze stosowanie subsydiowania skrośnego, ale w takim zakresie, w jakim wymaga tego ochrona interesów odbiorców (bez ustalania sztywnych zasad i granic tego subsydiowania). Zlikwidowano również dyspozycje, zawarte w poprzednim rozporządzeniu, dla przedsiębiorstw energetycznych, co powinien zawierać wniosek taryfowy.

Przedstawione tutaj w dużym skrócie zasady kształtowania taryf dla ciepła nie obejmują oczywiście wszystkich elementów zawartych w rozporządzeniach taryfowych, ale w ogólnych zarysach dają pogląd, jak się one zmieniały w okresie od 1999 r. do dzisiaj. Jednakże nadrzędną, niezmienną zasadą była kalkulacja cen i stawek opłat na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności ciepłowniczej¹³⁾, w odróżnieniu od poprzedniego systemu gospodarki centralnie sterowanej. Zasady te dotyczą rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami ciepła, którzy mają zawarte umowy. Nie dotyczą one rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach. Uregulowania w tej sprawie (zawarte w pierwszym rozporządzeniu taryfowym, a następnie przeniesione do ustawy – Prawo energetyczne), zostały wyłączone spod jurysdykcji Prezesa URE. Rozliczaniem łącznych kosztów zakupionego ciepła na poszczególne lokale zajmuje się właściciel lub zarządca budynku, według zasad określonych w ustawie.

4. Zróznicowanie sektora ciepłowniczego w Polsce

4.1. Charakterystyka przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce

Sektor zaopatrzenia w ciepło charakteryzuje się znaczną liczbą przedsiębiorstw o dużym rozproszeniu geograficznym, które są bardzo zróżnicowane zarówno ze względu na rodzaj i zakres wykonywanej działalności, jak i stopień zaangażowania w działalność ciepłowniczą. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zajmują się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją, a także obrotem ciepła, ale istnieją też przedsiębiorstwa tylko wytwarzające ciepło i przedsiębiorstwa przesyłające ciepło zakupione od innych wytwórców. Wiele przedsiębiorstw zajmujących się zaopatrzeniem w ciepło prowadzi także inną działalność gospodarczą (produkcja przemysłowa, zaopatrzenie w wodę i od-

13) Koszty uzasadnione to zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo energetyczne koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością... oraz przyjmowane przez to przedsiębiorstwo do kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych.

prowadzenie ścieków itd.). Ponadto, istnieją przedsiębiorstwa eksploatujące źródła i sieci ciepłownicze w różnych miejscowościach na terenie całego kraju.

Działalnością ciepłowniczą w kraju zajmuje się ok. 9 tys. podmiotów. Prawie 90% z nich zużywa ciepło wyłącznie na zaspokojenie własnych potrzeb, a więc nie dostarcza go do odbiorców. Są to przede wszystkim małe, średnie i duże przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe, które produkują ciepło we własnych elektrociepłowniach i ciepłowniach lub kupują je od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Pozostałe 10% przedsiębiorstw prowadzi działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, spośród których część nie podlega koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Na początku okresu regulacji około 1000 przedsiębiorstw posiadało koncesję. W kolejnych latach następowały ciągłe zmiany w sektorze ciepłowniczym, w szczególności w zakresie ilości tych przedsiębiorstw.

Następował stopniowy spadek liczby przedsiębiorstw koncesjonowanych (do 752 w 2005 r.), spowodowany z jednej strony zmianami w przepisach prawa, z drugiej strony przekształceniami w gospodarce, w efekcie których część przedsiębiorstw zaprzestała działalności lub znacznie ją ograniczyła bądź nastąpiły procesy konsolidacyjne. Spadek liczby podmiotów nie oznacza bynajmniej, że rynek regulowany też ograniczył swoją wielkość. Szacuje się, że ok. 80% krajowej produkcji ciepła służy zaspokojeniu potrzeb ciepłych odbiorców.

Większość koncesjonowanych przedsiębiorstw posiada koncesje na kilka rodzajów działalności. Ok. 90% przedsiębiorstw zajmuje się wytwarzaniem ciepła, również duża ich część, bo ok. 88% świadczy usługi przesyłowe i dystrybucyjne, natomiast tylko 1/4 zajmuje się obrotem ciepłem. Najwięcej, bo ok. 2/3 przedsiębiorstw łączy produkcję z przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Gdyby do tego dołożyć jeszcze obrót, to aż 80% podmiotów prowadzi wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej. Po ok. 10% podmiotów prowadzi działalność albo tylko wytwórczą, albo zajmuje się przesyłaniem i dystrybucją połączonymi z obrotem. Te ostatnie przedsiębiorstwa posiadają zazwyczaj również źródła wytwórcze, ale takie, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne¹⁴). Przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadają (lub eksploatują) różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło, jednak zdecydowaną przewagę ilościową mają źródła mniejsze. Około 2/3 przedsiębiorstw dysponuje źródłami o mocy do 50 MW, z czego prawie połowa to przedsiębiorstwa posiadające źródła o mocy poniżej 10 MW. Tylko kilka przedsiębiorstw posiada źródła o mocy osiągalnej powyżej 1000 MW, są to podmioty działające również w obszarze produkcji energii elektrycznej. Moc zainstalowana koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosi ponad 65 tys. MW, a osiągalna ponad 62 tys. MW.

14) Por. *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2005 r.*, Biuletyn URE Nr 3/2006.

Blisko połowa przedsiębiorstw to przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, czyli takie, których przychód z działalności ciepłowniczej w stosunku do łącznego przychodu (tzw. wskaźnik WZDE) wynosi od 70-100%. Natomiast pozostałe to w połowie przedsiębiorstwa o wskaźniku WZDE poniżej 19%, a w połowie zawierają się w przedziale 20-70%. Długość sieci ciepłowniczej w kraju wynosiła ok. 18,5 tys. km. Przedsiębiorstwa o największym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą dysponowały ponad 80% ogólnokrajowej sieci ciepłowniczej.

Przedsiębiorstwa w 2005 r. wytworzyły (wraz z odzyskiem) ponad 458 tys. TJ ciepła. Aktualnie ponad 60% ciepła (274,5 TJ) produkowane jest w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach należących zarówno do energetyki zawodowej jak i do przemysłu.

Prawie 70% całkowitej produkcji ciepła (łącznie z odzyskiem) w 2005 r. wyprodukowały przedsiębiorstwa należące do ciepłownictwa zawodowego i elektroenergetyki zawodowej. Zdecydowanie najwięcej ciepła produkowały przedsiębiorstwa łączące wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Zatrudnienie w ciepłownictwie znalazło 48,3 tys. osób.

Do produkcji ciepła używany jest przede wszystkim węgiel kamienny. Udział węgla kamiennego w wytwarzaniu ciepła wynosi blisko 80%. Kolejnymi, co do ważności paliwami używanymi do produkcji ciepła były: olej opałowy ciężki (około 8% ogólnopolskiej produkcji) i gaz ziemny (około 5%). Marginesową rolę odgrywają w dalszym ciągu paliwa niekonwencjonalne. Udział ciepła z biomasy w produkcji ciepła ogółem nadal nie jest znaczący (3,9% w 2005 r.).

Wśród przedsiębiorstw prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło występują: spółki akcyjne i spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, przedsiębiorstwa państwowe, przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, związki komunalne gmin, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne. Wśród przedsiębiorstw regulowanych spółki z o.o. stanowią ok. 60%, a spółki akcyjne ponad 20%.

Obecnie ok. 60% przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowi własność sektora publicznego, z czego w ponad 70% podmiotów funkcje właścicielskie sprawują organy samorządu terytorialnego, a ok. 20% jest własnością państwową. Pozostałe przedsiębiorstwa znajdują się w rękach sektora prywatnego, z czego ponad 20% jest własnością podmiotów zagranicznych.

Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła¹⁵) stosowane w badanych przedsiębiorstwach były bardzo zróżnicowane. W 2005 r. najniższe ceny sięgały 10-15 zł/GJ, a najwyższe 70-80 zł/GJ, przy średniej ogólnokrajowej na poziomie 29,22 zł/GJ. Porównanie kształtowania się

15) Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła obliczone zostały jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła, nośnika ciepła, przychodów ze sprzedaży usługi przesyłowej oraz wolumenu sprzedanego ciepła wszystkim odbiorcom (wyrażone w zł/GJ).

cen ze względu na wielkość sprzedaży, w przedsiębiorstwach ciepłowniczych, potwierdza tezę o występowaniu efektu skali – im większa sprzedaż tym niższa cena.

Różnica między średnią ceną ciepła w przedsiębiorstwach sprzedających najmniejsze jego ilości (poniżej 100 TJ), a ceną w przedsiębiorstwach, których wolumen sprzedaży przekraczał 2 mln GJ była istotna i wynosiła 40% w 2005 r.

Tabela 1. Średnie jednoskładnikowe ceny ciepła w ciepłownictwie według wielkości sprzedaży w 2005 r. (w zł/GJ)

Roczna sprzedaż ciepła (w GJ)				
Ogółem	100 tys. i poniżej	100 tys. – 1mln	1 – 2 mln	powyżej 2 mln
29,22	38,70	33,12	29,68	27,58

Również duże zróżnicowanie wykazują średnie ceny ciepła zaprezentowane oddzielnie w zakresie wytwarzania tego ciepła oraz jego przesyłania do odbiorców, w poszczególnych województwach. Większym

Tabela 2. Średnie ceny ciepła i stawki opłaty przesyłowej według województw w 2005 r. (w zł/GJ)

Województwo	Średnia cena w zakresie wytwarzania ciepła	Średnia stawka opłaty za usługi przesyłowe
Polska	22,52	9,59
Dolnośląskie	22,81	10,88
Kujawsko-pomorskie	24,34	6,08
Lubelskie	23,04	9,63
Lubuskie	29,23	6,80
Łódzkie	20,46	10,04
Małopolskie	20,85	10,31
Mazowieckie	21,88	8,43
Opolskie	26,15	11,63
Podkarpackie	25,77	10,27
Podlaskie	22,44	10,79
Pomorskie	22,76	13,88
Śląskie	21,27	9,56
Świętokrzyskie	19,29	10,98
Warmińsko-mazurskie	23,60	9,86
Wielkopolskie	23,86	11,03
Zachodniopomorskie	25,89	9,62

zróżnicowaniem charakteryzują się stawki opłat za usługi przesyłowe ze względu na różny zakres przedmiotowy tej usługi oraz charakter dostawy ciepła¹⁶⁾. Na poziom stawek opłat mają wpływ uwarunkowania techniczne, a więc między innymi układ sieci ciepłowni-

16) Prezentowane powyżej dane pochodzą od przedsiębiorstw energetycznych na podstawie sprawozdania URE-C1 za 2005 r. (dane za 2006 r. nie są jeszcze dostępne), opracowane w publikacji Prezesa URE, *Energetyka ciepła w liczbach – 2005*, Warszawa, lipiec 2006 r.

czych i zdolności przesyłowe poszczególnych ich odcinków. Można tu również zauważyć duże zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych i ich silną zależność od warunków lokalnych oraz zaszczości historycznych.

4.2. Charakterystyka przedsiębiorstw ciepłowniczych w województwach wielkopolskim i kujawsko-pomorskim

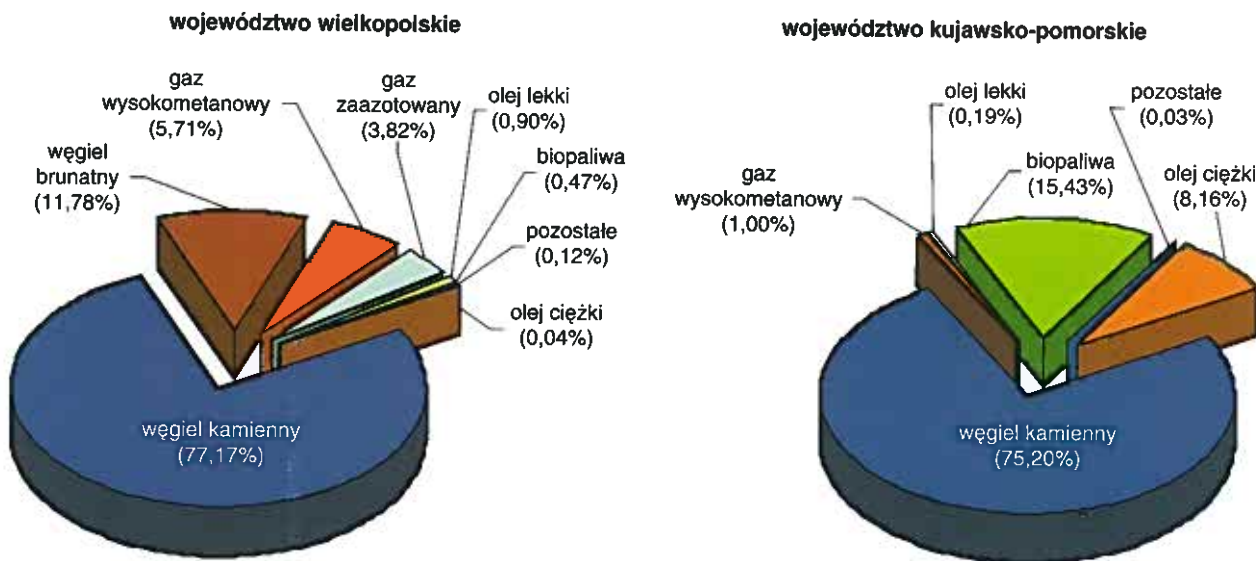
Zasięg terytorialny Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie. Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw w całym 2005 r. wynosiła 113 a na koniec roku zmniejszyła się do 82, przy czym w zakresie wytwarzania ciepła koncesje posiadały 72 przedsiębiorstwa, w zakresie przesyłania i dystrybucji 71 i obrotu ciepłem 17 przedsiębiorstw. Moc zainstalowana tych przedsiębiorstw z obu województw wynosiła ponad 10 tys. MW, a wykorzystanie tej mocy następowało w 70%. Przedsiębiorstwa te wytworzyły 70 tys. GJ. Aktualnie ponad 70% ciepła (50 tys. GJ) produkowane jest w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach należących zarówno do energetyki zawodowej jak i do przemysłu, ale tylko przez 15 przedsiębiorstw (tj. niespełna 17% badanych przedsiębiorstw). Długość sieci ciepłowniczych wynosiła ok. 2,3 tys. km, zatrudnionych w tej branży było blisko 6 tys. osób¹⁷⁾.

4.2.1. Poziom kosztów w zakresie wytwarzania ciepła

Główną pozycją kosztów wytwarzania ciepła, a zarazem pozycją decydującą o wysokości ceny wytworzenia tego ciepła są paliwa technologiczne. W województwie kujawsko-pomorskim stanowią one średnio 61,5%, a w województwie wielkopolskim 48,3% wszystkich kosztów. Już tutaj widoczne jest znaczne zróżnicowanie, wynikające z różnego wskaźnika zaangażowania w działalność energetyczną, z wielkości przedsiębiorstw, ale przede wszystkim ze struktury paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła.

Do produkcji ciepła używany jest przede wszystkim węgiel kamienny. Stanowi on ponad trzy czwarte wszystkich używanych paliw. W województwie wielkopolskim jedno duże przedsiębiorstwo produkuje ciepło z węgla brunatnego, co stanowi ok. 12% używanych paliw, a zużycie gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego stanowi blisko 10%. Natomiast w województwie kujawsko-pomorskim jedno duże przedsiębiorstwo produkuje ciepło z biomasy (ponad 15%), a ponad 8% stanowi zużycie oleju opałowego ciężkiego, a tylko 1% gazu ziemnego. Odmienność sytuacji w zakresie zużycia paliw w obu województwach wynika

17) Dane dotyczą 89 przedsiębiorstw ciepłowniczych, które wypełniły sprawozdanie URE-C1 za 2005 r., z tego 50 z województwa wielkopolskiego i 39 z kujawsko-pomorskiego, których też dotyczy dalsza analiza.

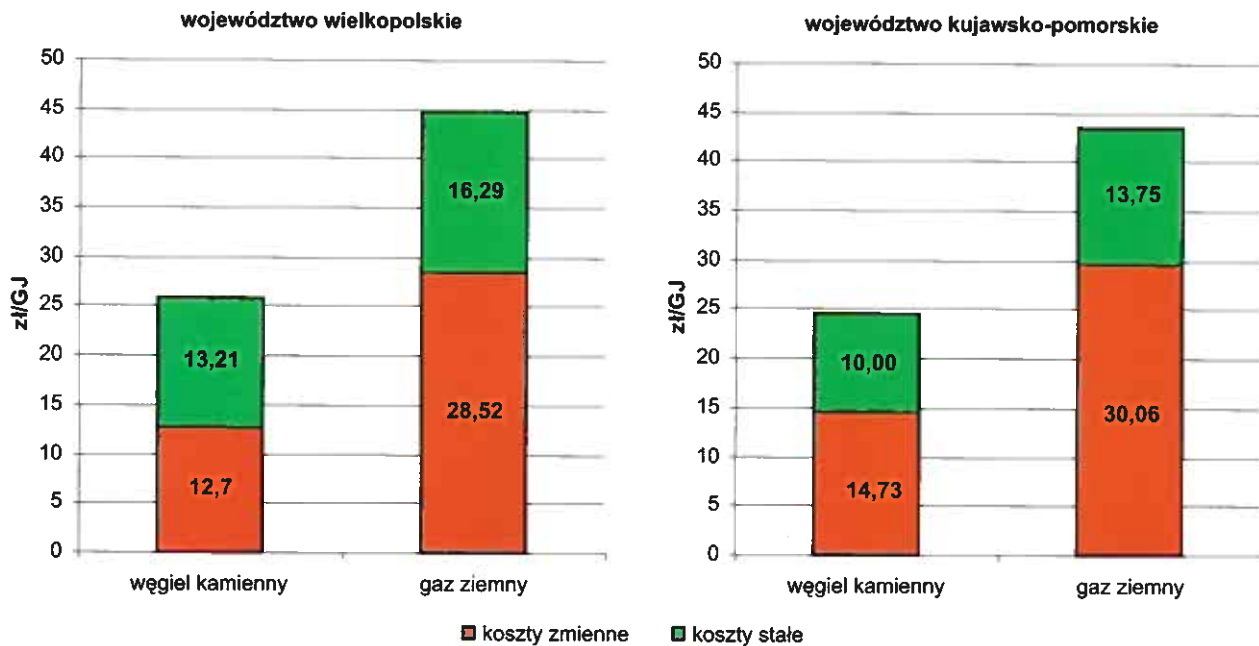


Rysunek 1. Struktura zużycia paliw do produkcji ciepła w 2005 r.

m.in. z innej struktury koncesjonowanych przedsiębiorstw¹⁸). Trochę odmiennie kształtowało się zużycie paliw do produkcji ciepła w kraju. Natomiast w sprzedaży ciepła do odbiorców zewnętrznych dominuje ciepło

jące ciepło głównie z węgla kamiennego i przedsiębiorstwa sprzedające ciepło głównie z gazu ziemnego.

Średni koszt jednostkowy (w zł/GJ) zasadniczo różni się w zależności od używanego paliwa. Koszty

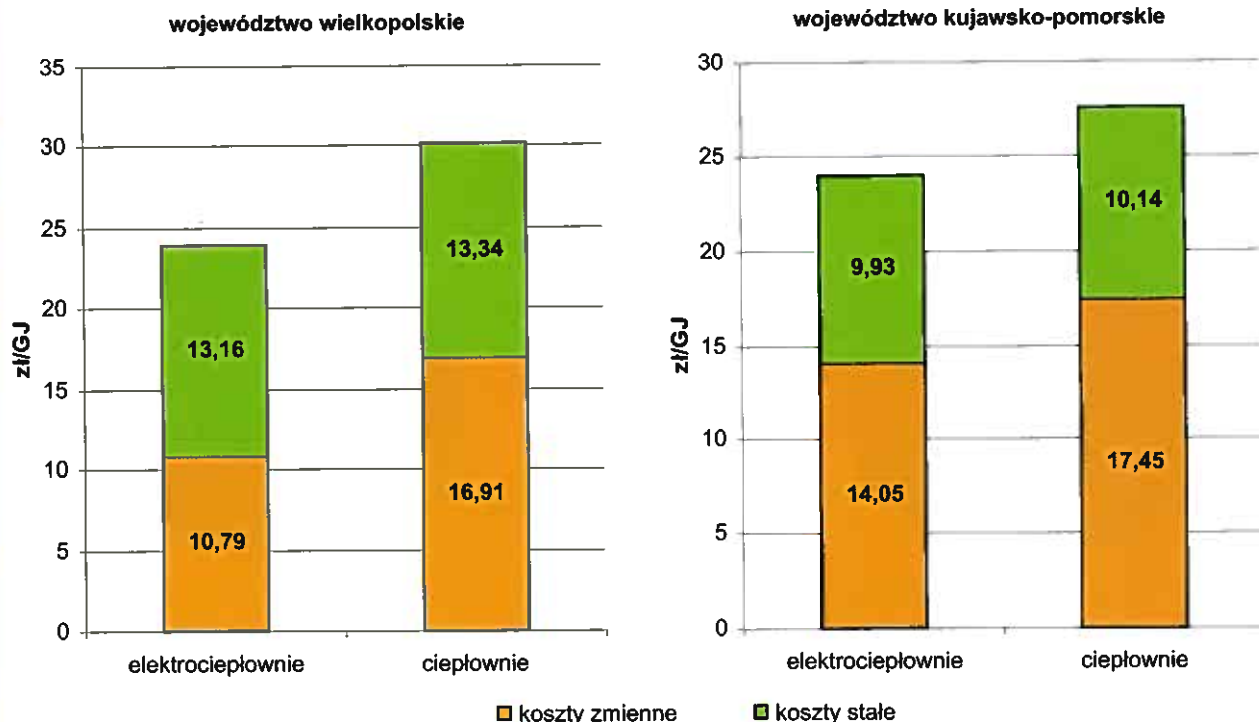


Rysunek 2. Struktura kosztów stałych i zmiennych wytwarzania ciepła [w zł/GJ]

produkowane z węgla kamiennego i gazu ziemnego. Do analizy struktury kosztów wybrano przedsiębiorstwa, które zawodowo zajmują się sprzedażą ciepła (czyli o wskaźniku WZDE powyżej 80%), oraz sprzedaż

zmiennie, w których ponad 90% to paliwa technologiczne, są inne także w obu województwach. W przypadku węgla kamiennego wynika to z kosztów pozyskania danego paliwa oraz odległości od źródeł jego dostarczenia, a także możliwości zawierania korzystniejszych umów na dostawy węgla, wynikających np. z efektu skali. W poszczególnych przedsiębiorstwach, produkujących ciepło w źródłach opalanych węglem kamiennym, koszty zmienne wynoszą od ok. 10 zł/GJ do blisko 25 zł/GJ. Natomiast podobnie kształtują się w po-

18) W województwie kujawsko-pomorskim funkcjonują przedsiębiorstwa przemysłowe o dużym wolumenie zarówno produkcji, jak i sprzedaży ciepła, a w przypadku jednego przedsiębiorstwa produkującego duże ilości ciepła z biomasy sprzedaż do odbiorców zewnętrznych jest znikoma.



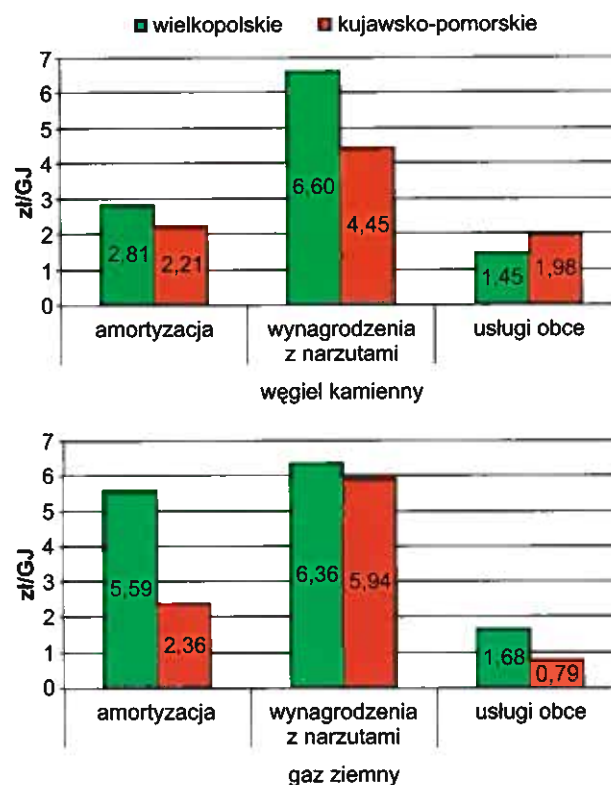
Rysunek 3. Struktura kosztów stałych i zmiennych w podziale na EC i C

szczególnych przedsiębiorstwach koszty zmienne ciepła produkowanego z gazu ziemnego. Różnice wynikają jedynie z rodzaju tego gazu (wysokometanowy lub zaazotowany), lub też ze sprawności źródeł ciepła. Zupełnie inaczej kształtują się koszty stałe w poszczególnych przedsiębiorstwach. Wynoszą one od ok. 5 zł/GJ do prawie 27 zł/GJ. Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło z węgla kamiennego dodatkowo podzielono na elektrociepłownie (EC – wytwarzające ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną) i ciepłownie (C).

Zróznicowanie kosztów stałych i zmiennych widoczne jest w obu województwach. Podział na EC i C nie spowodował znacznych odchyień w kosztach stałych, natomiast w sposób zasadniczy zmieniły się koszty zmienne wytwarzania ciepła. Jest to efekt obniżki kosztów paliwa technologicznego przy skojarzonym wytwarzaniu ciepła. W poszczególnych ciepłowniach odchylenia od średniej wysokości kosztów zmiennych wynoszą ponad 7 zł/GJ. Świadczy to nie tylko o innych kosztach zakupu zużywanych paliw do wytwarzania ciepła, ale przede wszystkim o znacznym zróżnicowaniu stanu technicznego źródeł ciepła oraz stosowanych technologiach produkcji.

Natomiast największe zróżnicowanie występuje w kosztach stałych wytwarzania ciepła. Blisko połowę kosztów stałych stanowią wynagrodzenia ze świadczeniami. Ta pozycja kosztów wykazuje największe zróżnicowanie w poszczególnych przedsiębiorstwach, a odstępstwo od średniej wielkości jest nawet trzykrotne, i to zarówno w górę jak i w dół i bez względu na rodzaj stosowanego paliwa technologicznego. Inaczej sytuacja kształtuje się w przedsiębiorstwach zajmujących

się tylko wytwarzaniem ciepła i inaczej jeśli te przedsiębiorstwa również przesyłają to ciepło. Inne wielkości wykazują przedsiębiorstwa o różnych wskaźnikach WZDE. Trzykrotne różnice nie wynikają wprost z poziomu średniego wynagrodzenia na osobę, ponieważ nie



Rysunek 4. Wysokość wybranych pozycji kosztów stałych

przekraczają one tego wynagrodzenia o więcej niż 50%¹⁹⁾. Wyjątek stanowią dwa sprywatyzowane przedsiębiorstwa, w których wykazano znacznie wyższe w stosunku do średniej wynagrodzenia miesięczne, ale nie powoduje to przekroczenia średniej wielkości odniesionej do jednostki ciepła (GJ). A wysoki poziom średniej płacy na miesiąc wynika z wyprowadzenia usług wraz z pracownikami o niskich płacach na zewnątrz firmy czyli tzw. outsourcing. Drugą co do wielkości pozycją kosztów stałych jest amortyzacja. Oscyluje ona od poziomu 0 zł do prawie 8 zł/GJ. Decydują o tym: różny poziom dekapitalizacji majątku ciepłowniczego, możliwości inwestycyjne przedsiębiorstw, różne formy organizacyjne i w dużej mierze zaszciski historyczne. W przypadku źródeł gazowych o wysokości amortyzacji decydują duże nakłady na inwestycje w nowe źródła.

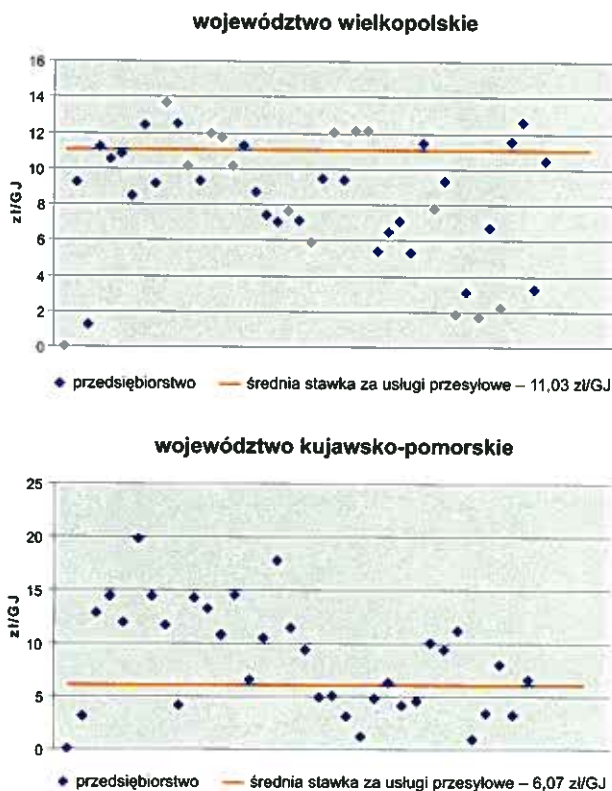
4.2.2. Poziom kosztów w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym koszty w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła obejmują koszty stałe i zmienne, dotyczące wydzielonych sieci ciepłowniczych, związane z dostarczaniem ciepła od źródeł ciepła do przyłączy, wraz z kosztami rozwoju, związanymi z przyłączaniem obiektów do tych sieci oraz m.in. koszty strat ciepła podczas przesyłania. Obejmują one także koszty związane z eksploatacją: węzłów cieplnych, z którymi są połączone instalacje odbiorcze obsługujące jeden obiekt, grupowych węzłów cieplnych oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych wraz z planowanymi rocznymi kosztami modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska w tym zakresie. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła dysponują bardzo zróżnicowanymi sieciami ciepłowniczymi²⁰⁾. Średnio na jedno przedsiębiorstwo z województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego przypada 30 km sieci ciepłowniczych. Blisko 60% przedsiębiorstw eksploatuje sieci o długości nie przekraczającej 10 km, a ok. 30% sieci do 50 km. Tylko dwa przedsiębiorstwa posiadają sieci o długości ponad 100 km i dwa przedsiębiorstwa niewiele ponad 400 km. To zróżnicowanie sieci jest tylko jednym elementem decydującym o wysokości stawek opłat za przesyłanie. Większy wpływ na te stawki ma zakres dystrybucji ciepła do odbiorców i związane z tym koszty eksploatacji węzłów ciepłowniczych i instalacji odbiorców.

Poziom kosztów przesyłanego ciepła przy średniej wskaźnikowej stawce za usługi przesyłowe w wysokości 11,03 zł/GJ w województwie wielkopolskim waha się od

19) Przeciętne wynagrodzenie brutto w przedsiębiorstwach ciepłowniczych województwa wielkopolskiego w 2005 r. wynosiło 2665,3 zł/m-c, natomiast województwa kujawsko-pomorskiego 2369,2 zł/m-c.

20) Przesyłaniem i dystrybucją ciepła zajmowało się 75 przedsiębiorstw ciepłowniczych z 89 objętych analizą z województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego za 2005 r.



Rysunek 5. Wysokość kosztów w przeliczeniu na GJ przesyłanego ciepła dla poszczególnych przedsiębiorstw województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego za 2005 r.

1,25 zł/GJ do 13,65 zł/GJ. Jeszcze większe różnice występują w województwie kujawsko-pomorskim. Przy średniej stawce wskaźnikowej na poziomie 6,07 zł/GJ koszty wynoszą od 1,16 zł/GJ do 19,71 zł/GJ²¹⁾.

5. Propozycje zmian zasad kształtowania cen ciepła w ciepłownictwie

Aktywność przedsiębiorstw energetycznych działających w warunkach monopolu naturalnego, wykorzystujących swoją siłę rynkową, prowadzi do pojawiania się coraz to nowych propozycji zmian zasad kształtowania taryf dla ciepła, włącznie z próbą odejścia od administracyjnego regulowania przez niezależny organ władzy państwowej. W warunkach braku konkurencji, a z brakiem tym mamy zdecydowanie do czynienia w przypadku ciepłownictwa, to poprzez taryfowanie działalności energetycznej realizowana jest ustawowa zasada równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i interesów odbiorców. Propozycja kontrolowania taryf *ex post* zamiast dotychczasowej zasady *ex ante*, byłaby najpełniejszym odstępstwem od tej zasady. Jednoznacznie przekonują o tym efekty regulacji w procesie zatwierdzania taryf. To dzięki tary-

21) Dokonano porównania kosztów ze średnią stawką, ponieważ wielkości te nieznacznie odbiegają od siebie. Tylko sporadycznie do kalkulacji stawek opłat przedsiębiorstwa doliczały marżę zysku do planowanych kosztów.



BOT Elektrownia Opole SA (autor: Przemysław Marcisz, www.elektrownie.com.pl)

fowaniu w okresie ostatnich sześciu lat w kieszeniach odbiorców ciepła pozostało 1607 mln zł²²⁾!

Inną propozycją jest ustalanie pułapu cen ciepła. Polega ona na określeniu poziomu ceny ciepła w formie ceny jednoskładnikowej (w zł/GJ) dla dwóch rodzajów działalności ciepłowniczej: wytwarzania i przesyłania. Propozycja ta opiera się na wskazaniu jednej ceny pułapowej dla wytwarzania ciepła, bez uwzględniania rodzaju paliwa, kosztów transportu węgla z kopalń czy też wielkości źródła. Również dla przesyłu proponowana jest jedna cena pułapowa, bez względu m.in. na zakres świadczonej usługi przesyłowej.

Kolejna propozycja, mająca na celu uproszczenie systemu stanowienia cen dla ciepła, to model oparty na wielkościach referencyjnych, wyrażanych w ujęciu „jednoskładnikowym” (w zł/GJ). Ale tym razem poziom cen referencyjnych ustalony byłby w zależności od rodzaju źródła ciepła, rodzaju paliwa stosowanego do wytwarzania ciepła oraz zakresu działalności przedsiębiorstwa, dotyczącego zaopatrzenia w ciepło.

22) O taką kwotę łącznie obniżono, w wyniku działań regulacyjnych, planowane przychody z ciepła, w stosunku do pierwotnie wnioskowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, w toku postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf dla ciepła.

Model oparty na cenach referencyjnych (cenach pułapowych) miałby funkcjonować według poniższych reguł. Przedsiębiorstwa energetyczne, których ceny ustalone na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło przekroczą odpowiednie dla nich ceny referencyjne, będą zobowiązane do przedłożenia swoich taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. W takim przypadku będzie obowiązywała pełna administracyjna procedura zatwierdzania taryfy dla ciepła. W przypadku, gdy poziom cen ustalony przez przedsiębiorstwo energetyczne byłby niższy od odpowiednich dla nich wielkości referencyjnych, takiej procedurze przedsiębiorstwo by nie podlegało.

To tylko niektóre z propozycji, opartych na hasłach urynkowania. Propozycje te są w istocie próbą wyzwolenia się z obowiązku administracyjnego regulowania cen ciepła.

6. Podsumowanie

Przedstawiane propozycje, aby przedsiębiorstwa zajmujące się zaopatrzeniem w ciepło zostały zwolnione z obowiązku uzyskania koncesji, a co za tym idzie zatwierdzania taryf dla ciepła, powinny być, przynajmniej w najbliższej przyszłości, zdecydowanie odrzu-

cone. Oznaczałoby to wprowadzenie całkowitej dowolności w tej dziedzinie, bez możliwości sprawowania kontroli nad realizacją celów, określonych w ustawie – Prawo energetyczne, a w szczególności polityki energetycznej, która powinna być spójna z polityką energetyczną Unii Europejskiej. Jest to szczególnie istotne w świetle ostatnich regulacji prawnych Unii Europejskiej, dotyczących ochrony środowiska i efektywności energetycznej oraz handlu emisjami i rozwoju kogeneracji (zwłaszcza małych elektrociepłowni).

Propozycja ustalenia jednolitej dla wszystkich przedsiębiorstw „pułapowej ceny ciepła” zdaje się wynikać z nieznaności bogatego, zróżnicowanego zbioru przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku ciepłownictwa. W związku z tym bardziej poprawna z merytorycznego (techniczno-ekonomicznego) punktu widzenia jest propozycja podziału źródeł ciepła na kilka grup, w zależności od ich wielkości i rodzaju stosowanego paliwa oraz zróżnicowanie stawek opłat za usługi przesyłowe w zależności od zakresu tej usługi. Dla realizacji tego celu należałoby stworzyć odpowiednią bazę danych dla określenia cen referencyjnych. Jeśli mamy korzystać z benchmarkingu (czyli porównywania cen ciepła z określonym pułapem cen), to należałoby ustalić zasady postępowania się tym narzędziem. Wydaje się, że przed wprowadzeniem cen referencyjnych trzeba przeprowadzić odpowiednie badania techniczno-ekonomiczne i to nie przez urzędników, ale przez specjalistyczne jednostki naukowo-badawcze. Natomiast ustawa – Prawo energetyczne powinna zawierać bezwzględnie uprawnienia Prezesa URE do egzekwowania prawidłowego ustalania przez przedsiębiorstwa cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła oraz jednolity i skonkretyzowany system konsekwencji finansowych i prawnych nieprzezwyciężania tych reguł.

Zanim jednak podejmiemy prace nad zmianą zasad stanowienia cen, należałoby odpowiedzieć na kilka pytań. Czy przez lata regulacji kosztowej zostały zlikwidowane zaszłości historyczne kształtowania się kosztów i czy w ogóle można je zlikwidować w najbliższej przyszłości? Czy władze wszystkich przedsiębiorstw są gotowe do bardziej rynkowych zachowań? Czy porównywanie się do określonego pułapu cen referencyjnych nie spowoduje podwyżek cen ciepła w przedsiębiorstwach stosujących aktualnie niskie ceny? Czy nie spowoduje to wzrostu inflacji? Przy odpowiedzi na te pytania należy mieć na uwadze fakt, że niskie koszty są domeną przedsiębiorstw już sprywatyzowanych, a ich udziałowcami (właścicielami) pozostają głównie zagraniczne firmy, których żądania co do zwrotu zaangażowanego kapitału są wysokie i dotyczą zwrotu w krótkim okresie.

Literatura:

1. Ustawa z 26 lutego 1982 r. o cenach (Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195 z późn. zm.).
2. Ustawa z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. z 1984 r. Nr 21, poz. 96 z późn. zm.).
3. Marek A. Borkowski, *System ustalania cen energii cieplnej w okresie przejściowym*, Fundacja Rozwoju Ciepłownictwa „Unia Ciepłownictwa”, Wydawnictwa Techniczne, Warszawa 1997 r.
4. J. Bodych-Wasilewska, W. Cherubin, *Proces taryfowania*, Ciepłownictwo, Stan, taryfowanie, problemy, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Biblioteka Regulatora, Warszawa 2002 r.
5. W. Cherubin, *Pięć lat działalności regulacyjnej w zakresie zaopatrzenia w ciepło*, Biuletyn URE Nr 6/2004.
6. Rozporządzenie Rady Ministrów z 11 kwietnia 1995 r. w sprawie wprowadzenia okresowego zakazu podwyższania cen umownych energii cieplnej (Dz. U. z 1995 r. Nr 44, poz. 227).
7. Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.).
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. z 1998 r. Nr 132, poz. 867 i z 1999 r. Nr 30, poz. 291).
9. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053).
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902).
11. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423).
12. *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2005 r.*, Biuletyn URE Nr 3/2006.
13. *Energetyka ciepła w liczbach – 2005*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa, lipiec 2006 r.



Autorka jest zastępcą dyrektora Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu

REMINISCENCJE Z UDZIAŁU W DEBACIE¹⁾ NA XIV WIOSENNYM SPOTKANIU CIEPŁOWNIKÓW, KTÓRE ODBYŁO SIĘ W DNIACH 9–11 MAJA 2007 R. W ZAKOPANEM²⁾

Paweł Bogusławski

Zima w Polsce w tym roku nie dopisała. Nie dopisała też w ostatnim kwartale roku ubiegłego. Nie dopisała oczywiście tym, którzy lubią saneczkarstwo i jazdę na nartach. Nie dopisała też tym, którzy w swoich planach sprzedaży czy produkcji ujęli wiele dni z ujemną temperaturą. Zimowe buty, ciepłe palta, rękawiczki a także sprzęt narciarski, łyżwy, saneczki, przy tym gogle, kurtki i spodnie narciarskie – wymieniać by można długo – nie zostały sprzedane wbrew oczekiwaniom producentów i sprzedawców. Już w lutym – podobno najśroźszym miesiącu polskiej zimy – widać było wyraźnie, że w magazynach pozostaną na długie letnie miesiące typowo zimowe akcesoria. Co z tym robić? Można przechowywać do następnej zimy, bo to nie pieczywo, nie szczerstwieje, takie działanie niesie jednak to ryzyko, że towar zostanie wyparty przez nową modę. Rozsądni kupcy wybierają starą jak świat metodę. Opuszczają cenę. Zgodnie z hasłem „Cena Czyni Cuda”, starają się sprzedać jak najwięcej, choć za niższą wartość od początkowo oczekiwanej. Nawet ze stratą. Unikną wtedy kosztów przechowywania w magazynach, unikną ryzyka wyparcia produktów przez nowy wzór czy model, a dodatkowo, uzyskane pieniądze będą mogły być zainwestowane w przyszłoroczne nowe wzory. Nigdy nie przyszło im do głowy, żeby tę połowę chętnych do zakupu klientów, którzy z jakichś powodów pomimo braku zimy zdecydowali się na zakupy, zmusić do zapłaty na przykład dwukrotnie większej ceny, aby zrekompensować sobie brak oczekiwanych przychodów.

Opis sytuacji rodzi przywołane skutki na rynku konkurencyjnym. Ryzyko nie trafienia w gust klienta czy brak warunków zewnętrznych do sprzedaży zgromadzonego towaru, to naturalny element, z którym musi liczyć się

każdy przedsiębiorca. Takiego ryzyka nie można uniknąć prowadząc działalność gospodarczą. Warto jeszcze zwrócić uwagę na zasadę, że im większe to ryzyko, tym większe oczekiwane korzyści z prowadzonej działalności.

W obszarze działania przedsiębiorstw ciepłowniczych nie można mówić o rynku konkurencyjnym. Nie występują tutaj siły napędowe konkurencji wewnątrz gałęzi, o jakich mowa w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne³⁾ czy w teorii M.E. Portera⁴⁾. Przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadając dużą infrastrukturę, nie boją się zagrożeń, jakie można wyróżnić na rynku konkurencyjnym:

- wejścia nowych firm,
- zdomowionej konkurencji,
- pojawienia się produktów i usług substytucyjnych (można zaobserwować odłączanie się bloków po wybudowaniu małej kotłowni ale cena ciepła wytworzonego najczęściej z gazu, w małej kotłowni, nie powoduje możliwości konkurencji z ceną 1 GJ ciepła dostarczonego przez przedsiębiorstwo sieciowe, a wytworzonego w dużych ciepłowniach lub w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej),
- sił przetargowych dostawców (w przypadku biomasy można zaobserwować trend wzrostu i dyktat cenowy dostawców tego paliwa, ale koszt jest przeniesiony nieomal automatycznie na odbiorców),
- sił przetargowych nabywców (nawet szukanie sprzymierzeńca w mediach nie daje oczekiwanych rezultatów).

Istotą monopolu naturalnego jest wykorzystywanie efektu skali, co czyni towar lub usługę tańszą w wydaniu monopolisty, niż w przypadku świadczenia tej samej usługi przez więcej przedsiębiorstw. Zdarzają się na jednym rynku lokalnym przypadki kilku firm wytwarzających ciepło, które są przyłączone do tej samej sieci, ale taka sytuacja ograniczona jest przede wszystkim możliwościami technicznymi sieci. Natomiast wybudowanie równoległej sieci do już istniejącej jest przypadkiem kuriozalnym.

1) Debata odbyła się pierwszego dnia spotkania organizowanego pod egidą BMP Sp. z o.o. Wykład wprowadzający pt. „Rozwój ciepłownictwa w warunkach ograniczeń emisyjnych oraz konieczności rozwoju OZE i kogeneracji” – wygłosił prof. Janusz Lewandowski – dyr. Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej. Uczestniczyli: Michał Machlejd – prezes zarządu SPEC SA, Wademar Szulc – prezes zarządu PEC Bełchatów, Tomasz Ciepierski – kierownik wydziału ciepłownictwa BOT EI. Bełchatów SA oraz Paweł Bogusławski – dyr. Wschodniego Oddziału Terenowego URE z/s w Lublinie, autor niniejszych wypowiedzi.

2) Niniejszy tekst ukazał się także w czerwcowym numerze dwumiesięcznika „Energetyka ciepła i zawodowa”.

3) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343).

4) M.E. Porter, *Strategia Konkurencji*, PWE, Warszawa 1992, rozdział I.

W obszarze monopolu naturalnego, jakim powinno się określać relacje przedsiębiorstwo ciepłownicze – odbiorca ciepła, substytutem rynku konkurencyjnego jest regulator, którym w Polsce jest – zgodnie z art. 21 ust. 1 Prawa energetycznego – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE). Art. 23 ust. 1 tej ustawy nakłada na Prezesa URE obowiązek zмирzenia do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Jednym z instrumentów wspomagającym działania Prezesa URE jest, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 2) ustawy – Prawo energetyczne, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat zawartych w taryfach.

Słyszałem o nowym pomysle – propozycji wprowadzenia tzw. cen i stawek referencyjnych, a więc odejściu od standardowego taryfowania. Przedsiębiorstwa, które w ustalonych przez siebie taryfach nie przekroczyłyby ustalonego poziomu cenowego, mogłyby z pominięciem obowiązku przedstawienia taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE, zawartego w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, stosować ustalone przez siebie ceny i stawki dla ciepła. Do niedawna byłem zagorzałym przeciwnikiem takiego podejścia do ustalania cen i stawek opłat za ciepło. Pewne złagodzenie moich poglądów (co nie znaczy, że zostałem przekonany) nastąpiło po przeczytaniu artykułu Waldemara Szulca w ostatnim „Rynku Energii”⁵⁾. Jednak dla urzędników zasadą jest posługiwanie się tymi aktami normatywnymi, które są aktami prawnie obowiązującymi.

Komisja Europejska ograniczyła dla Polski prawo do emisji CO₂. To jest fakt i dywagacje dlaczego, nic nie pomogą. Trzeba stawić czoła przeciwności losu, ale myślę, że metodą, która została założona przez Brukselę. Ograniczenie prawa do emisji jest instrumentem nacisku na przedsiębiorstwa, które emitują tzw. gazy cieplarniane, aby przy nie zmniejszonej produkcji ograniczyły emisję szkodliwych dla środowiska czynników. Uważam, że ten instrument nie powinien obciążać odbiorców. Straciłby wtedy wiele na swojej skuteczności. Próba sięgnięcia do kieszeni przedsiębiorstw może dać efekty, bo jest to taki kubek zimnej wody, który po pewnym czasie prowokuje do myślenia, dyskusji, liczenia i w pewnym momencie okazuje się, że wyjściem jest zainstalowanie nowego urządzenia, które pomoże nawet podczas wymarzonej, tęgiej zimy utrzymać emisję w ryzach wymagań Unii. Wiem, że nie wszystkim przedsiębiorstwom to się uda. Ale próbować trzeba.

Zgodnie z informacjami przekazanymi do WOT URE w związku ze sprawozdaniem URE C-1 za 2006 r., nakłady inwestycyjne w porównaniu do roku 2005 wzrosły

w województwie lubelskim o 154%, a w województwie podlaskim o 55%. Przedsiębiorstwa wykonywały modernizacje i ponosiły nakłady inwestycyjne w różnych zakresach i obszarach. Przede wszystkim modernizowano urządzenia, sieci i instalacje. Ponoszono nakłady związane z ochroną środowiska i przyłączaniem nowych odbiorców.

Ciekawym spostrzeżeniem jest, iż przedsiębiorstwa, które chwala się inwestycjami, wcale nie mają wygórowanych żądań w przedkładanych Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfach. Poziom cen i stawek opłat jest poniżej średniej krajowej, a ich wzrosty zwykle oscylują wokół planowanego wskaźnika inflacji. Analizy finansowe wykazują dodatni wynik finansowy. I takie działania należy promować i nagradzać.

Patrząc z perspektywy ochrony środowiska, co wiąże się także z redukcją emisji gazów cieplarnianych, a również tlenków siarki i azotu, każde przedsięwzięcie zmierzające do efektywniejszego wykorzystania paliwa czy zmniejszenia strat ciepła przekłada się na zmniejszenie szkodliwej emisji. Modernizacje kotłów, rurociągów, armatury, odpylaczy, modernizacja odzūżlania i nawęglania a nawet modernizacja systemu komputerowego jest nastawiona w efekcie końcowym na zwiększenie efektywności produkcji. Umożliwienie analizy efektów spalania, także w kotłach opalanych biomasą powinno zredukować straty ciepła, zmniejszyć zużycie energii elektrycznej i paliwa podstawowego, poprawić niezawodność pracy. Modernizacja sieci z zastosowaniem sieci preizolowanej redukuje straty ciepła, przez co zmniejsza zużycie paliwa przy tej samej sprzedaży. Zabudowa ekonomizerów wraz z wykonaniem układów pompowych zmniejsza straty wylotowe, poprawi efektywność wytwarzania, zmniejszy zużycie opału, co spowoduje redukcję spalin. Modernizacja odpylaczy cyklonowych to utrzymanie prawidłowej temperatury spalin za kotłami, co redukuje straty ciepła. Chyba obrazą czytelnika byłoby przekonywanie, że wpływ na zmniejszenie szkodliwości spalin ma instalacja elektrofiltrów w kotłach czy instalacje odpylania spalin.

Pomysłem godnym naśladowania jest przygotowywanie projektów spalania biomasy, czy próby przebudowy kotłowni na elektrociepłownię. Instalacja kotła fluidalnego umożliwi nie tylko spalanie paliw niepełnowartościowych, ale także spowoduje redukcję tlenków siarki, ograniczenie emisji tlenków azotu, zmniejszenie tlenku węgla i pyłów w emitowanych spalinach.

Najciekawszy z pomysłów to założenie plantacji wierzby energetycznej w celu wykorzystania jako paliwa – biomasy.

Oczywiście wszystkie pomysły muszą być opracowane i dopracowane, przejść akceptację zarządu i rady nadzorczej, a po trudnej fazie wdrożeniowej mogą okazać się fiaskiem. Ale takie jest ryzyko prowadzenia działalności. Ryzyko inwestycji. Ryzyko podejmowania wyzwań, realizacji planów przekształcanych z marzeń.

Zgodnie z art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne, koszty uzasadnione, to koszty niezbędne do wykonania

5) Waldemar Szulc, *Zmiana modelu regulacji cen ciepła*, „Rynek Energii” nr 2 (69), kwiecień 2007 r.

zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych.

Odnosząc się do przewidywanych kłopotów, nie tylko ciepłowników i nie tylko energetyków, związanych z redukcją praw do emisji CO₂, to na dzień dzisiejszy nie widzę powodu, aby uznawać kary nakładane na przedsiębiorstwa za przekroczenie przysługującego limitu lub koszty związane z zakupem dodatkowych praw do emisji, jako koszty uzasadnione. Przecież żadne przedsiębiorstwo nie zalicza przychodu ze sprzedaży nadwyżki praw do emisji jako przychodu związanego z działalnością energetyczną. Podobnie jak działalność finansowa przedsiębiorstwa, handel emisjami i jego konsekwencje powinny być poza działalnością koncesjonowaną.

Uważam, że należałoby zabezpieczać się przed przekroczeniem dopuszczalnej emisji CO₂ na wszelkie możliwe sposoby. Niektóre z nich są trywialnie proste, inne bardziej wyrafinowane. Wcześniejsze przygotowanie możliwości mieszania paliwa węglowego z biomasą da na pewno zmniejszenie szkodliwej emisji. Zakup pewnej puli uprawnień do emisji może nie tylko uchronić przedsiębiorstwo przed karą, może także dać nadzwyczajny, dodatkowy przychód pod koniec okresu rozliczeniowego.

Zwróćmy uwagę na art. 45 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, mówiący iż „Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomicznie uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci”. A więc termomodernizacja, pomoc w audytach, niby ucinanie gałęzi na której się siedzi, bo ograniczenie sprzedaży, ale nic za darmo. Możemy koszty umieścić w taryfie. Trzeba tylko korzyść odbiorcy należycie argumentować, udowodnić, umiejętnie zaprezentować.

Przy wykorzystywaniu pomysłów swoich a także naszych znajomych, pomoc nam może prawo. Pewne zapisy w ustawie i rozporządzeniach wykonawczych już są. Przede wszystkim trzeba uświadomić sobie, że (cytuję prof. Waldemara Kamrata z artykułu umieszczonego w kwietniowym wydaniu „Wokół Energetyki”⁶⁾):

„Nie ma i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie jednej dominującej technologii energetycznej – w rozwo-

ju bazy paliwowej dla sektora energetycznego należy być przygotowanym na umiejętność wykorzystania całego przekroju dostępnych i dobrze opanowanych rozwiązań technicznych – od czystej energetyki węglowej, poprzez rozwijającą się energetykę odnawialną, aż po energetykę jądrową. Wybór konkretnych rozwiązań inwestycyjnych będzie wynikał tylko i wyłącznie z rachunku ekonomicznego i wzajemnej konkurencji poszczególnych paliw i technologii”.

I to także należałoby odnieść do ciepła.

Spójrzmy na art. 45 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne: „Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii”. To wyraźna zachęta do współdziałania przy budowie. I to może się opłacać.

Analizując rozporządzenie taryfowe dla ciepła, nie sposób pominąć § 16 mówiącego, że koszty, o których mowa w § 11, 14 i 15, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, obejmują koszty stałe i koszty zmienne (tu zakres prowadzonej działalności wyszczególniany w pkt 1, 2, 3 i 4) oraz planowane roczne koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska.

Unia Europejska z jednej strony nakłada rygory, ale także daje pewne pomysły rozwiązań, chociażby poprzez Fundusze strukturalne, które mogą być wykorzystane w celu zmniejszenia emisji CO₂ poprzez umożliwienie dokonania potrzebnych inwestycji mniejszym kosztem.

A może warto poświęcić inwencję, czas i pieniądze, aby w dyskusji z fachowcami z zakresu ochrony środowiska i energii odnawialnej, przeanalizować jakie jeszcze możliwości drzemają w naszych przedsiębiorstwach? Jeszcze raz powołam się na ostatnie wydanie „Wokół Energetyki”, gdzie prezentowane jest Stowarzyszenie Energii Odnawialnej⁷⁾ (SEO), które powstało w 2001 r., jest rozwijającą się, aktywną organizacją zajmującą się propagowaniem wiedzy z zakresu ochrony środowiska, w tym również szeroko pojętą energią odnawialną.



Autor jest dyrektorem
Wschodniego Oddziału
Terenowego URE
z siedzibą w Lublinie

6) Waldemar Kamrat, *Perspektywy rozwoju energetyki w Polsce*, „Wokół Energetyki” nr 2 (36), kwiecień 2007.

7) Ewa Sochocka, *Jak być przyjaznym środowisku – Stowarzyszenie Energii Odnawialnej*, „Wokół Energetyki” nr 2 (36), kwiecień 2007.

NE BIS IN IDEM – CZY PREZES URE KARZE PO RAZ DRUGI ZA TO SAMO PRZEWINIENIE?

dr Zdzisław Muras

W lutowym i marcowym numerze „Paliw Płynnych” ukazały się dwa artykuły Pana Władysława Maciejowskiego dotyczące wymierzania kar przez Prezesa URE oraz sądy karne podmiotom prowadzącym stacje paliw i wprowadzających do obrotu paliwa płynne, których jakość jest niezgodna z obowiązującymi normami prawa. W artykule tym w zasadzie ograniczono się do przytoczenia obowiązujących przepisów prawa stanowiących podstawę do ukarania przedsiębiorcy wprowadzającego do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości oraz dokonano kilkudzaniowej oceny stosowania Prawa energetycznego przez Prezesa URE. Zdaniem Autora postępowanie organu regulacyjnego jest przejawem „bezprawia”. Emanacją tej oceny było postawienie szeregu pytań skierowanych do Prezesa URE. Powyższy artykuł kończy się natomiast konstatacją *Absurdalnie – jestem niewinny, a i tak muszę być ukarany*. Natomiast panaceum na te dolegliwości ma stać się likwidacja obowiązku koncesjonowania paliw ciekłych.

W sytuacji, gdyby artykuł ten był jedynie napisany przez osobę wykonującą swego rodzaju działalność gospodarczą – „doradztwo jak odwoływać się od decyzji Prezesa URE” – wykorzystującą brak wiedzy i świadomości prawnej podmiotów zainteresowanych (potencjalnych klientów), można by przejść nad tymi dywagacjami (świadomie posługuję się tym słowem) do porządku dziennego i nie poświęcać mu niniejszej repliki. Niepokojące natomiast stało się jednak to, że temat ten znalazł uznanie w Polskiej Izbie Paliw Płynnych, która jak należy przypuszczać twierdzenia Autora przyjęła jako własne i postanowiła rozpocząć batalię o zlikwidowanie tej „niesprawiedliwości”. W myśl tezy postawionej przez Autora – *prawo jest, sprawiedliwości nie ma*.

Po co tyle ustaw w tej publikacji?

Na wstępie należy zastanowić się, dlaczego w komentowanej publikacji zostały wymienione regulacje prawne takie jak: Kodeks karny i Kodeks postępowania karnego obok ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych jako podstawy odpowiedzialności karnej „stacyjników” za jakość paliwa. Kodeks karny zawierający opisy znamion czynów zabronionych nie zawiera przestępstw związanych z wprowadzaniem do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości. Chyba, że Autor chciał zwrócić czytelnikom uwagę na to, że w części ogólnej Kodeksu znajdują się przepisy regulujące np. pojęcie przestępstwa, formy jego popełnienia, podstawowe zasady od-

powiedzialności karnej i wyłączenia jej stosowania, rodzaje kar i środków karnych oraz zasady ich wymierzania, itd. Natomiast Kodeks postępowania karnego reguluje jedynie zasady postępowania uczestników procesu karnego jak i organów procesowych. Postępowanie karne (proces karny) jest to prawnie uregulowana działalność zmierzająca do realizacji prawa karnego materialnego. Wymienienie omówionych dwu regulacji jako podstaw odpowiedzialności właścicieli stacji paliw za złą jakość paliwa jest niczym nie uzasadnione i ma chyba jedynie na celu wywołanie poczucia zagrożenia ze wskazaniem osoby, która te problemy jest w stanie rozwiązać. Idąc tym tropem rozumowania należałoby jeszcze wymienić takie ustawy jak Kodeks karny wykonawczy, Kodeks wykroczeń, Kodeks postępowania w sprawach o wykroczenia czy Kodeks karny skarbowy, które również mogą znaleźć zastosowanie (szczególnie ten pierwszy, gdy ktoś zostanie już skazany)!!!

Odpowiadając natomiast na pytanie: *dłaczego Prezes URE nie zaczeka na zakończenie śledztwa prokuratorского, zakończenie wyroku sądowego* (chyba postępowania!?), można by się ograniczyć do stwierdzenia, że Prezes URE jako centralny organ administracji rządowej jest zobowiązany do postrzegania obowiązującego prawa i tak właśnie postępuje. Słuszność podejmowanych rozstrzygnięć administracyjnych została wielokrotnie potwierdzona przez Sąd Okręgowy – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie (dalej SOKiK). Jednakże niewątpliwie byłoby to wyjaśnienie zbyt lakoniczne i niezrozumiałe dla podmiotów prowadzących stacje paliw, do których niniejszy artykuł jest skierowany, a którzy obawiają się nadmiernej restrykcyjności państwa.

Zatem, czy aby na pewno dwa razy za to samo?

Odnosząc się do tej kwestii należy zauważyć, że postępowania administracyjne i karne dotyczące przedsiębiorców prowadzących obrót paliwami ciekłymi mają zupełnie odmienny charakter. Ta odmienność powoduje automatycznie, że postępowania te są od siebie zupełnie niezależne i względem siebie niekonkurencyjne. Postępowanie administracyjne prowadzone przez Prezesa URE w sprawie nałożenia kary pieniężnej zmierza wyłącznie do oceny, czy zostały spełnione przez przedsiębiorcę obowiązki wynikające z udzielonej koncesji, a więc czy zostały spełnione warunki, na których dopuszczalne było prowadzenie działalności w tym zakresie. Wbrew temu, co zostało

wskazane w artykule, przesądzenie przez sąd karny kwestii winy nie ma znaczenia przy dokonywaniu oceny co do naruszenia warunków koncesji. Jak to w wyroku z 5 marca 2007 r. (sygn. akt XVII AmE 181/06)¹⁾ podkreślił SOKiK: *Nie zasługuje również na uwzględnienie twierdzenie powoda, że ewentualne przyczynienie się przedsiębiorcy do sprzedaży paliw płynnych o parametrach jakościowych niezgodnych z przepisami może ocenić tylko prokuratura lub sąd. Należy, bowiem zaznaczyć, że Prezes URE nałożył na powoda karę pieniężną za naruszenie obowiązku koncesyjnego, a nie za wprowadzenie do obrotu paliwa o nieodpowiedniej jakości. Nałożenie przedmiotowej kary podyktowane było uchybieniu przez powoda obowiązkowi wynikającemu z koncesji, mającemu charakter zawinionego zaniechania. Ponadto podkreślenia wymaga, że postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne z tytułu naruszenia warunków koncesji jest postępowaniem niezależnym i odrębnym od ewentualnego postępowania karnego. W innym wyroku sąd zauważył, że: Zważyć ponadto należało, że Prezes URE nałożył na powódkę karę pieniężną za naruszenie obowiązku koncesyjnego, a nie za wprowadzenie do obrotu paliwa o nieodpowiedniej jakości. Nałożenie przedmiotowej kary uzasadnia uchybienie temu obowiązkowi, mający charakter zawinionego zaniechania. Rozstrzygnięcie Sądu Rejonowego w G. (postępowanie karne) z dnia 22 września 2003 r. nie ma w tym przypadku żadnego znaczenia (zob. wyrok z 1 marca 2006 r., sygn. akt XVII AmE 103/04). Twierdzenie zatem, że Prezes URE powinien, a wręcz musi „poczekać” na rozstrzygnięcie sądu karnego jest zupełnie nieprawdziwe. Odmienne są także cele tych dwóch postępowań. W postępowaniu karnym chodzi o udowodnienie, że określona osoba jest winna wprowadzenia do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości, natomiast w postępowaniu administracyjnym o ustalenie, że doszło do naruszenia warunków udzielonej koncesji. Należy także pamiętać, że w postępowaniu karnym obowiązuje zasada, zgodnie z którą wszystkie niedające się usunąć wątpliwości należy rozstrzygać na korzyść oskarżonego (in dubio pro reo), zatem stawianie znaku równości pomiędzy umorzeniem postępowania w fazie postępowania prokuratorskiego a uniewinnieniem (*absurdalne – jestem niewinny...*), jak próbuje to czynić Autor, jest tylko dowodem na brak znajomości tej tematyki.*

Czy każda opinia to ekspertyza?

Dla dopełnienia obrazu udzielanej przedsiębiorcom „pomocy prawnej” przez niektórych „ekspertów” należy

1) Cytowane w niniejszym artykule wyroki (jak i wiele innych) są dostępne w pełnej wersji na stronach internetowych URE – www.ure.gov.pl w zakładce Prawo – Orzecznictwo sądowe – Wyroki Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (rok 2007 i lata wcześniejsze).

przytoczyć jeszcze jeden fragment z wyroku z 5 marca 2007 r., w którym zostało słusznie podkreślone, że *Sąd nie uwzględnił wniosku powoda [przedsiębiorcy, u którego wykryto paliwo o niewłaściwej jakości – przypis Z. M.] o dopuszczenie dowodu z dokumentu – opinii Rzeczoznawcy Władysława M., gdyż ekspertyzy wykonywane przez specjalistów na zlecenie strony traktować należy nie jako dowód z opinii, lecz jako stanowisko strony na poparcie swoich twierdzeń. Opinią biegłego w rozumieniu art. 278 k.p.c. – co potwierdzają zgodnie judykatura i doktryna – jest tylko opinia złożona przez osobę wyznaczoną przez sąd. Nie może być natomiast traktowana jako dowód w procesie opinia biegłego, choćby był nim stały biegły sądowy, sporządzona na piśmie na polecenie strony [podkreślenie Z. M.] i złożona, do akt sądowych. Prywatne ekspertyzy opracowane na zlecenie stron, czy to w toku procesu, czy jeszcze przed jego wszczęciem należy traktować, w razie przyjęcia ich przez sąd orzekający, jako wyjaśnienie stanowiące poparcie, z uwzględnieniem wiadomości specjalnych, stanowiska stron (vide wyrok Sądu Najwyższego z dnia 12 kwietnia 2002 roku sygn. akt I CKN 92/00). Sąd nie podzielił również stanowiska strony (zawartego w ekspertyzie Władysława M.), że przekroczenie zawartości siarki w paliwie nie powoduje żadnych negatywnych skutków [podkreślenie Z. M.]. Jest bowiem faktem powszechnie znanym, że emisja związków siarki do atmosfery jest szkodliwa dla środowiska. Z tego też względu ustawodawca systematycznie obniża dopuszczalny poziom siarki w paliwie. Należy zatem uznać, że szkodliwe jest działanie powodujące dostanie się do atmosfery każdej ilości siarki, poza niezbędnym minimum.*

Kiedy może zostać wymierzona kara?

Każdy przedsiębiorca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi jest zobowiązany do dołożenia należytej staranności przy jej wykonywaniu. Tę należyłą staranność należy oceniać, zgodnie z art. 355 § 2 Kodeksu cywilnego, a więc uwzględniając zawodowy charakter prowadzonej działalności. Co istotne, działalność ta ma charakter koncesjonowany, a koncesja nakładała na przedsiębiorcę obowiązek sprzedaży paliw o jakości zgodnej z obowiązującymi przepisami (odpowiedni warunek koncesji). Koncesja natomiast, stosownie do przepisu art. 37 Prawa energetycznego, określa nie tylko przedmiot i zakres działalności, ale również szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją, mające na celu właściwą obsługę odbiorców. Wypełnianie postanowień określonych w warunkach wykonywania działalności objętej koncesją stanowi podstawowy obowiązek koncesjonariusza. Jeżeli zatem z zebranego w sprawie materiału dowodowego wynika, że *powód przy odbiorze towaru nie przeprowadził żadnych badań jakości dostarczonego paliwa tłumacząc się brakiem możliwości technicznych*

i niezbędnych do tego środków, nawet jeśli żądał od dostawców świadectw jakości kupowanego paliwa, to jednak takie postępowanie, w ocenie Sądu, nie jest wystarczające i nie zwalnia od odpowiedzialności za naruszenie warunków koncesji (odpowiednie fragmenty z wyroku z 5 marca 2007 r.). Świadectwa jakości nie są wystarczającym dowodem jakości paliwa, ponieważ dotyczą one paliwa znajdującego się w magazynach hurtowni. Jeśli przedsiębiorca nie pobrał stosownych próbek paliwa do kontroli, to nie zrobił wszystkiego co było możliwe, aby nie wprowadzić do obrotu paliwa o jakości niezgodnej z obowiązującym prawem. Należy także podkreślić, że poleganie wyłącznie na zaufaniu do dostawców zapewniających o prawidłowej jakości dostarczanego paliwa jest, w ocenie Sądu, działaniem niedostatecznym i nierozważnym. W sytuacji, gdy przy odbiorze paliwa powód nie zadbał o dochowanie aktów staranności obrazujących jakość odbieranego towaru to zatem na nim, w ocenie Sądu, ciąży odpowiedzialność za wprowadzenie do obrotu paliwa złej jakości. Powód nie udowodnił bowiem, jakiej jakości paliwo otrzymał od dostawców oraz, że nie było możliwości zmiany jakości paliwa w czasie, gdy znajdowało się w zbiornikach powoda. Zatem, powód na własne ryzyko dopuścił do jego sprzedaży przyjmując na podstawie dokumentu, że spełnia ono normy jakościowe określone w obowiązujących przepisach. Tym samym, w ocenie Sądu, powód przejął na siebie odpowiedzialność za jakość otrzymanego paliwa (zobacz wyrok z 26 lutego 2007 r., sygn. akt XVII AmE 138/06).

Zatem, stosownie do przepisu art. 56 ust. 1 pkt 12 Prawa energetycznego przedsiębiorca taki podlega karze pieniężnej. Brzmienie przepisu art. 56 Prawa energetycznego przesądza, że Prezes URE jest zobligowany, a nie uprawniony, do nałożenia kary w razie stwierdzenia okoliczności podlegających karze. Kara przewidziana w tym przepisie jest karą obligatoryjną. Wskazać należy, że przepisy art. 56 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego są samodzielną podstawą do wymierzenia kary pieniężnej i żaden z powyższych nie przewiduje konieczności wykazania zawinonego działania przedsiębiorcy. Dokonanie przez przedsiębiorcę czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 1-16 Prawa energetycznego jest więc wystarczającą przesłanką do zastosowania przepisów z art. 56 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego i wymierzenia kary pieniężnej przez Prezesa URE. Jak wynika bowiem z przepisu art. 56 ust. 6 Prawa energetycznego stopień zawinienia sprawcy jest jedynie jednym z elementów, które Prezes uwzględni przy ustalaniu wysokości kary pieniężnej. Powyższe twierdzenia wbrew rozważaniom Autora – Pana Władysława Maciejowskiego, są prawdziwe i w obowiązującym stanie prawnym jak najbardziej uprawnione. Kwestionowanie ich nie znajduje również uznania w ocenie SOKiK, który mimo przedkładanych „ekspertyz i wykładni obowiązującego prawa” utrzymuje decyzje Prezesa URE w mocy.

Wysokości kary

Na zakończenie – odnosząc się do częstego kwestionowania przez strony postępowania wysokości wymierzanych kar, a w szczególności dokonywania prób powiązania tej wysokości z ilością (zdaniem przedsiębiorcy) sprzedanego paliwa o niewłaściwej jakości, jeszcze jeden fragment cytowanego już wyroku z 5 marca 2007 r.: *Nadto, należy mieć na względzie, że nałożona kara nie odnosi się do konkretnej ilości sprzedanego paliwa, ale do braku organizacji prowadzonej przez powoda działalności koncesjonowanej, która gwarantowałaby wypełnianie warunków wynikających z koncesji.* Bowiem to na przedsiębiorcy jako profesjonalście ciążył obowiązek stworzenia takiej organizacji obrotu paliwami ciekłymi, aby wykluczyć możliwość wprowadzenia do sprzedaży paliw ciekłych o jakości nie odpowiadającej normom określonym w obowiązujących przepisach prawa. Wobec tego, skoro w wyniku przeprowadzonej kontroli – Inspekcji Handlowej – ustalono, że wprowadzane do obrotu paliwa ciekłe nie spełniają wymogów jakościowych zgodnych z obowiązującymi przepisami, odpowiedzialność z tego tytułu spoczywa tylko i wyłącznie na podmiocie gospodarczym prowadzącym sprzedaż tego paliwa.

Wymierzana przez Prezesa URE kara musi spełniać postawione przed nią funkcje prewencji ogólnej i szczególnej, a więc być zarówno realną, odczuwalną dolegliwością dla ukaranego podmiotu, będącą reakcją na naruszenie przepisów, ale też wyraźnym ostrzeżeniem na przyszłość, zapobiegającym powtarzaniu nagnanych zachowań (tak też SOKiK w wyroku z 27 listopada 2006 r. – sygn. akt XVII AmE 118/05).

Podsumowanie

Przedstawione powyżej zagadnienia na pewno nie dają odpowiedzi na wszystkie pojawiające się pytania, ale miały na celu rozpoczęcie rzetelnej dyskusji zarówno na temat obowiązującego prawa jak i orzecznictwa. Natomiast najprostszym sposobem uniknięcia pytań o karalność dwa razy za to samo, jest prowadzenie obrotu w taki sposób, jak to czyni większość właścicieli stacji paliw w Polsce – czyli zgodnie z obowiązującymi przepisami.



Autor jest dyrektorem
Departamentu Przedsiębiorstw
Energetycznych URE

KOMPETENCJE PREZESA URE DO ZAWIERANIA UMÓW CYWILNOPRAWNYCH

Małgorzata Nowaczek-Zaremba

Swoboda zawierania umów

Głównym i jednym z najważniejszych źródeł stosunków zobowiązaniowych są umowy. W literaturze, ogólnie określa się, że umowa jest zgodnym oświadczeniem, co najmniej dwóch stron, które zmierzają do wywołania określonych w niej lub też wynikających z przepisów skutków prawnych¹⁾. Umowy stanowią czynność prawną dwustronną, przy domniemaniu równości praw i obowiązków stron, co jest charakterystyczne dla stosunków cywilnoprawnych, w odróżnieniu od stosunków administracyjnoprawnych²⁾.

W zakresie umownych stosunków zobowiązaniowych, Polskie prawo cywilne oparte jest na zasadzie swobody umów. Wyrażona ona została w art. 353¹ Kodeksu Cywilnego (KC), w myśl którego „strony zawierające umowę mogą ułożyć stosunek prawny według swego uznania, byleby treść lub cel nie sprzeciwiały się właściwości (naturze) stosunku, ustawie ani zasadom współzycia społecznego”. Jak powyżej wskazałam, cechą konstytutywną stosunku obligacyjnego, jest równorzędność jego stron, a daleko idące podporządkowanie jednej ze stron drugiej stronie jest w związku z tym niedopuszczalne³⁾, co pośrednio oznacza, że pozostawienie w ręku tylko jednej ze stron możliwości dowolnej zmiany warunków umowy sprzeciwiałoby się jej naturze. Określone zaś w cytowanym przepisie, zasady współzycia społecznego można rozumieć jako obiektywne reguły, zasługujące na aprobatę z punktu widzenia poglądów społeczeństwa⁴⁾. Z kolei, wspomniana zgodność z ustawą, oznacza zgodność ze wszystkimi przepisami prawa wydanymi na podstawie ustawy, w szczególności dotyczy to rozporządzeń wykonawczych. Analizując treść art. 353¹ KC, wskazać należy, iż zasada swobody umów ma kilka znaczeń. Przede wszystkim, podmioty zawierające umowę mają pełną swobodę co do tego, czy chcą zawiązać między sobą stosunek obligacyjny i od ich woli zależy samo powstanie zobowiązania umownego. Ponadto, istnieje pełna swoboda wyboru kontrahenta. Strony zawierające

umowę mogą jej treść ukształtować według swego uznania, a tym samym powołać do życia mocą swej woli, taki stosunek zobowiązaniowy, jaki odpowiada ich interesom. Dodatkowo, ograniczenia swobody stron, występują jedynie wówczas, gdy w przepisach prawa obowiązującego, pewne normy uznane zostaną – i to wyjątkowo – za mające bezwzględnie obowiązujący charakter (*ius cogens*). Stąd, aksjomatem systemu jest formuła, że wszystko, co nie jest zabronione (wyjątek), jest stronom dozwolone (reguła). Stosunek obligacyjny powołany do życia przez umowę stron, może być z kolei późniejszą umową zmieniony lub zniesiony. Obowiązują przy tym, te same założenia, które występują jako podstawowe dla zawiązania stosunku zobowiązaniowego⁵⁾.

Zawarcie umowy jest czynnością prawną, która wywołuje nie tylko skutki w niej wyrażone, ale także te, które wynikają z ustawy, zasad współzycia społecznego i ustalonych zwyczajów (art. 56 KC). Do zawarcia umowy dochodzi poprzez przyjęcie oferty, rokowania lub zgodnie z warunkami procedur przetargowych. Na gruncie zaś przepisów ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343) – zwanej dalej „ustawą”, do zawarcia umowy może dojść w wyniku orzeczenia zawarcia umowy decyzją organu administracyjnego, jakim jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej „Prezesem URE”). Jako centralny organ administracji rządowej, realizuje on zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Przyznanie Prezesowi URE kompetencji w zakresie zawierania umów stanowi swoistego rodzaju wyjątek, polegający na przyznaniu organowi administracji legitymacji do władczej ingerencji w stosunki cywilnoprawne. Uprawnienie to nie jest nieograniczone, gdyż odnosi się jedynie do kształtowania treści pewnego wycinka umów cywilnoprawnych – specyficznych, bo dotyczących energetyki, których zawarcie stanowi cywilnoprawny obowiązek przedsiębiorstw energetycznych, czyli podmiotów prowadzących działalność w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi⁶⁾.

1) Z. Gawlik, J. Gajdo, *Podstawy prawa cywilnego – Zobowiązania. Część ogólna*, Warszawa 2003 r., str. 45.

2) Odnosnie do różnic pomiędzy tymi stosunkami patrz np. E. Ura, E. Ura, *Prawo administracyjne*, Warszawa 2006 r., str. 42-44.

3) Por. J. Guść, *O właściwości (naturze) stosunku prawnego*, Państwo i Prawo nr 4/1997, str. 16.

4) Por. Uchwała pełnego składu Izby Cywilnej Sądu Najwyższego z 18.03.1968 r., OSP 1968, poz. 151.

5) W. Czachórski, *Zobowiązania. Zarys wykładu*, Warszawa 2004 r., str. 137.

6) Art. 3 pkt 12 ustawy.

Umowy dotyczące energetyki określone w Prawie energetycznym

W celu omówienia problematyki związanej z kompetencjami Prezesa URE w zakresie zawierania umów, na wstępie warto określić, jakie rodzaje umów występują na gruncie powołanej ustawy i czy w prawie energetycznym istnieją przepisy szczegółowo regulujące ich treść⁷⁾.

Jako pierwszy rodzaj, należy wskazać, na umowę o przyłączenie do sieci, gdyż stanowi ona niejako podstawę do nawiązania relacji z przedsiębiorstwem energetycznym. Umowa ta jest bazą do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych, na zasadach w niej określonych. Po fizycznym przyłączeniu odbiorcy do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłej przedsiębiorstwa energetycznego, możliwe będzie dopiero spełnienie technicznych warunków dalszej dostawy, która odbywa się na podstawie później zawartej umowy sprzedaży.

Ustawa w art. 7 ust. 1 stanowi, że „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy”. Elementy umowy o przyłączenie określa art. 7 ust. 2 ustawy stanowiąc, że „Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać, co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania. (...) Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci nie ma tytułu praw-

nego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane” (art. 7 ust. 3).

Kolejnymi umowami, powszechnie występującymi obrocie prawnym są umowy sprzedaży, poprzez które sprzedawca zobowiązuje się przenieść na kupującego własność rzeczy i wydać mu rzecz, a kupujący zobowiązuje się rzecz odebrać i zapłacić sprzedawcy cenę (art. 535 KC). Przepisy o sprzedaży rzeczy stosuje się odpowiednio do sprzedaży energii oraz do sprzedaży praw (art. 555 KC). W związku, z czym, często spotykana umowa sprzedaży dotyczy sprzedaży paliw lub energii (tu energia elektryczna, ciepło, gaz). Prawo energetyczne, wskazuje na minimalne składniki, jakie w takiej umowie winny występować. A mianowicie, w myśl art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy, umowa sprzedaży, „powinna zawierać co najmniej, postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania”.

Obecnie, w związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i gazu, której formalne podstawy dały wspólnotowe przepisy prawa wtórnego⁸⁾, umowa sprzedaży nabrała bardziej samodzielnego charakteru, w tym sensie, że dotychczas jej stroną było to samo przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca związany był umową o świadczenie usług przesyłowych lub dystrybucyjnych i umowy te stanowiły jedną umowę, a nie dwie odrębne. Procesy zmian zachodzących w powyższych sektorach, mają bowiem na celu oddzielenie towaru – jakim jest energia elektryczna⁹⁾, gaz ziemny – od usługi jego przesyłu lub dystrybucji. Ma to bezpośredni związek z wdrażaniem tzw. zasady TPA (ang. *Third Party Access*). Jak wskazują A. Walaszek-Pyziół i W. Pyziół¹⁰⁾, w elektroenergetyce (a także gazownictwie), zasada ta zrywa z dotychczasowym mechanizmem ekonomicznym, opartym na

8) Obecnie obowiązujące: Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE (Dz. U. UE z 15.7.2003 r., L176/37) oraz Dyrektywa 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26.06.2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. UE z 15.07.2003 r., L176, s. 57-78).

9) W tym kontekście warto podkreślić, że energia elektryczna jest traktowana jako samodzielny towar także w świetle orzecznictwa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości – patrz orzeczenie w sprawie C-6/64 Costa v. ENEL ECR [1964], str. 585, C – 393/92 Almelo v. IJsselmij ECR [1994], s. I-1477, C-97/98 Jägerskiöld v. Gustafsson ECR [1998], s. I-7319 oraz w sprawie C-213/96 Outokumpu (ECR 1998, s. I-1777).

10) A. Walaszek-Pyziół, W. Pyziół, *Prawo energetyczne – Komentarz*, Warszawa 1998 r., str. 27.

7) Odnośnie do charakterystyki poszczególnych umów patrz także B. Kasprzyk, *Prawo energetyczne w gminie*, Poznań 2004 r., str. 80-88.

tym, że przedsiębiorstwo sieciowe, będące właścicielem sieci i wykonujące operacje przesyłu i dystrybucji, było jednocześnie właścicielem przesyłanej energii elektrycznej. Samo aktywnie uczestniczyło w obrocie energią najpierw kupując ją, aby po doliczeniu swej marży odsprzedać ją dalej. Dysponując jedynymi sieciami, utrzymywało monopol również w obrocie energią elektryczną. W ten sposób zarówno wytwórca, jak i nabywca energii elektrycznej byli skazani na monopol przedsiębiorstwa sieciowego. Urynkowanie, jakie następuje w wyniku wprowadzenia TPA, przejawia się właśnie w tym, że nabywca może zaopatrywać się u dostawcy przez siebie wybranego, a więc niekoniecznie tego najbliższego, z którym jest siecią technicznie połączony. A zatem, zdaniem A. Dobroczyńskiej, L. Juchniewicza i B. Zaleskiego¹¹⁾, TPA jest jednym z najważniejszych narzędzi służących liberalizacji sektora energetycznego, gdyż pozwala przełamać monopol przedsiębiorstw energetycznych będących właścicielami sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych. Na ograniczenie, dzięki TPA, skutków monopolu naturalnego w dostarczaniu energii wskazuje także I. Muszyński¹²⁾. Dzięki wprowadzeniu tej zasady, na przedsiębiorstwie sieciowym ciąży – wynikający z mocy prawa – obowiązek przesłania energii, której właścicielem ono nie jest, co oznacza, że musi dopuścić osoby trzecie do korzystania z sieci. Wprowadzenie dostępu do sieci stało się technicznie możliwe na przełomie lat 80. oraz 90., kiedy to rozwój techniki obliczeniowej stworzył techniczne możliwości dokonywania tego typu transakcji. Warunki te to przede wszystkim opomiarowanie sieci oraz zapewnienie systemów zbierania i przetwarzania danych, które umożliwiają rozliczenie wykonywanych usług przesyłowych¹³⁾.

Drugą samodzielną umową, którą będą mogli zawierać odbiorcy to umowa o świadczenie usług przesyłu lub dystrybucji paliw lub energii. Niemniej jednak, jej realizacja będzie miała sens w przypadku jednoczesnego zawarcia umowy sprzedaży, gdyż zakupioną część energii (czy to od wytwórcy, czy od przedsiębiorstwa obrotu), którą zamówi odbiorca, musi mu dostarczyć jakiś podmiot posiadający prawo do korzystania z sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych. W myśl bowiem art. 5 ust. 1 ustawy, „Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu”. Ustawa przewiduje, że umowa o świadczenie usług przesyłania lub

dystrybucji paliw gazowych lub energii, powinna zawierać postanowienia określające, co najmniej, „moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych lub energii w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych lub energii do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania”. W związku ze zmianami systemowymi sektora energii elektrycznej i gazu, umowy o świadczenie usług przesyłowych lub dystrybucyjnych, zawierane będą pomiędzy odbiorcą a specjalnie wyłonionym podmiotem zajmującym się tymi usługami, tj. operatorem systemu przesyłowego¹⁴⁾ lub dystrybucyjnego¹⁵⁾. Ponadto, ostatnia nowelizacja ustawy¹⁶⁾ – weszła w życie 24 lutego 2007 r. – szczegółowo doprecyzowała, jakie elementy powinna zawierać umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, której stroną jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe¹⁷⁾ (art. 5 ust. 2a)¹⁸⁾.

14) Jest nim przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym lub systemie przesyłowych elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi (art. 3 pkt 24 ustawy).

15) Jest nim przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, niecałe i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi (art. 3 pkt 25 ustawy).

16) Dokonana ustawą z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124).

17) A contrario, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, to osoba fizyczna lub prawna uczestnicząca w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy z operatorem systemu przesyłowego, zajmująca się bilansowaniem handlowym użytkowników systemu (art. 3 pkt 42 ustawy).

18) Ponadto, art. 4 ust. 1 ustawy z 12 stycznia 2007 r. określił, iż do 30 czerwca 2007 r. przedsiębiorstwa energetyczne dostosują umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej i umowy sprzedaży energii elektrycznej do wymagań określonych w art. 5 ust. 2a i 2b ustawy, w brzmieniu nadanym ustawą z 12 stycznia 2007 r.

11) A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *Regulacja energetyki w Polsce*, Warszawa-Toruń 2001 r., str. 105-106.

12) I. Muszyński, *Ustawa Prawo energetyczne – komentarz*, Warszawa 2000 r., str. 27.

13) Ibidem

Pełna liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu oznacza, że 1 lipca 2007 r.¹⁹⁾ wszyscy odbiorcy uzyskują status odbiorców uprawnionych i mają prawo wyboru sprzedawcy. Otrzymują oni zatem możliwość dokonania zmiany ale nie muszą z niej korzystać. W przypadku nie skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy, dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii, zwanej „umową kompleksową”, która zawierana jest pomiędzy odbiorcą a tzw. sprzedawcą z urzędu²⁰⁾. Faktycznie więc, umowa kompleksowa będzie kontynuacją dotychczasowych relacji odbiorcy z przedsiębiorstwem energetycznymi i zastępuje dotychczasową „umowę sprzedaży i świadczenia usług przesyłowych lub dystrybucyjnych”. Co do treści umowy kompleksowej, to ustawa w art. 5 ust. 3 i 4 wskazuje, że „Umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono kupowane od innych przedsiębiorstw energetycznych, powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach. Umowa kompleksowa może zawierać także postanowienia umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii lub umowy o świadczenie

usług magazynowania tych paliw, zawartych przez sprzedawcę na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych lub energii lub magazynowaniem tych paliw” (art. 5 ust. 3 i 4). Dodatkowo, „umowa sprzedaży, umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, a także umowa kompleksowa powinny zawierać postanowienia określające maksymalne dopuszczalne ograniczenia w poborze tych paliw” (art. 5 ust. 4a).

Następująca jednocześnie, liberalizacja rynku gazu ziemnego i możliwość magazynowania oraz skraplania tego paliwa, wymusiła wprowadzenie także umów o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych oraz o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego. Pierwsza z nich powinna zawierać m.in. „postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość paliw gazowych, miejsce, okres i sposób ich przechowywania, stawkę opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej stawki i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania” (art. 5 ust. 2 pkt 3), a druga określać winna: „moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania” (art. 5 ust. 2 pkt 4). Ustawa wyróżnia także umowę o świadczenie usług transportu gazu ziemnego²¹⁾, nie precyzując bliżej jakie elementy powinna ona zawierać. Również i w tym przypadku, stronami umowy są nowe podmioty powołane do sprawowania funkcji operatora systemu magazynowania²²⁾ oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego²³⁾. Ponadto, jak wynika z treści art. 4c ust. 2 ustawy, „przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych jest obowiązane udostępniać operatorowi systemu przesyłowego gazowego tę część instalacji, która jest używana do magazynowania paliw gazowych i jest niezbędna do realizacji jego zadań”. „Udostępnianie części instalacji, następuje za wynagrodzeniem, na zasadach

19) Warto zauważyć, że odbiorcy ciepła stali się już odbiorcami uprawnionymi od 1 stycznia 2003 r. – § 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20.01.2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158).

20) Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu (art. 5a ust. 1). Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca z urzędu jest obowiązany zapewnić świadczenie usługi kompleksowej. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może zrezygnować z usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z usługi kompleksowej, zachowując przewidziany w umowie okres jej wypowiedzenia, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu (art. 5a ust. 2-4 ustawy).

21) Jedynie w słowniczku ustawy można znaleźć definicje transportu, który wymiennie użyty jest ze słowem przesyłanie i oznacza, transport paliw gazowych sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci przesyłowych (art. 3 pkt 4 lit. a).

22) Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych, odpowiedzialne za eksploatację instalacji magazynowej (art. 3 pkt 26 ustawy).

23) Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego, sprowadzaniem, wyładunkiem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego, odpowiedzialne za eksploatację instalacji tego gazu (art. 3 pkt 27 ustawy).

określonych w odrębnej umowie" (art. 4c pkt 3). Przepisy ustawy nie wskazują, jaką treść ma zawierać ta umowa, a zatem w pełni znajdują do niej zastosowanie przepisy prawa cywilnego.

Reasumując, należy podkreślić, że prawo energetyczne wprowadza pewne określone kategorie umów, które dotyczą wąskiego odcinka relacji dotyczących odbiorcy i przedsiębiorstwa energetycznego. Przepisy ustawy wprowadzają pewne minimalne wymogi określające elementy tych umów. Niewątpliwie, kształtując treść tych umów, odnieść się należy także do przepisów wykonawczych do ustawy²⁴⁾ oraz pomocniczo do ogólnych przepisów prawa cywilnego. Na tej bazie prawnej i także w jej granicach, Prezes URE będzie mógł kształtować postanowienia umowy, co wydaje się być mniej korzystne dla stron. Mogą one bowiem, w ramach swobody umów dokonać ustaleń jak dla siebie najkorzystniejszych, pozostających w granicach dopuszczalnych przepisami prawa.

Na marginesie, dodać warto, że oprócz ww. rodzajów umów, w energetyce mogą wystąpić umowy dotyczące dzierżawy urządzeń energetycznych; najmu pomieszczeń, w których urządzenia takie są zlokalizowane; umowy zawierane pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi na świadczenie pewnych usług systemowych²⁵⁾ itp. ustawa – Prawo energetyczne nie powołuje tych umów, ani w żaden sposób się do nich nie odnosi. Oznacza to jednoznacznie, że treść ich w pełni regulują ogólne przepisy wynikające z Kodeksu Cywilnego, który także w zakresie nieuregulowanym, stosuje się do umów wyszczególnionych w ustawie. Z przepisów zawartych w ustawie, widać zatem wyraźnie, że z uwagi na zadania przydzielone Prezesowi URE, przedmiotem jego zainteresowania pozostają tylko umowy zawierane pomiędzy przedsiębiorstwem

energetycznym a odbiorcą (którym także może być inne przedsiębiorstwo energetyczne). Natomiast relacje strictly cywilnoprawne (umowy najmu itp.) nie wchodzą w granice jego uprawnień.

Podstawy prawne kompetencji Prezesa URE w zakresie zawierania umów

W myśl art. 23 ust. 1 ustawy, Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W szczególności, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. udzielanie i cofanie koncesji, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie oraz rozstrzyganie sporów określonych w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, w sposób enumeratywny, wskazuje, w jakich rodzajach spraw spornych, Prezes URE posiada kompetencje władcze. Są to mianowicie, spory dotyczące:

- 1) odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci,
- 2) odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii,
- 3) odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego,
- 4) odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych,
- 5) odmowy zawarcia umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3²⁶⁾,
- 6) odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego,
- 7) odmowy zawarcia umowy kompleksowej,
- 8) nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii.

Katalog ten uległ znacznemu rozszerzeniu w porównaniu z pierwotnym brzmieniem art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne²⁷⁾. Można zauważyć, że teoretycznie, powyższe umowy o dostarczanie paliw lub energii mogłyby być zawierane ustnie – jednakże dla celów dowodowych – i w obliczu możliwości zmiany dostawcy, forma pisemna powinna zostać zachowana, chociaż przepisy Kodeksu Cywilnego nie przewidują rygору nieważności, przy niedochowaniu tej formy.

26) Umowa dotycząca udostępnienia części instalacji, która jest używana do magazynowania paliw gazowych.

27) Prezes URE rozstrzygał wtedy sprawy sporne dotyczące: 1) ustalania warunków świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw i energii wydobywanych i wytwarzanych w kraju, 2) odmowy przyłączenia do sieci, 3) odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła, 4) nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła.

24) Tu głównie: 1) energia elektryczna: rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114), rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623); 2) rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 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), rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1113), 3) ciepło: rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423); rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92).

25) Usługi te definiuje – powołana w przypisie 7 Dyrektywa 2003/54/WE – jako „usługi oznaczające wszystkie usługi niezbędne do funkcjonowania systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego” (art. 2 pkt 14).

Wspomnieć należy, że – oprócz powyższego wyliczenia – wyodrębniona została jeszcze jedna kategoria spraw spornych, ale nie wynikająca z treści art. 8 ust. 1 ustawy, lecz pojawiająca się w związku z orzeczeniem Sądu Antymonopolowego z 26 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 2/99. Sąd ten wyraził pogląd, że ówczesnie obowiązujące rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 1999 r. Nr 13, poz. 119)²⁸⁾, rozszerzyło właściwość rzeczową Prezesa URE na sprawy o zawarcie i ustalenie treści umów sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych, wszczynane na żądanie krajowych wytwórców przeciwko przedsiębiorstwom energetycznym, zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną lub ciepłem.

Spory określone art. 8 ust. 1 ustawy, w ramach których mogą wystąpić sprawy dotyczące zawarcia umowy, rozpatrywane są przez Prezesa URE w trybie przepisów ustawy z 14 czerwca 1980 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.)²⁹⁾ – zwanej dalej Kpa, wobec braku odrębnej procedury w tym zakresie ustanowionej w ustawie, która stanowiłaby przepisy *lex specialis* w stosunku do przepisów Kpa³⁰⁾. Wszczęcie takiego postępowania następuje na wniosek strony i ma charakter postępowania kontradyktoryjnego. W myśl art. 28 Kpa, „*stroną jest każdy, czyjego interesu prawnego lub obowiązku dotyczy postępowanie albo kto żąda czynności organu ze względu na swój interes prawny lub faktyczny*”. Należy podkreślić, że do uzyskania przez określoną osobę przymiotu strony w postępowaniu administracyjnym, nie wystarczy wykazanie jakiegokolwiek interesu, lecz musi to być interes prawny, przy czym o zakwalifikowaniu tego interesu jako prawnego (a nie faktycznego) decyduje treść przepisów prawa materialnego. Podejście takie potwierdza np. wyrok NSA z 19 stycznia 1995 r. (I S.A. 1326/93), w którym wyrażono pogląd, że „*pojęcie strony jakim posługuje się art. 28 Kpa może być wyprowadzone tylko z przepisów prawa materialnego, czyli z normy prawnej, która stanowi*

podstawę ustalenia uprawnienia lub obowiązku”. Tak więc, stroną postępowania przed Prezesem URE w sprawie sporu, co do odmowy zawarcia umowy, jest odbiorca (już istniejący lub przyszły) oraz przedsiębiorstwo energetyczne. Podkreślić, należy, że pomimo ingerencji organu administracyjnego w relacje cywilnoprawne – na wniosek jednej ze stron, a więc nie z urzędu – równość stron umowy w kształtowaniu jej treści zostaje zachowana. Wyraża się to w możliwości zgłaszania uwag i propozycji co do umowy, które strony mogą zgłaszać na każdym etapie postępowania. W tym kontekście, postępowanie administracyjne przed Prezesem URE, traktowane jest jako przedłużenie wzajemnych negocjacji pomiędzy stronami. W trakcie jego trwania, Prezes URE może korzystać ze środków przewidzianych w Kpa i zarządzić przeprowadzenie np. rozprawy administracyjnej, jeśli zapewni to przyspieszenie lub uproszczenie postępowania (art. 89 Kpa i następane). Na każdym etapie postępowania, strony samodzielnie między sobą mogą zawrzeć ugodę lub może do niej dojść przed Prezesem URE. W tym ostatnim przypadku, ugoda wymaga zatwierdzenia przez Prezesa URE w formie postanowienia, a ostatecznie po uprawomocnieniu się postanowienia o jej zatwierdzeniu, ugoda wywiera takie skutki, jak decyzja wydana w toku postępowania administracyjnego (art. 114-120 Kpa).

Biorąc pod uwagę wykładnię językową, występujące w art. 8 ust. 1 ustawy, sformułowanie rodzaju sporu dotyczącego umowy, budzi pewną wątpliwość, która przede wszystkim dotyczy wskazania, jakie stany faktyczne mogą być zakwalifikowane jako „*odmowa zawarcia umowy*”. W tym kontekście powstaje pytanie, kto miałby odmawiać zawarcia. Słowo „*odmowa*”, nie zostało bowiem wykreślone w trakcie licznych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne i nadal tworzy niepotrzebne rozbieżności interpretacyjne. Otóż, niewątpliwie odmowa będzie miała miejsce w sytuacji odmowy zawarcia umowy przez przedsiębiorstwo energetyczne. Natomiast, głównie to odbiorcy – nie zgadzając się z niektórymi postanowieniami umów, które są pewnego rodzaju umowami adhezyjnymi, nie podpisują umowy, przedstawiając własne propozycje, które z kolei nie są akceptowane przez przedsiębiorstwo. Niezależnie od tego, która ze stron kwestionuje postanowienia umowy, odmowa zawarcia ma miejsce w sytuacji, braku woli stron, co do zgodności treści umowy, która prowadzi do niepodpisania umowy. Stąd też, słowo „*odmowa*” – skoro nie zostało usunięte – należy interpretować szeroko i tylko taka jego wykładnia ma sens. W przeciwnym przypadku, wnioski odbiorców o wszczęcie postępowania w sprawie odmowy zawarcia umowy należałoby uznać za bezprzedmiotowe, skoro przedsiębiorstwo energetyczne podnosiłoby, że to faktycznie odbiorca odmawia podpisania umowy. Pojęcie „*odmowa*” traktowane jest elastycznie także w ocenie Sądu Najwyższego. W wyroku z 26.02.2004 r., sygn. akt III SK 3/04, stwierdził on, że „*Prezes URE jest organem administracji publicznej, który kształtuje treść odpowiednich umów*

28) Obecnie – rozporządzenie Ministra Gospodarki z 19.12.2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2005 r. Nr 261, poz. 2187) – zmienione rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 3.11.2006 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 205, poz. 1510). W tym zakresie patrz także – artykuł R. Taradejny, *Obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*, Biuletyn URE nr 4/2005, str. 49-54.

29) W myśl art. 30 ust. 1 ustawy – „*Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2-4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego*”.

30) Tak jak to ma miejsce w stosunku do postępowań prowadzonych przed Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w oparciu o przepisy ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331).

w sytuacji, kiedy strony nie dojdą do porozumienia w drodze wzajemnych negocjacji. Natomiast w powyższej sprawie nie jest istotne, czy jedna ze stron zasadnie czy też bezzasadnie odmawia zawarcia umowy”.

A zatem, Prezes URE posiada kompetencje do zawierania umów, ale jedynie w ramach toczących się postępowań administracyjnych, wszczętych na wniosek strony w sprawach spornych stricte określonych w art. 8 ust. 1 ustawy. Kryterium zasadniczym do rozpatrzenia sprawy przez Prezesa URE, jest brak porozumienia stron, co do zawarcia umowy, niezależnie od tego, która strona – literalnie „odmawia” zawarcia umowy.

Zakres kognicji Prezesa URE w zakresie zawierania umów – na tle orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Powołany powyżej art. 8 ust. 1 ustawy, przyznał Prezesowi URE kompetencje do rozstrzygania spraw spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy – o której mowa w art. 4c ust. 3 ustawy, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej. Niemniej jednak, żaden inny przepis ustawy nie określił, w jaki sposób, Prezes URE ma realizować zadania w tym zakresie i jakie rozstrzygnięcia podejmować w ramach przyznaných uprawnień. Niewątpliwie, skoro rozstrzygnięcie sporu toczy się w oparciu o przepisy procedury administracyjnej, to w myśl art. 104 Kpa, „organ administracji publicznej załatwia sprawę przez wydanie decyzji, chyba, że przepisy kodeksu stanowią inaczej. Decyzje rozstrzygają sprawę, co do jej istoty w całości lub w części albo w inny sposób kończą sprawę w danej instancji”. A zatem, formą, w jakiej rozstrzyga sprawę Prezes URE jest decyzja administracyjna³¹⁾, jednak ani przepisy Kpa ani ustawy, w dalszym ciągu nie normują jakiej treści decyzja uwzględniałaby rozstrzygnięcie w sprawie z art. 8 ust. 1 ustawy. W tym zakresie, kluczową rolę odegrało orzecznictwo Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (poprzednio Sądu Antymonopolowego)³²⁾ – zwanego dalej SOKiK lub SAM, który rozpatrując odwołania lub zażalenia na decyzje/postanowienia Prezesa URE, wypracował linię orzecznictwa,

31) Uwzględnić należy jednak w tym zakresie także fakt, że wymogi decyzji administracyjnej spełnia także pismo, nie zwane wprawdzie decyzją, jeżeli zawiera ono minimum elementów charakteryzujących decyzję, o których mowa w art. 107 § 1 Kpa – tak SAM z 12.01.2000 r., sygn. akt XVII Ame 49/99.

32) Organ odwoławczy od decyzji/postanowień Prezesa URE – patrz art. 479⁴⁶⁾ Kodeksu postępowania administracyjnego. Do 15 grudnia 2002 r. nazwa Sądu brzmiała: Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd antymonopolowy (stąd w tekście skrót SAM).

wyjaśniającą główne kwestie związane z treścią rozstrzygnięć, jakie Prezes URE powinien wydawać, rozstrzygając spory dotyczące odmowy zawarcia umowy.

Po pierwsze, należy wskazać, że SOKiK wyraźnie podkreślił, że wszczynając postępowanie administracyjne z art. 8 ust. 1 ustawy, „Prezes URE jest związany zakresem żądania wskazanym przez stronę, dotyczącym wszczęcia danego rodzaju sprawy spośród kilku wymienionych w tym przepisie” (wyrok SAM z 13.10.1999 r., sygn. akt XVII Ame 36/99, tak też w późniejszym wyroku SOKiK z 26.01.2005 r., sygn. akt XVII Ame 5/04). Oznacza to, że strona, która jest Wnioskodawcą postępowania jest jego dysponentem i jedynie ona może – w późniejszej fazie postępowania – składać wniosek np. o zawieszenie lub umorzenie postępowania, który rozpatrywany jest przez Prezesa URE stosownie do postanowień Kpa. A zatem, jeżeli Wnioskodawca sprecyzuje, że spór jaki chce, aby rozpatrzył organ administracyjny, dotyczy odmowy zawarcia umowy sprzedaży, to Prezes URE nie może samodzielnie zakwalifikować tego sporu jako inny rodzaj. Jeżeli zaś, w ramach postępowania wyjaśniającego okaże się, że faktycznie pomiędzy stronami występuje inny rodzaj sporu, wszczęte postępowanie należało będzie umorzyć jako bezprzedmiotowe (art. 105 § 1 Kpa). Ponadto, „złożenie wniosku, wszczynającego postępowanie administracyjne w sprawie zawarcia spornej umowy, nie daje stronie prawa do uzyskania decyzji w pełni uwzględniającej jej propozycje. Musi ona się bowiem liczyć z ewentualnością, że wobec braku zgody drugiej strony na proponowane postanowienia umowy, rozstrzygając spór, organ regulacyjny może wziąć pod uwagę szerszy kontekst gospodarczy, wiążący się z zaspokajaniem określonych potrzeb energetycznych odbiorcy, przedsiębiorstw, a w szczególności zaś kryteria wskazane w art. 1 ust. 2 Prawa energetycznego” (wyrok SAM z 12.01.2000 r., sygn. akt XVII Ame 49/99). Rozstrzygając spór w zakresie odmowy zawarcia umowy, Prezes URE uwzględnić musi całokształt sytuacji prawnej i faktycznej sprawy, oraz powinien on w sposób wyczerpujący zebrać i rozpatrzyć cały materiał dowodowy i dopiero na tej podstawie wydać obiektywną i uzasadnioną decyzję.

Publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy

Podkreślić należy, że spory rozstrzygane przez Prezesa URE dotyczą umów, których zawarcie jest publicznoprawnym obowiązkiem przedsiębiorstw energetycznych. Oznacza to, że nie wszystkie umowy, jakie zawierają przedsiębiorstwa energetyczne podlegają jurysdykcji Prezesa URE. Wynika to po pierwsze, już z samej treści art. 8 ust. 1 ustawy, który wprowadza określone rodzaje sporów oraz z faktu, że Prezes URE – jako organ administracji, uzyskał kontrolę nad tymi kategoriami umów, których zawarcie, przedsiębiorstwa energetyczne realizują wypełniając zadania przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Istotę przedmiotowego obowiązku lapidarnie ujął SAM w wyroku

z 12.01.2000 r., sygn. akt XVII AmE 49/99, w którym wskazał, że „W świetle art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego, na przedsiębiorstwie energetycznym, spoczywa publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy. Innymi słowy, bez uzasadnionego powodu, przedsiębiorstwo energetyczne nie może odmówić zawarcia umowy, zachowując jednakże prawo do negocjowania jej treści”.

Zakres obowiązku zawarcia umowy jest objęty regulacją zawartą m.in. w art. 4 ust. 2, art. 4c ust. 3, art. 4d ust. 1, art. 4e ust. 1, art. 5a ust. 1 i 3 oraz art. 7 ust. 1 ustawy. Publicznoprawny obowiązek zawarcia umów może także wynikać z koncesji udzielonych przedsiębiorstwom energetycznym³³). Obowiązek ten nie jest obowiązkiem bezwzględny, lecz aktualizuje się tylko przy spełnieniu określonych warunków. Inne warunki występują przy przyłączeniu do sieci³⁴), a inne przy zawarciu umowy sprzedaży paliw lub energii³⁵).

Wobec czego, uznać należałoby, że art. 8 ust. 1 ustawy, stanowi przepis proceduralny, a powołane powyżej artykuły są przepisami materialnoprawnymi, pozwalającymi ustalić, istnienie lub nieistnienie obowiązku zawarcia umowy przez przedsiębiorstwa energetyczne. W tym kontekście widać, że ingerencja Prezesa URE w sferę stosunków cywilnoprawnych nie jest nieograniczona, lecz dotyczy tylko wycinka tych relacji. W efekcie, Prezes URE, nie orzeka zawarcia umowy, jeżeli w ramach przeprowadzonego postępowania dowodowego, stwierdzi, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy. A zatem, rozstrzygnięcia Prezesa URE, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy, dotyczą takich przypadków, gdy po stronie przedsiębiorstwa energetycznego leży obowiązek zawarcia stosownej umowy.

33) „Na przedsiębiorstwie energetycznym, nie będącym tzw. przedsiębiorstwem sieciowym (np. przedsiębiorstwie wytwarzającym energię), może spoczywać obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii cieplnej na żądanie przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli obowiązek zawarcia takiej umowy wynika z postanowień koncesji” (wyrok SAM z 1.03.2000 r., sygn. akt XVII AmE 53/99).

34) Art. 7 ust. 1 stanowi, że „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczenia tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy”. A art. 7 ust. 3 wskazuje, że „Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane”.

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

Z tymi kwestiami, dodatkowo łączy się, powstała w praktyce rozstrzygnięcia sporów i związana z literalną interpretacją słowa „odmowa”, wątpliwość czy podmiotem posiadającym czynną legitymację do wszczęcia sporu z art. 8 ust. 1 ustawy, jest także przedsiębiorstwo energetyczne. Zwrócić należy uwagę, że pogląd, iż stroną postępowania administracyjnego, uprawnioną do wystąpienia z wnioskiem na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy, jest również przedsiębiorstwo energetyczne, nie został zakwestionowany w orzecznictwie SOKiK. Wynika z niego, że „w przypadku sporu, dotyczącego treści umowy, każda ze stron może żądać, aby treść została ustalona przez Prezesa URE w trybie art. 8 ust. 1 prawa energetycznego” (wyrok z 16.02.2005 r., sygn. akt XVII AmE 54/03) oraz, że „... stronami umowy w rozumieniu art. 8 ust. 1 są podmiot żądający zawarcia umowy i przedsiębiorstwo energetyczne” (postanowienie z 29.03.2005 r., sygn. akt Amz 60/04). Prowadzi to do pewnej niespójności linii orzeczniczej tego Sądu, który we wcześniejszych orzeczeniach kładł zdecydowany naciska na fakt, iż publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy ciąży na przedsiębiorstwie energetycznym a nie na odbiorcy, wobec czego to ten drugi może jedynie skutecznie wnioskować o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy dotyczącego odmowy zawarcia umowy. Zgodnie bowiem z tezą zawartą w uzasadnieniu wyroku SAM z 26 maja 1999 r., sygn. akt XVII AmE 2/99, „art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, należy interpretować w powiązaniu z art. 7 ust. 1 i art. 4 ust. 2 tej ustawy”. W ocenie Sądu, „powyższe przepisy rozstrzygają o kwestii obowiązku zawarcia umowy sprzedaży, nie zawierając bliższych zapisów, co do charakteru tego obowiązku. Z kolei art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, jest przepisem kompetencyjnym, poddającym właściwości rzeczowej Prezesa URE rozstrzygnięcie spraw spornych, w zakresie, o którym mowa w art. 7 ust. 1 oraz art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Tak więc, wszczęcie postępowania administracyjnego, na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, powinno zostać poprzedzone złożeniem wniosku przez podmiot, uprawniony w świetle ustawy – Prawo energetyczne, do żądania określonego zachowania przez drugą stronę. Natomiast przepisy art. 7 ust. 1 oraz art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne nie przewidują po stronie odbiorcy energii publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy”. Ostatecznie, kwestia ta w najnowszym orzecznictwie SOKiK nie została rozstrzygnięta i przesądzona. Biorąc jednak pod uwagę, że to na przedsiębiorstwa energetyczne nałożone zostały określone obowiązki a nie na odbiorców – zwłaszcza w okresie uzyskania przez nich prawa wyboru sprzedawcy – a „odmowa” zawarcia umowy powinna być szeroko interpretowana, przychyliłabym się do poglądu, że to jedynie odbiorca jest uprawniony do występowania do Prezesa URE z wnioskiem o rozpatrzenie sporu, co do zawarcia umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

Niezależnie od powyższego, w praktyce, mogą wystąpić przypadki, w których przedsiębiorstwo ener-

tyczne uprawnione jest w świetle przepisów ustawy – Prawo energetyczne, do wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu określonego w art. 8 ust. 1. Spór ten dotyczy może sytuacji, gdy drugą stroną jest także przedsiębiorstwo energetyczne. Może odnosić się on również do ustalenia warunków świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju. W tym przypadku, istnieje możliwość zaistnienia sporu pomiędzy dwoma przedsiębiorstwami energetycznymi, z których jedno jest zobowiązane do określonego przez przepis art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zachowania, natomiast drugiemu przysługuje prawo zwrócenia się do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Treść decyzji Prezesa URE w sprawie odmowy zawarcia umowy

Treść decyzji Prezesa URE dotyczących rozstrzygnięć w zakresie sporów odnoszących się do umów, wiodocześnie ewoluowała w trakcie doświadczenia, jakie w swojej działalności zdobywał Prezes URE, a także pod wpływem orzecznictwa SAM-SOKiK³⁶). W mojej ocenie, można wyróżnić trzy zasadnicze okresy, w którym występowały określone tendencje, a mianowicie okres I do 7.04.1999 r., okres II – od 7.04.1999 r. do 24.03.2005 r. oraz okres III – od 24.03.2005 r. do chwili obecnej. Powołane datyienne, to daty orzeczeń SAM-SOKiK, które miały zdecydowany wpływ na ukształtowanie i zmianę linii orzeczniczej tego Sądu, pomimo faktu, że przepis art. 8 ust. 1 ustawy nie ulegał diametralnej zmianie.

I okres

W początkowym, pierwszym, okresie działalności, Prezes URE uznawał się za niewłaściwego, w sprawie orzekania treści umowy o przyłączenie do sieci lub umowy sprzedaży paliw lub energii. Decyzje Prezesa URE wydane w ramach tych sporów, w sentencji określały jedynie, czy na przedsiębiorstwie energetycznym ciąży obowiązek zawarcia danej umowy czy też nie. Faktycznie decyzja taka nic nie dawała odbiorcy, gdyż nie rozwiązywała sprawy. Stwierdzała ona jedynie, że po stronie przedsiębiorstwa istnieje obowiązek zawarcia umowy, natomiast odbiorca mógł dochodzić dalszych roszczeń z tym związanych przed sądem powszechnym lub też przed Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, o ile działania przedsiębiorstwa energetycznego stanowiły naruszenie przepisów antymonopolowych.

II okres

Przełomowym w przedmiotowym zakresie był wyrok SAM z 7.04.1999 r., sygn. akt Ame 85/98/E). Sąd przychylił się w nim do rozszerzającej wykładni art. 8 ust. 1,

twierdząc, że nie sposób przyjąć, aby ustawodawca przyznając Prezesowi URE kompetencje orzecznicze, zakładał, iż kompetencje te nie obejmują ingerowania w treść zawieranych umów, za pośrednictwem instrumentów prawnoprocesowych. Sąd uznał, że „w razie braku zgody jednej ze stron na zawarcie umowy, druga strona może żądać w trybie postępowania administracyjnego, aby treść umowy z przedsiębiorstwem energetycznym, została ustalona przez Prezesa URE w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, a więc w drodze decyzji administracyjnej. Żądanie strony, która wszczynając postępowanie administracyjne, zbliżone jest swym charakterem do funkcjonującego na gruncie odrębnych przepisów powództwa o ustalenie (ukształtowanie) stosunku prawnego. W następstwie takiego wniosku (żądania), Prezes URE uzyskuje ustawową legitymację do ukształtowania między stronami spornej umowy, w granicach przysługującej stronom swobody kontraktowania. Innymi słowy, Prezesa URE dotyczą te wszystkie ograniczenia, które odnoszą się do zasady swobody umów, przysługującej stronom (art. 353¹ KC). W świetle tego przepisu, strony zawierające umowę mogą ułożyć stosunek prawny według swego uznania, byleby jego treść lub cel, nie sprzeciwiały się właściwości (naturze) stosunku, ani ustawie ani zasadom współżycia społecznego. Decyzja Prezesa URE wydana w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego niejako zastępuje oświadczenie woli obu stron w przedmiocie zawarcia umowy (por. w drodze analogii art. 64 KC). (...) Decyzja ustalająca treść umowy i orzekająca jej zawarcie ma charakter konstytutywny, a zatem prawotwórczy”. Wobec powyższego, w wyroku SAM z 21.07.1999 r., sygn. akt XVII Ame 24/99, doszedł do wniosku, że „jeżeli przedmiotem postępowania jest ustalenie treści umowy o przyłączenie do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, decyzja Prezesa URE, wydana w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, powinna orzec o zawarciu umowy, jeżeli żądający zawarcia spełnia warunki przyłączenia do sieci. Natomiast, wadliwa jest decyzja ograniczająca się do stwierdzenia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego, obowiązku przyłączenia do sieci energetycznej nieruchomości odbiorcy, przy uwzględnieniu postanowień taryfy i przepisów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne”. Takie podejście znalazło odbicie w dalszych wyrokach. W orzeczeniu z 12.01.2000 r., sygn. akt XVII Ame 49/99, SAM reasumując potwierdził, że „w razie braku zgody na zawarcie umowy sprzedaży paliw lub energii, zainteresowana strona może żądać w trybie postępowania administracyjnego, aby umowa, której jedną ze stron jest przedsiębiorstwo energetyczne, została ustalona przez organ regulacyjny w trybie art. 8 ust. 1”. Ponadto, w wyroku tym stwierdził, że „mając na uwadze art. 5 ust. 1 Prawa energetycznego, w którego świetle zarówno świadczenie usług przesyłowych, jak i dostarczanie paliw lub energii, dokonywane jest na podstawie umowy, przyznane organowi regulacyjnemu kompetencje orzecznicze, o których mowa w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, zakładają ingerowanie tego organu

36) Patrz także H. Palarz, *Prawo energetyczne z komentarzem*, Gdańsk 2000 r., str. 41-43.

w system umów, w tym także w ich treść, za pośrednictwem instrumentów prawnoprocesowych. Dlatego, organ regulacyjny rozpoznając sprawę, której przedmiotem jest żądanie zawarcia umowy sprzedaży, powinien dążyć do zawarcia umowy decyzją administracyjną. Każde bowiem inne rozstrzygnięcie, chociażby intencją wspomnianego organu miało być zapewnienie odbiorcy, dostaw paliw lub energii, zasadniczo nie gwarantuje zawarcia wspomnianej umowy. Należy dodać, że poza Prezesem URE (a także i SAM) brak jest innego organu, do którego kompetencji należałoby orzekanie o zawarciu umowy sprzedaży paliw lub energii, jeżeli same zainteresowane strony nie są w stanie ustalić treści takiej umowy. Wymaga także podkreślenia, iż dla zawarcia umowy potrzebne jest złożenie przez strony zgodnych oświadczeń woli w zakresie postanowień, stanowiących przedmiot rokowań (por. art. 72 KC). Zatem, w braku takiej zgody, prawomocna decyzja organu regulacyjnego, odpowiednio do treści art. 64 KC, zastępuje takie oświadczenie woli, mające skutek prawny zawarcia umowy”.

Późniejsze orzeczenia jedynie utrzymywały tak wyznaczoną linię orzeczniczą Sądu. I tak, w wyroku z 4.12.2000 r., sygn. akt XVII Ame 92/00, Sąd stwierdził, że „ograniczenie się do stwierdzenia istnienia po stronie Zakładu jedynie obowiązku przyłączenia, bez ukształtowania treści zawieranej umowy, jest wadliwe (...). Decyzja taka jest wadliwa, gdyż nie zawiera rozstrzygnięcia w rozumieniu art. 107 § 1 KPA”. W ocenie Sądu, decyzja taka wydana jest z rażącym naruszeniem przepisów, co przesądza o jej nieważności. Co istotne, kompetencje Prezesa URE do orzekania treści umowy potwierdził także Sąd Najwyższy, który w wyroku z 9 marca 2004 r., sygn. akt III SK 18/04, wskazał, że „istotą regulacji szczególnej umów przewidzianych w ustawie – Prawo energetyczne, jest zastąpienie środkami administracyjnymi, mechanizmów rynkowych. Ustalając treść umowy, Prezes URE powinien przyjmować, jako miarę zachowania abstrakcyjnego, racjonalnego przedsiębiorcy, działającego na rynku konkurencyjnym. Ustalona treść umowy, powinna zatem odpowiadać treści umowy, jaką zawarliby „racjonalni przedsiębiorcy działający na rynku konkurencyjnym”.

Pod wpływem powołanego powyżej orzecznictwa, w ramach rozstrzygania sporów co do zawarcia umowy, Prezes URE zaczął wydawać decyzje orzekające zawarcie umowy, do których załącznikiem była sporna umowa. Sentencję takiej decyzji stanowiło orzeczenie zawarcia umowy, a w uzasadnieniu faktycznym i prawnym, Prezes URE wskazywał, że przeprowadzone postępowanie dowodowe wykazało, iż na danym przedsiębiorstwie energetycznym ciąży obowiązek zawarcia umowy, wobec czego zasadnym było zawarcie umowy w drodze decyzji administracyjnej. Jednocześnie, wydając decyzję, Prezes URE rozstrzygał zapisy umowy, które – na etapie przed złożeniem wniosku do tego organu – stanowiły elementy sporne i uniemożliwiały stronom dojście do porozumienia w zakresie zawarcia umowy.

W przedmiotowym okresie, orzecznictwo SOKiK wzbogaciło wykładnie zagadnień merytorycznych wynikających z poszczególnych problemów, powstałych na tle zawarcia umowy. Na uwagę zasługuje wyrok z 16.07.2003 r., sygn. akt XVII Ame 59/02, w którym SOKiK wypowiedział się w zakresie braku istnienia prawnych i technicznych warunków do zawarcia z właścicielami lokali mieszkalnych odrębnych umów sprzedaży ciepła. W sentencji orzeczenia wskazał, że „Wspólnota Mieszkaniowa działa w imieniu własnym ale na rzecz współwłaścicieli. W związku z tym, spoczywa na niej wynikający z art. 45a ust. 6 Prawa energetycznego, obowiązek rozliczania na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu ciepła. Wymieniony przepis wyłącza możliwość prowadzenia w takim wypadku bezpośrednich rozliczeń między SPEC (przedsiębiorstwo energetyczne) a właścicielami, bądź najemcami lokali. Prawdłowo więc przyjął Prezes URE, że instalacje i urządzenia c.o. w objętym decyzją budynku nie dają możliwości prowadzenia rozliczeń bezpośrednio między dostawcą ciepła a indywidualnymi odbiorcami w lokalach. Stanowi to wystarczającą i samodzielną przesłankę do uznania, iż z powodu braku technicznych i prawnych warunków dostarczania, na PEC nie ciąży obowiązek zawarcia z odwołującą się umowy sprzedaży ciepła. Obowiązek ten, ogranicza się do sprzedaży ciepła Wspólnocie Mieszkaniowej zarządzającej budynkiem”. Z kolei, w ramach sprawy dotyczącej wstrzymania dostaw, SAM określił, że „Każda z umów o dostarczanie energii elektrycznej zawarta przez przedsiębiorstwo energetyczne z tym samym odbiorcą, tworzy odrębny stosunek zobowiązaniowy” (wyrok z 12.05.1999 r., sygn. akt XVII Ame 1/99). Sąd wypowiedział się co do kwestii określenia miejsca przyłączenia do sieci, które musi uwzględniać okoliczności faktyczne realizowanej inwestycji, dla której przewidywane jest zasilanie. W razie zaistnienia w tym przedmiocie sporu, kwestię tę władny jest rozstrzygnąć Prezes URE, stosownie do art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego (tak wyrok S.A. z 26 kwietnia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 57/99). Niemniej jednak „przyłączany podmiot nie ma kompetencji decydowania o miejscu przyłączenia, a w szczególności czy w dacie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci ma być to sieć istniejąca czy projektowana” (tak wyrok S.A. z 7.04.1999 r., sygn. akt XVII Ama 85/98/E). Ponadto, niejednokrotnie SAM przedstawił swój pogląd, dotyczący podmiotu uprawnionego do określenia w umowie sprzedaży ilości mocy zamówionej. Podmiotem taki, bez wątplenia w ocenie Sądu, jest odbiorca a nie dostawca paliw lub energii. Wymuszanie przez dostawcę wyższej mocy cieplnej, niż to określił odbiorca – adekwatnie do swoich potrzeb, stanowi przejaw praktyki monopolistycznej dostawcy (wyrok SAM z 20.10.1999 r., sygn. akt XVII Ama 33/99).

Co istotne, SAM wypowiedział się także w kwestiach proceduralnych związanych z samą decyzją Prezesa URE orzekającą zawarcie umowy. W wyroku z 26.11.2001 r., sygn. akt XVII Ame 7/01, SAM pod-

niósł bowiem, że „Decyzja Prezesa URE, wydana na podstawie art. 8 ust. 1 Prawo energetyczne, jako decyzja zastępująca zgodne oświadczenie woli stron, a więc kształtująca łączący je stosunek prawny, powinna uwzględniać stan prawny, obowiązujący w dniu jej wydania”. W późniejszym zaś orzeczeniu, SAM dookreślił, że „zawarcie umowy decyzją Prezesa URE, wydaną w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, wywiera swój skutek w dacie uprawomocnienia się takiej decyzji lub wyroku SAM. Dlatego narusza prawo, decyzja Prezesa URE, która określa moment zawarcia umowy na datę wcześniejszą niż podjęta decyzja” (wyrok z 24.05.2000 r., sygn. akt XVII Ame 23/00).

W przedmiotowym okresie, orzecznictwo SOKiK poszło jeszcze szerzej, tj. przyjęło, że uprawnienie Prezesa URE dotyczy ukształtowania treści nie tylko jeszcze nie zawartej umowy, ale także zmiany umowy i wyników na tym tle sporów (np. odbiorca chce renegotjacji niektórych postanowień umowy już zawartej a przedsiębiorstwo energetyczne nie zgadza się na to). Na interpretację taką wskazywały tezy, przytoczone przez SAM w postanowieniu z 24 czerwca 1999 r., sygn. akt XVII Ame 21/99, które pozwalały Prezesowi URE na ustalenie treści także niektórych postanowień umowy. W zakresie tym, warto powołać także wyrok SAM z 20 października 1999 r., sygn. akt Ame 33/99, gdzie wskazano, że wykładnia funkcjonalna art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przemawia za wykładnią rozszerzającą, a więc obejmującą także i zmiany umowy. W ocenie Sądu, Prezes URE miał zatem kompetencje w zakresie orzekania w przedmiocie zmiany umowy. W wyroku SAM z 4 grudnia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 27/00, Sąd ten stwierdził, że „orzekając o zawarciu (zmianie) umowy, Prezes URE ma obowiązek rozstrzygnąć o wszystkich spornych postanowieniach umowy. Co więcej, decyzja Prezesa URE orzekająca zawarcie umowy, wydana w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, powinna obejmować wszystkie istotne postanowienia danej umowy, a ponadto postanowienia stanowiące przedmiot sporu pomiędzy stronami” (wyrok z 21.03.2001 r., sygn. akt XVII Ame 30/00). W powołanych orzeczeniach, przyznając Prezesowi URE uprawnienie do rozstrzygania sporów powstałych na tle zmiany umowy już zawartej, Sąd przyjął rozumowanie ad maiori ad minus, co oznaczało, że skoro organ ten ma możliwość zawarcia umowy, to tym samym ma prawo do czynienia mniej, czyli orzeczenia jej zmiany. Tak ukształtowaną linię orzecniczą, podtrzymywał SOKiK w kolejnych wyrokach w sprawach o zmianę umowy o przyłączenie do sieci oraz zmianę umowy sprzedaży ciepła i energii elektrycznej – np. wyroki z 3.10.2001 r., sygn. akt XVII Ame 66/00, 25.11.2002 r., sygn. akt XVII Ame 14/02 czy 8.11.2004 r., sygn. akt XVII Ame 69/03.

W ramach rozpatrywania odwołań, w badanym okresie SOKiK wyodrębnił także grupę sporów związanych z umowami, których rozpatrywanie nie leży w granicach uprawnień Prezesa URE. W wyroku

z 17.09.2003 r., sygn. akt XVII Ame 101/02, Sąd ten potwierdził stanowisko Prezesa URE, że decyzja orzekająca zawarcie umowy ma charakter konstytutywny, a zatem rozstrzygnięcie może dotyczyć jedynie stanu przyszłego. Prezes URE nie posiada zaś kompetencji do rozstrzygania kwestii rozliczeń z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania wcześniejszych umów, gdyż należy to do właściwości sądów powszechnych. Kompetencje zakreślone art. 8 ust. 1 ustawy, nie obejmują więc rozstrzygania sporów, co do sposobu rozliczeń z tytułu zawartych i wykonywanych umów. Prezes URE nie ma też uprawnień do dokonywania wykładni zapisów zawartej umowy. Rozstrzygnięcie w tym zakresie stanowi wyłącznie uprawnienie sądów powszechnych. Ponadto, jak podkreślił SOKiK, „dokonując wykładni art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, należy mieć na względzie zasadę wolności prowadzenia działalności gospodarczej, wyrażoną w art. 22 Konstytucji RP”. Zdaniem Sądu, „rozstrzygając w zakresie umocowania wynikającego z art. 8 ust. 1 ustawy, Prezes URE powinien ograniczać swoją ingerencję w stosunki stron do niezbędnego minimum, mając na względzie interes społeczny”.

III okres

Na diametralną zmianę linii orzeczniczej³⁷⁾ i tym samym ograniczenie kompetencji Prezesa URE miały wpływ orzeczenia Sądu Najwyższego (zwany dalej SN). Pierwszym symptomem, zwiastującym skorygowanie wykładni przyjętej przez SAM/SOKiK, był wyrok SN z 12 września 2003 r., sygn. akt I CKN 504/01, w którym Sąd ten uznał, że „W trybie art. 8 Prawa energetycznego, nie można dochodzić nakazania zmiany umowy, nawet wtedy, kiedy odbiorcy energii elektrycznej zostały narzucone uciążliwe warunki umowy, wskutek stosowania praktyki monopolistycznej. Właściwym i jedynie uprawnionym organem do rozpoznania tego rodzaju zarzutu jest Prezes UOKiK”. Kolejnym ważnym orzeczeniem SN, był wyrok z 7 października 2004 r., sygn. akt III SK 56/04, w uzasadnieniu którego, Sąd wskazał, że „w wyroku z dnia 12 września 2003 r. I CKN 504/01 (dotąd niepublikowany), Sąd Najwyższy, zauważył, że art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, umożliwia ukształtowanie warunków umowy jeszcze niezawartej wobec nie dojścia stron tej umowy do porozumienia. Oznacza to, że Prezes URE nie może orzekać w sprawach spornych dotyczących umów już zawartych. Zgodnie z powołanym przepisem, Prezes URE rozpoznaje spory dotyczące ustalania warunków świadczenia usług, odmowy przyłączenia do sieci czy odmowy zawarcia umowy. Przyszły odbiorca energii może w postępowaniu przed Prezesem URE domagać się ustalenia treści umowy i w tym zakresie droga postępowania cywilnego jest wyłączona. Prezes URE nie

37) W tym zakresie patrz artykuł G. Dylewska, R. Taradej-na, *Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE*, Biuletyn URE nr 4/2005, str. 47-49.

ma jednak jurysdykcji w sprawach dotyczących umów już zawartych". Taka interpretacja musiała znaleźć swoje bezpośrednie przełożenie w poglądzie reprezentowanym przez SOKiK. W konsekwencji, w uzasadnieniu wyroku z 24 marca 2005 r., sygn. akt XVII Ame 14/04, po raz pierwszy SOKiK odwołał się do wyroków SN. Wskazał w nim, że „W wyroku z dnia 12 września 2003 r. I CKN 504/01 oraz z dnia 7 października 2004 r., III SK 56/04, Sąd Najwyższy przyjął jednak, że art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego umożliwia ukształtowanie w drodze decyzji administracyjnej warunków umowy jeszcze nie zawartej, wobec nie dojścia stron tej umowy do porozumienia. Oznacza to, że Prezes URE nie może orzekać w sprawach dotyczących umów już zawartych. Sąd orzekający wykładnię omawianego przepisu, dokonaną przez Sąd Najwyższy i uznając, że Prezes URE nie ma jurysdykcji w sprawach umów już zawartych przyjął, że nie ma on uprawnień do zmieniania, na wniosek strony, postanowień umowy". Po tym wyroku, zaskarżone decyzje Prezesa URE, orzekające zmianę umowy, nie zostały przez SOKiK utrzymane. Konsekwentnie Sąd uchylał takie decyzje i umarzał postępowanie odwoławcze, w sposób jednoznaczny podporządkowując się kierunkowi wytyczonemu przez Sąd Najwyższy. Tak np. wyroki w sprawie zmiany umowy sprzedaży paliw gazowych (z 8 marca 2006 r., sygn. akt XVII Ame 98/04 i XVII AME 105/04), zmiany treści umowy sprzedaży ciepła (z 16 marca 2006 r., sygn. akt XVII AmE 3/05) czy też zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej (z 13 czerwca 2006 r., sygn. akt XVII AME 69/05). W świetle tego, w chwili obecnej, w przypadku złożenia wniosku odbiorcy o rozstrzygnięcie – na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – sporu w zakresie zmiany np. umowy o przyłączenie do sieci, wniosek taki winien być zwrócony, stosownie do trybu określonego art. 66 § 3 Kpa³⁸).

Podsumowanie

Ogólnym rozwiązaniem, dotyczącym rozpatrywania sporów w zakresie umów cywilnoprawnych – ukształtowanych przez strony na zasadzie swobody umów – jest powierzenie kompetencji w tym zakresie sądom powszechnym. Może to dotyczyć np. powództwa o istnienie lub nieistnienie umowy, wykonania zobowiązania wynikającego z umowy już zawartej. W świetle powyższego, istotnym odstępstwem od tej reguły, jest przyznanie kompetencji do rozpatrywania sporów – wynikłych na kanwie umów – organowi administracji publicznej, takim jak Prezes URE. Należy podkreślić, że wyposażenie Prezesa URE do rozstrzygania sporów na linii odbiorca-przedsiębiorstwo energetyczne w za-

kresie umów było słusznym rozstrzygnięciem. Organ ten posiada zespół specjalistów posiadających wąską, wyspecjalizowaną wiedzę, bez której sądom powszechnym trudno byłoby podejmować właściwe rozstrzygnięcie. Rozstrzyganie sporów przez jeden organ regulacyjny zapewnia poza tym jednolite orzecznictwo w skali kraju. Ponadto, należy przyjąć, że w praktyce, rozstrzyganie sporów przez Prezesa URE powinno następować szybciej, niż gdyby postępowanie toczyło się przed, obciążonymi znaczną liczbą spraw, sądami powszechnymi³⁹).

Jak powyżej wskazałam, możliwość kształtowania umów dotyczy tylko wąskiego wycinka umów przewidzianych w ustawie – Prawo energetyczne i wiąże się z ustaleniem przez Prezesa URE, ciężącego na danym przedsiębiorstwie energetycznym, publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy, który stanowi warunek sine qua non zawarcia umowy w trybie rozstrzygania sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy. Treść rozstrzygnięć Prezesa URE, wydawanych na tej podstawie, jak szczegółowo pokazałam, ulegała zmianie, przy uwzględnieniu kierunków wytyczonych orzeczeniami SAM/SKOKiK. Ostatecznie, orzeczenia SN przesądziły o granicach kompetencji Prezesa URE do zawierania umów w ramach rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy. Analizując obecne orzecznictwo SOKiK łatwo zauważyć spadek ilości odwołań – a tym samym spraw – dotyczących zawarcia umów, co świadczyłoby o tym, że więcej spraw spornych powstaje jednak na tle zmiany umowy, niż na tle samego zawarcia umowy w ogóle. Stąd też, aktualne orzeczenia SOKiK utrzymują decyzje Prezesa URE w sprawie m.in. odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej (np. wyrok z 12.04.2006 r., sygn. akt XVII AmE 10/05 i z 24.01.2007 r., sygn. akt XVII AmE 41/06) czy też odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej i elektroenergetycznej (wyrok z 17.05.2006 r., sygn. akt XVII AmE 15/05 i z 4.04.2007 r., sygn. akt XVII AmE 159/06). Ze względów praktycznych i z punktu widzenia interesów odbiorców, można zauważyć, że orzeczenia SN pogorszyły ich sytuację. Rozpatrując bowiem spór o zmianę umowy, odbiorca – przy np. wstrzymaniu dostaw – miał możliwość złożenia wniosku z art. 8 ust. 2 ustawy, mocą którego Prezes URE mógł wydać postanowienie o podjęciu bądź kontynuacji dostaw np. energii elektrycznej. Obecnie, w takim przypadku, odbiorca musi wystąpić do sądu powszechnego, co widocznie wydłuża drogę postępowania. Zastanawiające jest także, jak kształtować się będą relacje w zakresie zawierania umów po dniu 1 lipca 2007 r., kiedy wszyscy odbiorcy uzyskają prawo zmiany dostawcy. Niewątpliwie praktyka pokaże jaki procent odbiorców z tego prawa skorzysta i jaki procent ewentualnych sporów powstałych na tym tle bę-

38) W myśl tego przepisu, „Jeżeli podanie wniesiono do organu niewłaściwego, a organu właściwego nie można ustalić na podstawie danych podania, albo gdy z podania wynika, że właściwym w sprawie jest sąd powszechny, organ, do którego podanie wniesiono, zwraca je wnoszącemu. Zwrot podania następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie”.

39) J. Baehr, E. Stawicki, *Prawo energetyczne. Komentarz*, Warszawa 1999 r., str. 55.

dzie trafiać do Prezesa URE. Spory i problemy z odbiorcami, mogą pojawić się już w związku z obowiązkiem dostosowania – do dnia 30 czerwca 2007 r. – przez przedsiębiorstwa energetyczne, umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej i sprzedaży energii elektrycznej. Nie wiadomo czy to dostosowanie będzie oznaczało zawarcie nowej umowy czy też zmiany dotychczasowej. Aktualny zatem będzie podział wypracowany przez SN i SOKiK, co oznacza, że zmiany nie będą objęte kognicją Prezesa URE. Konsekwentnie, docelowo, w zmienionych warunkach funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i gazowego, Prezes URE będzie mógł kształtować jedynie umowy jeszcze nie zawarte, a więc np. umowę sprzedaży energii elektrycznej z nowym sprzedawcą, umowę o świadczenie usługi dystrybucyjnej czy też umowę

kompleksową. Wszelkie zmiany dotychczasowych umów lub „nowych” umów ale już zawartych, nawet jeśli pewne ich postanowienia będą utrudniały np. zmianę dostawcy, władny będzie rozpatrzyć jedynie sąd powszechny.



*Autorka jest pracownikiem
Południowo-Wschodniego
Oddziału Terenowego URE
z siedzibą w Krakowie*

ODMOWA UDZIELENIA KONCESJI KARANEMU PRZEDSIĘBIORCY

Joanna Kędzia

I. Zgodnie z art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343), nie może być wydana koncesja wnioskodawcy skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

Wątpliwości interpretacyjne przedsiębiorców ubiegających się o koncesję budził zwrot „przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności określonej ustawą”. Wśród przedsiębiorców tych najczęściej prezentowany był pogląd, zgodnie z którym tylko przestępstwo popełnione w związku z działalnością gospodarczą określoną w ustawie – Prawo energetyczne (wytworzenie, przesyłanie, dystrybucja i obrót paliwami i energią) uniemożliwia wnioskodawcy uzyskanie koncesji.

Zdaniem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, popartym późniejszym orzecznictwem Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (zwanego dalej „Sądem OKiK”), nie był to pogląd uzasadniony.

Zarówno zdaniem Prezesa URE, jak i Sądu OKiK, podstawą odmowy udzielenia koncesji, o której mowa w cytowanym na wstępie art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, jest nie tylko fakt skazania wnioskodawcy prawomocnym wyrokiem za przestępstwo bezpośrednio związane z przedmiotem działalności

gospodarczej, określonym w art. 32 tej ustawy, ale również za przestępstwo mające, lub mogące mieć wpływ na tę działalność.

Odwierciedleniem tego stanowiska są liczne wyroki Sądu OKiK. W uzasadnieniu tych wyroków Sąd odniósł się do prawidłowości decyzji Prezesa URE w przedmiocie odmowy udzielenia koncesji, podziеляjąc jego zdanie, rozstrzygnął również inne wątpliwości podnoszone przez przedsiębiorców ubiegających się o koncesję.

1. I tak, w wyroku z 23 marca 2006 r., sygn. akt XVII AmE 19/05, Sąd OKiK stwierdził m.in.:

„Zważywszy, iż odwołujący, prawomocnym wyrokiem z 16.02.2001 r. Sądu Rejonowego w S. został skazany za to, iż wykorzystując zajmowane stanowisko pracownika stacji paliw uprawnionego do bezgotówkowej sprzedaży paliwa doprowadził firmę (...) do niekorzystnego rozporządzenia swym mieniem w ten sposób, że w celu osiągnięcia korzyści majątkowej poświadczył nieprawdę w potwierdzeniach dostawy paliwa, potwierdzając niezgodnie z prawdą wydanie (...) litrów oleju napędowego, decyzję Prezesa URE (o odmowie udzielenia koncesji – przyp. J. K.) należy uznać za prawidłową”.

2. W wyroku z 4 maja 2006 r., sygn. akt XVII AmE 31/05, Sąd OKiK orzekł, iż:

„Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił udzielenia koncesji na obrót przez powoda gazem płynnym z powodu skazania go prawomocnym wyro-

kiem za przestępstwo pozostające w związku z działalnością gospodarczą powoda¹⁾.

Decyzja ta była zasadna, z uwagi na to, iż znajdowała oparcie w treści art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, który stanowi, iż koncesja nie może zostać wydana wnioskodawcy skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej tą ustawą.

Niewątpliwie przestępstwo popełnione przez powoda, za które został skazany wyrokiem Sądu Rejonowego w J., pozostawało w bezpośrednim związku z przedmiotem działalności gospodarczej określonej w ustawie – Prawo energetyczne.

Aktualnie (to jest już po wydaniu decyzji – przyp. J. K.) ze względu na zmianę okoliczności sprawy (wydanie przez Sąd Rejonowy w J. postanowienia o zatarciu skazania) odpadła podstawa do odmowy udzielenia koncesji. Jednakże trzeba wyraźnie podkreślić, iż decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 24 listopada 2004 r. w przedmiocie odmowy udzielenia koncesji na obrót gazem płynnym została podjęta w określonym stanie prawnym i faktycznym i podlega ocenie Sądu zgodnie ze stanem prawnym i faktycznym z dnia wydania decyzji.”

3. W wyroku z 26 stycznia 2007 r., sygn. akt XVII AmE 81/06, Sąd OKiK stwierdził m.in.:

„Przede wszystkim bezsporna jest okoliczność skazania pana Jacka T. prawomocnym wyrokiem za przestępstwo (...) określone w art. 90 ustawy – Prawo budowlane (...). Sporne było jedynie ustalenie, czy stosownie do brzmienia przepisu art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, przestępstwo, za które został skazany Jacek T. miało związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej powołaną ustawą, a także związek z działalnością prowadzoną obecnie przez wnioskodawcę. Należy zatem wskazać, że przedmiotem działalności gospodarczej Jacka T. jako osoby fizycznej prowadzącej działalność gospodarczą w chwili skazania był obrót paliwami ciekłymi na stacji paliw; przestępstwo zaś polegało na nielegalnym wybudowaniu na terenie tejże stacji budynku gospodarczego. Wobec powyższego, w ocenie Sądu Prezes URE słusznie przyjął, że popełnione przestępstwo miało związek z przedmiotem prowadzonej działalności gospodarczej wskazanej ustawą, a jednocześnie prowadzonej obecnie przez wnioskodawcę.

1) W sprawie tej wnioskodawca został skazany prawomocnym wyrokiem sądu za popełnienie przestępstwa z art. 179 Kodeksu karnego; w myśl tego przepisu „kto wbrew szczególnemu obowiązkowi dopuszcza do ruchu pojazd mechaniczny albo inny pojazd w stanie bezpośrednio zagrażającym bezpieczeństwu w ruchu lądowym, wodnym lub powietrznym lub dopuszcza do prowadzenia pojazdu mechanicznego albo innego pojazdu na drodze publicznej przez osobę znajdującą się w stanie nietrzeźwości, będącą pod wpływem środka odurzającego lub osobę nie posiadającą wymaganych uprawnień, podlega grzywnie, karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do lat 2” – przyp. J. K.

Konsekwencją stwierdzenia istnienia powyższego związku była konieczność odmowy udzielenia wnioskowanej koncesji, gdyż art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne jest przepisem bezwzględnie obowiązującym, a jego zastosowanie ma charakter obligatoryjny, wobec czego Prezes URE jest brzmieniem ww. przepisu związany i nie miał prawnej możliwości podjęcia w przedmiotowej sprawie decyzji innej niż odmowna.”

W uzasadnieniu tego samego wyroku Sąd OKiK stwierdził ponadto: „Niezależnie od powyższego należy podkreślić, że dla odmowy udzielenia koncesji nie ma w istocie potrzeby wykazywania związku pomiędzy działalnością prowadzoną uprzednio przez osoby działające w imieniu wnioskodawcy, w związku z którą zostało popełnione przestępstwo, a obecną działalnością. W świetle art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne podstawowe znaczenie ma fakt skazania za przestępstwo pozostające w związku z jakąkolwiek działalnością określoną w ustawie – Prawo energetyczne, a nie tylko działalnością prowadzoną obecnie w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością.

Ponadto, w ocenie Sądu nie zasługują na uwzględnienie argumenty wskazane w uzasadnieniu odwołania, w tym w szczególności dotyczące braku powiązań pomiędzy działalnością wnioskodawcy – osoby prawnej – a działalnością prezesa jej jednoosobowego zarządu. Należy bowiem wskazać, że oczywistym jest, że w przypadku wnioskodawcy – osoby prawnej, wymogi co do osoby prawnej odnosić należy także do osób działających w jej imieniu uprawnionych do jej reprezentowania, a zatem w przedmiotowej sprawie – do pana Jacka T. jako jedyne go członka zarządu wnioskodawcy i jednocześnie jedyne go wspólnika. Gdyby bowiem odniesienia takie nie były czynione, możliwe byłoby obejście prawa przez osoby niespełniające ustawowych wymogów uzyskiwania koncesji – osoby fizyczne skazane prawomocnym wyrokiem otrzymywałyby koncesje przez powołane do tego celu spółki. Co więcej, należy podkreślić, że spółka utworzona i reprezentowana przez osobę prawomocnie skazaną nie może dawać należytej rękojmi właściwego prowadzenia działalności koncesjonowanej (...).”

4. W wyroku z 17 sierpnia 2006 r., sygn. akt XVII AmE 115/05, Sąd OKiK wyraził następujący pogląd:

„Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zw. URE) decyzją (...) odmówił Krzysztofowi Z. udzielenia koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. (...) Prezes URE ustalił, że Krzysztof Z. prawomocnym wyrokiem Sądu Rejonowego w L. (...) został skazany za przestępstwo z art. 270 § 1 kk (...). Krzysztof Z. podrobił podpis Marii Z. na zgłoszeniu o rozpoczęciu budowy i taki dokument przedłożył w Wydziale Architektury i Administracji Budowlanej Urzędu Miejskiego w L., podrobił zgłoszenie o rozpoczęciu rozbiórki budynku (...) oraz pieczęć Wydziału Architektury i Administracji Budowlanej Urzędu Miejskiego a następnie dokument ten okazał Inspektorowi Powiatowego Nadzoru Budowlanego i za te czynny został skazany (...).

Stosownie do art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy Prawo energetyczne Prezes URE nie może wydać koncesji skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej kreślonej ustawą Prawo energetyczne. Za przedmiot działalności gospodarczej określonej ustawą – Prawo energetyczne należy rozumieć (art. 32 ust. 1 pkt 4) w odniesieniu do działalności gospodarczej Krzysztofa Z. – obrót paliwami. Krzysztof Z. został skazany za przestępstwa polegające na podrabianiu dokumentów (tj. podpisów, pieczęci). Działalność gospodarcza polegająca na obrocie paliwami polega niewątpliwie w znacznej części na wykonywaniu czynności związanych właśnie z tworzeniem prawidłowej dokumentacji. Przestępstwo, za które został skazany Krzysztof Z. (tj. podrabianie dokumentów) wbrew zarzutowi podniesionemu w odwołaniu pozostaje w związku z działalnością gospodarczą w zakresie obrotu paliwem, o której udzielenie Krzysztof Z. wniósł.”

Pogląd ten podzielił Sąd Apelacyjny w Warszawie w wyroku z 28 marca 2007 r., sygn. akt **VI ACa 1201/06**, wydanym po rozpatrzeniu apelacji przedsiębiorcy. Na końcu uzasadnienia Sąd wskazał, że „nie ma przeszkód aby powód po udowodnieniu zatarcia skazania złożył nowy wniosek o udzielenie przedmiotowej koncesji”.

5. Z kolei w wyroku z 27 marca 2007 r., sygn. akt **XVII AmE 137/06**, Sąd OKiK, oddalając odwołanie wspólników spółki jawnej, której Prezes URE odmówił udzielenia koncesji, stwierdził m.in.:

„Bezsporne w sprawie jest, iż wspólnikami spółki jawnej „P.” są: Grzegorz P., Dariusz P. oraz Marianna P. Bezsporne również jest, iż dwóch z w/w wspólników, tj. Pan Grzegorz P. oraz Pan Dariusz P. popełnili przestępstwa w związku z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

W tej sytuacji kluczowe znaczenie dla rozstrzygnięcia sporu ma ocena prawna stanu faktycznego. Zgodnie z art. 22 § 1 Kodeksu spółek handlowych spółka jawna jest spółką osobową. Każdy wspólnik spółki jawnej ma prawo i obowiązek prowadzenia spraw spółki (art. 39 § 1) oraz każdy wspólnik ma prawo reprezentować spółkę (art. 29 § 1). Zatem prawo i obowiązek prowadzenia spraw spółki i prawo jej reprezentowania ma nie tylko Marianna P. lecz również jej ukarani wspólnicy. Wobec tego skazani wspólnicy mając prawo do samodzielnej reprezentacji spółki jawnej, w sytuacji uzyskania koncesji, mogliby samodzielnie podejmować decyzje w zakresie działalności tej spółki jawnej. O tym, że niektóre z tych decyzji jaskrawo naruszały prawo wymownie zaświadczały wyroki karne szczegółowo opisane w treści decyzji Prezesa URE. Sytuacja ta byłaby nie do pogodzenia z wymogami stawianymi przedsiębiorcom pragnącym uzyskać koncesję w zakresie obrotu paliwami ciekłymi na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne. Odnosząc się natomiast do zarzutu, iż Pani Marianna P. „została pozbawiona możliwości uzyskania koncesji”

należy wskazać, iż nie ma przeszkód aby po spełnieniu warunków ustawowych otrzymała ona koncesję na obrót paliwami ciekłymi albo jako samodzielny przedsiębiorca albo jako wspólnik innej spółki.”

II. Należy pamiętać, że przepis art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne nie jest jedyną podstawą uzasadniającą odmowę udzielenia koncesji karzanemu przedsiębiorcy.

Zgodnie bowiem z art. 50 ustawy – Prawo energetyczne, w sprawach nieuregulowanych przepisami tej ustawy w zakresie działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych stosuje się przepisy ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807, z późn. zm.).

Przepis art. 50 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej stanowi, iż przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany organ koncesyjny może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

I tak, rozpatrując odwołania od decyzji Prezesa URE w sprawie odmowy udzielenia koncesji z powodu braku po stronie wnioskodawcy rękojmi prawidłowego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, Sąd OKiK, oddalając odwołania, zaprezentował m.in. następujące stanowiska.

1. W wyroku z 14 grudnia 2006 r., sygn. akt **XVII AmE 49/06**, Sąd ten stwierdził m.in.:

„Działalność gospodarcza polegająca na obrocie paliwami ciekłymi jest reglamentowana przez Prezesa URE, który udziela na nią przedsiębiorcom koncesji. Przepis art. 35 ust. 3 Prawa energetycznego (...) wskazuje, że ubiegający się o koncesję musi spełniać warunki wymagane przepisami, przez które należy rozumieć przepisy tego Prawa oraz przepisy o swobodzie działalności gospodarczej, które zawierają rozwiązania i wymogi wspólne dla wszystkich rodzajów udzielonych koncesji.

Tak więc według przepisu art. 50 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji organ koncesyjny może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji, także pod kątem, czy ubiegający się o nią przedsiębiorca daje rękojmię prawidłowego wykonania działalności objętej koncesją. Przepis ten ma zastosowanie w rozpatrywanej sprawie, ponieważ Prawo energetyczne nie wprowadziło jego odpowiednika, ani normy odmiennie regulującej powyższe uprawnienie organu regulacyjnego.

W związku z tym należało rozważyć, czy mimo popełnienia przez Żanetę G. dwóch przestępstw z winy umyślnej w tym jednego przeciwko dokumentom, a drugiego w związku z prowadzeniem działalności gospodarczej, daje ona rękojmię uczciwego i rzetelnego,

a także zgodnego z prawem prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi. Jest dla Sądu oczywistym, że odwołująca się rękami takiej nie daje. Objęta sporem działalność koncesjonowana polega między innymi na przyjmowaniu i wystawianiu rachunków i faktur, a więc dokumentów. Tymczasem Żaneta G. została skazana za sfałszowanie dokumentu. Nie można więc zaręczyć, że obrót dokumentami z jej udziałem będzie odbywał się w zgodzie z prawem. Podobne rozumowanie i wnioski wynikają z drugiego z udowodnionych jej przestępstw.”

2. W wyroku z 14 grudnia 2006 r., sygn. akt XVII AmE 104/05, Sąd OKiK stwierdził m.in.:

„Zgodnie z art. 50 ustawy – Prawo energetyczne, w sprawach nieuregulowanych przepisami tej ustawy w zakresie działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych stosuje się przepisy ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. W tej sytuacji przyjęć należy, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prawidłowo zastosował art. 50 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, który daje uprawnienie organowi koncesyjnemu do oceny faktów podanych we wniosku celem stwierdzenia czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Wobec bezspornych faktów popełnienia przez odwołującego w okresie czasu (lata 2000-2001) trzech przestępstw z winy umyślnej przeciwko porządkowi publicznemu, bezpieczeństwu w komunikacji oraz mieniu Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie uwzględnił odwołania bowiem odwołujący nie daje rękojmi uczciwego prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej.”

3. Również w wyroku z 5 października 2006 r., sygn. akt XVII AmE 2/06, Sąd OKiK orzekł podobnie, stwierdzając m.in.:

„Powód w krótkim czasie popełnił dwa przestępstwa z winy umyślnej: przeciwko mieniu oraz przeciwko wiarygodności dokumentów. (...) Wyrokiem Sądu Rejonowego w Z. (...) Piotra T. uznano winnym przywłaszcze-

nia powierzonych mu pieniędzy tytułem zaliczki na zakup samochodu osobowego w wysokości 1500 zł. (...) Z kolei wyrokiem Sądu Rejonowego w Z. (...) przedsiębiorcę uznano winnym popełnienia przestępstwa polegającego na przerobieniu dowodu rejestracyjnego pojazdu, co doprowadziło do niekorzystnego rozporządzenia mieniem osoby poszkodowanej (...).

W związku z tym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prawidłowo zastosował art. 50 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, który daje organowi koncesyjnemu prawo do oceny faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

W świetle bezspornych faktów popełnienia przez odwołującego się 28.03.2001 r. oraz od 13.10.2002 r. do 06.11.2002 r. przestępstw z winy umyślnej przeciwko mieniu i wiarygodności dokumentów uwzględnienie odwołania nie było możliwe, gdyż odwołujący się nie daje rękojmi uczciwego prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej. Zasadnie zatem prezes URE w zaskarżonej decyzji odmówił powodowi udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi.”

Pełne teksty wyroków Sądu OKiK i Sądu Apelacyjnego w sprawach z udziałem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zamieszczone są na stronie internetowej Urzędu: www.ure.gov.pl.



Autorka jest pracownikiem
Biura Prawnego URE

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

UPÓR CZY KONSTRUKTYWNA POSTAWA – CO SIĘ BARDZIEJ OPŁACA?

Radosław Walaszczyk

Wprowadzenie

Odpowiedź na postawione w tytule pytanie zostanie udzielona z wykorzystaniem przypadku rozpatrywanego w Południowym Oddziale Terenowym Urzędu Regulacji Energetyki w Katowicach.

W pierwszej części artykułu zaprezentowane zostaną liczne żądania jednej ze spółdzielni mieszkaniowych z terenu województwa śląskiego o administracyjne zapewnienie dostaw ciepła, na podstawie art. 8 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.), które nie mogły zostać uwzględnione przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”.

Prawidłowość rozstrzygnięć organu regulacyjnego poparta zostanie orzeczeniami Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Sądu Apelacyjnego w Warszawie wydanymi w opisanych sprawach.

Następnie, przedstawione zostaną wybrane sposoby formalnego uregulowania dostaw ciepła, w drodze porozumienia stron, możliwe do zrealizowania w istniejącym w tym przypadku stanie faktycznym i prawnym, który przedstawia się następująco: *Koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne „X” posiada źródło ciepła oraz sieć ciepłowniczą łączącą się z grupowym węzłem cieplnym i odcinkiem sieci, które stanowią własność gminy „Y”. Obiekty spółdzielni mieszkaniowej „Z” (osiedle mieszkaniowe „O”) przyłączone są do wyżej wskazanej infrastruktury ciepłowniczej gminy. Zamówiona przez spółdzielnię, będącą jedynym podmiotem pobierającym ciepło poprzez urządzenie gminy, moc cieplna nie przekracza 5 MW.*

Żądania kierowane do Prezesa URE

Żądanie pierwsze

W związku z wnioskiem spółdzielni mieszkaniowej „Z”, decyzją z 15 kwietnia 2004 r. Prezes URE stwierdził, że na przedsiębiorstwie energetycznym „X” nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych do obiektów tej spółdzielni zlokalizowanych na osiedlu „O”.

Powyższe rozstrzygnięcie zostało podjęte po ustaleniu stanu faktycznego i prawnego zaistniałego pomiędzy spółdzielnią a przedsiębiorstwem energetycznym, w tym po ustaleniu, że żadna ze stron sporu nie posiada tytułu prawnego do eksploatacji grupowego węzła cieplnego oraz odcinka sieci zlokalizowanych na osiedlu „O”, które

– uwzględniając specyfikę sprawy – były niezbędne w celu dostarczania ciepła do obiektów spółdzielni znajdujących się na tym osiedlu. Wniosek spółdzielni mieszkaniowej „Z” nie mógł zostać załatwiony zgodnie z oczekiwaniami wnioskodawcy, gdyż przedsiębiorstwo energetyczne „X” nie miało możliwości dostarczania ciepła do przedmiotowych obiektów z pominięciem majątku ciepłowniczego gminy „Y”, tym samym nie miało prawnych oraz technicznych możliwości dostarczania ciepła w tym zakresie. Istotnym jest, że możliwości techniczne w zakresie dostawy ciepła należy rozpatrywać w odniesieniu do majątku energetycznego konkretnego przedsiębiorcy, do którego złożono żądanie zawarcia umowy, nie zaś do ogółu urządzeń zlokalizowanych na danym terenie, co też Prezes URE uwzględnił w niniejszej sprawie.

Rozstrzygając ten spór Prezes URE wziął również pod uwagę, że skoro w procesie dostawy ciepła musi być wykorzystany majątek ciepłowniczy, którym żadna ze stron sporu nie dysponuje, to orzeczenie wnioskowanej umowy mogłoby narazić ten organ na zarzut, że orzekł umowę o świadczenie niemożliwe, która z mocy art. 387 § 1 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93 ze zm.) byłaby nieważna.

Od decyzji z 15 kwietnia 2004 r. strony nie złożyły odwołania.

Żądanie drugie

Pismem z 21 lipca 2004 r. spółdzielnia mieszkaniowa „Z” wniosła do Prezesa URE o zmianę „decyzji ostatecznej Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 15.04.2004 r. (...) w trybie przepisu art. 154 § 1 i § 2 Kpa w ten sposób, że obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych ciąży na (...)” przedsiębiorstwie energetycznym „X”.

W związku z tym żądaniem Prezes URE podjął działania zmierzające do ustalenia, czy w okresie od wydania decyzji z 15 kwietnia 2004 r. nastąpiła zmiana stanu faktycznego i prawnego. Z materiału dowodowego zebranego w toku postępowania administracyjnego wynikało jednakże jednoznacznie, że nadal właścicielem grupowego węzła cieplnego i odcinka sieci jest gmina „Y”, natomiast przedsiębiorstwo energetyczne „X” i spółdzielnia mieszkaniowa „Z” nie uzyskały tytułu prawnego do eksploataowania tych urządzeń.

Wniosek poddany został także analizie pod kątem spełnienia przesłanek z art. 154 § 1 ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 ze zm.), zwanej dalej „Kpa”.

Zgodnie z tym przepisem decyzja ostateczna, na mocy której żadna ze stron nie nabyła prawa, może być w każdym czasie uchylona lub zmieniona przez organ administracji publicznej, który ją wydał, lub przez organ wyższego stopnia, jeżeli przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony. W tym zakresie Prezes URE ustalił, że decyzja z 15 kwietnia 2004 r. jest decyzją ostateczną (żadna ze stron nie wniosła od niej odwołania) oraz że za zmianą przedmiotowej decyzji nie przemawia interes społeczny. W interesie społecznym nie leży bowiem naruszanie bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa przez organ administracji publicznej, co miałyby miejsce przy uwzględnieniu żądania wnioskodawcy. Prezes URE podkreślił również, że uchylenie bądź zmiana decyzji w trybie art. 154 § 1 Kpa nie powinny naruszać interesu prawnego innych osób, w tym przypadku gminy „Y”, która jest właścicielem wspomnianego majątku ciepłowniczego. Tym samym, interes spółdzielni mieszkaniowej „Z” nie był interesem słusznym, o którym mowa w tym przepisie.

W związku z powyższym, decyzją z 4 sierpnia 2004 r. Prezes URE odmówił zmiany swojej decyzji z 15 kwietnia 2004 r.

Od decyzji z 4 sierpnia 2004 r. spółdzielnia mieszkaniowa „Z” złożyła odwołanie zarzucając Prezesowi URE niewłaściwą wykładnię i zastosowanie art. 154 § 1 Kpa poprzez przyjęcie, że w sprawie nie występują przesłanki do zmiany lub uchylenia decyzji ostatecznej z 15 kwietnia 2004 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów podzielił jednak argumentację Prezesa URE i wyrokiem z 11 stycznia 2006 r., sygn. akt XVII AmE 81/04, oddalił odwołanie spółdzielni. W uzasadnieniu tego wyroku Sąd stwierdził m.in., że *„W interesie społecznym, którego nie należy utożsamiać z interesem grupowym (członków spółdzielni) nie leży wydanie decyzji sprzecznej z ustawą – prawo energetyczne (...) Słuszny interes strony zachodziłby wtedy gdyby spółdzielnia miała tytuł prawny do grupowego węzła ciepłego i zewnętrznej instalacji odbiorczej, zaś przedsiębiorstwo energetyczne, mimo spełnienia przez odbiorcę ustawowych warunków, odmówiło zawarcia stosownej umowy”*. Powyższy wyrok jest prawomocny.

Żądanie trzecie

Kolejny wniosek o zapewnienie dostaw ciepła do osiedla „O”, w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, spółdzielnia mieszkaniowa „Z” zawarła w piśmie z 4 października 2004 r., żądając od Prezesa URE wydania decyzji ustalającej treść *„umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych”* z gminą „Y”. Równocześnie, spółdzielnia wniosła o *„wydanie postanowienia o kontynuowaniu dostaw ciepła do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu”*, tj. postanowienia, o którym mowa w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Zatem, tym razem to gmina „Y” została wskazana przez spółdzielnię jako podmiot zobowiązany do zawarcia umowy. Jednakże, po ustaleniu, że gmina „Y” nie jest przedsiębiorstwem energetycznym w rozumieniu ustawy

– Prawo energetyczne, Prezes URE stwierdził, że rozstrzygnięcie sporu pomiędzy spółdzielnią mieszkaniową „Z” a gminą „Y” o treść powyższej umowy jest sprawą należącą do właściwości sądu powszechnego i postanowieniem z 5 listopada 2004 r. zwrócił podanie wnioskodawcy na podstawie art. 66 § 3 Kpa. W myśl tego przepisu, jeżeli podanie wniesiono do organu niewłaściwego, a organu właściwego nie można ustalić na podstawie danych podania, albo gdy z podania wynika, że właściwym w sprawie jest sąd powszechny, organ, do którego podanie wniesiono, zwraca je wnoszącemu.

W sprawie niniejszej Prezes URE zważył w szczególności, że stosownie do definicji zawartej w art. 3 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwem energetycznym jest podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi. Tymczasem gmina „Y” nie prowadząc działalności gospodarczej, w myśl art. 2 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807 ze zm.), w zakresie zaopatrzenia w ciepło, nie posiadała tym samym statusu przedsiębiorstwa energetycznego. Projekt umowy, której orzeczenia zażądała spółdzielnia nie był w rzeczywistości projektem umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych, lecz dotyczył wzajemnych rozliczeń pomiędzy podmiotami nie będącymi przedsiębiorstwami energetycznymi. Natomiast rozstrzygnięcie sporu polegającego na odmowie zawarcia m.in. umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych, poprzez orzeczenie treści tej umowy decyzją wydaną na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, może nastąpić jedynie w przypadku, gdy jedną ze stron sporu jest przedsiębiorstwo energetyczne, na którym ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia takiej umowy.

Ponadto, odnosząc się w orzeczeniu z 5 listopada 2004 r. do kwestii wydania postanowienia z art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wskazał, że może wydać to postanowienie jedynie w toku postępowania administracyjnego dotyczącego spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 tej ustawy, co w niniejszym przypadku nie mogło mieć miejsca z uwagi na zwrot podania.

Nie zgadzając się ze stanowiskiem Prezesa URE, spółdzielnia mieszkaniowa „Z” wniosła zażalenie na powyższe postanowienie z 5 listopada 2004 r. Uznając zarzuty zawarte w tym zażaleniu za nieuzasadnione, Prezes URE przekazał sprawę do rozpoznania przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który potwierdził, że do zakresu kompetencji organu regulacyjnego nie należy rozstrzyganie sporów związanych z zawieraniem umów przez podmioty nie będące przedsiębiorstwami energetycznymi. W postanowieniu z 29 marca 2005 r., sygn. akt XVII Amz 60/04, oddalającym zażalenie spółdzielni Sąd ten wyraził następujący pogląd: *„W związku z tym, że żadna ze stron przedmiotowej umowy nie jest przedsiębiorstwem energetycznym, w sprawach spornych dotyczących ustalenia warun-*

ków tej umowy nie jest właściwy do rozstrzygnięcia na podstawie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego Prezes URE a jedynie Sąd powszechny (...) Wobec powyższego Prezes URE zasadnie zwrócił podanie skarżącej Spółdzielni odnośnie żądania wydania decyzji na podstawie art. 66 § 3 kpa, gdyż nie był w tym zakresie właściwy”.

Spółdzielnia skorzystała następnie z przysługującego uprawnienia wnosząc zażalenie na powyższe postanowienie Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Zażalenie to zostało oddalone przez Sąd Apelacyjny w Warszawie, postanowieniem z 13 grudnia 2005 r., sygn. akt VI A Cz 1958/05, co ostatecznie potwierdziło prawidłowość postępowania Prezesa URE w niniejszej sprawie.

Żądanie czwarte

Następnym krokiem, jaki podjęła spółdzielnia mieszkaniowa „Z”, zmierzającym do zapewnienia dostaw ciepła do osiedla „O” był wniosek z 17 grudnia 2004 r. „o wszczęcie postępowania administracyjnego w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła”.

Przedłużający się stan, w którym przedsiębiorstwo energetyczne „X” realizowało faktycznie dostawy ciepła do osiedla „O”, pomimo braku formalnego uregulowania w tym zakresie oraz bezkompromisowa postawa spółdzielni mieszkaniowej „Z” uniemożliwiająca zawarcie stosownej umowy pomiędzy tymi podmiotami doprowadziły do tego, iż przedsiębiorstwo energetyczne „X” zaprzestało 26 lipca 2004 r. dostaw ciepła do przedmiotowych obiektów spółdzielni. Zdarzenie to legło u podstaw złożenia przez spółdzielnię kolejnego wniosku do Prezesa URE obejmującego także żądanie wydania postanowienia z art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Jednakże i w tym przypadku Prezes URE nie mógł zadośćuczynić żądaniu spółdzielni, gdyż z podania jednoznacznie wynikało, iż przedsiębiorstwa energetycznego „X” i spółdzielni mieszkaniowej „Z” nie łączyła w chwili zaprzestania dostaw ciepła umowa sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych. Co prawda podmioty te zawarły 21 lipca 2004 r. porozumienie mające umożliwić w niedługim czasie prawne uregulowanie dostaw ciepła do osiedla „O”, jednakże Prezes URE uznał, że porozumienie to nie stanowi umowy, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

Rozpoznając niniejszą sprawę Prezes URE wziął pod uwagę, że w myśl art. 5 ustawy – Prawo energetyczne dostarczanie ciepła odbywa się na podstawie stosownej umowy. Zgodnie natomiast z art. 3 pkt 13 tej ustawy odbiorcą jest każdy, kto otrzymuje lub pobiera ciepło na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Wstrzymać dostarczanie ciepła w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne może zatem przedsiębiorstwo energetyczne jedynie odbiorcy w znaczeniu podanym powyżej.

Prezes URE nie był uprawniony do rozstrzygnięcia tej sprawy, w szczególności do oceny zawartego pomiędzy spółdzielnią a przedsiębiorstwem energetycznym poro-

zumienia z 21 lipca 2004 r. oraz całokształtu okoliczności związanych z brakiem dostaw ciepła do budynków wnioskodawcy w dniach 26 lipca 2004 r. – 6 sierpnia 2004 r. W sprawie nie nastąpiło bowiem wstrzymanie dostaw ciepła w myśl ustawy – Prawo energetyczne.

Mając powyższe na względzie, Prezes URE postanowieniem z 23 grudnia 2004 r., wydanym na podstawie art. 66 § 3 Kpa, zwrócił podanie spółdzielni mieszkaniowej „Z” wskazując, iż organem właściwym w tej sprawie jest sąd powszechny. Z uwagi na istniejący w niniejszym przypadku stan faktyczny i prawny, Prezes URE nie wydał również postanowienia, o którym mowa w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Następnie, spółdzielnia mieszkaniowa „Z” złożyła zażalenie na postanowienie z 23 grudnia 2004 r. zarzucając, iż zostało ono wydane z „naruszeniem przepisu art. 8 ust. 1 prawa energetycznego, przez przyjęcie, że w sprawie nie nastąpiło nieuzasadnione wstrzymanie dostaw ciepła (...) w rozumieniu prawa energetycznego”. Po dokonaniu ponownej analizy akt sprawy i podniesionych przez spółdzielnię zarzutów, Prezes URE nie podzielił argumentów zawartych w zażaleniu i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. 29 kwietnia 2005 r. Sąd ten postanowieniem (sygn. akt XVII Amz 4/05) oddalił zażalenie spółdzielni stwierdzając w uzasadnieniu tego postanowienia m.in., że „Porozumienie zawarte przez skarżącą Spółdzielnię z w/w przedsiębiorstwem, na które się powołuje w zażaleniu nie stanowi (...) umowy w rozumieniu art. 5 ust. 1 prawa energetycznego. W związku z tym sprawa z wniosku skarżącej Spółdzielni nie należy do kategorii spraw o nieuzasadnione wstrzymanie energii rozpatrywanych przez Prezesa URE w trybie art. 8 ust. 1 prawa energetycznego, i dlatego zasadnie powyższy wniosek został zwrócony na podstawie art. 66 § 3 kpa”.

W związku z tym, że spółdzielnia mieszkaniowa „Z” wniosła zażalenie na powyższe postanowienie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w sprawie wypowiedział się również Sąd Apelacyjny w Warszawie, który postanowieniem z 20 grudnia 2005 r., sygn. akt VIA C z 1411/05, oddalił to zażalenie potwierdzając w całości ustalenia i wywody Prezesa URE poczynione w tej sprawie.

Żądanie piąte

Pomimo wielokrotnie kierowanych przez Prezesa URE wskazówek w zakresie prawnych możliwości rozwiązania problemu dostaw ciepła do osiedla mieszkaniowego „O” w drodze porozumienia, mających na celu zbliżenie stanowisk stron, w kontekście narastającego konfliktu, spółdzielnia nie korzystała z dobrych rad, kierując kolejne wnioski o uregulowanie sprawy w trybie administracyjnym. Kontynuując tę drogę, pismem z 21 lutego 2005 r. spółdzielnia zwróciła się do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sprawy spornej dotyczącej odmowy przyłączenia do sieci budynków zlokalizowanych na osiedlu „O” przez przedsiębiorstwo energetyczne „X”.

Mając na względzie, że w świetle art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE jest organem właściwym do rozstrzygnięcia w tym zakresie, zostało wszczęte postępowanie administracyjne zmierzające w pierwszej kolejności do ustalenia, czy przedsiębiorstwo energetyczne odmawia spółdzielni przyłączenia do sieci ciepłowniczej. W tej kwestii, w toku postępowania Prezes URE ustalił, że pismem z 14 lipca 2004 r. spółdzielnia zwróciła się do przedsiębiorstwa energetycznego „X” o „rozważenie możliwości dostawy ciepła bezpośrednio z (...) źródła ciepła do budynków Spółdzielni”, tj. z pominięciem infrastruktury energetycznej gminy „Y”. W odpowiedzi, przedsiębiorstwo energetyczne stwierdziło w piśmie z 20 lipca 2004 r., że „Propozycję rozważania dostawy ciepła bezpośrednio do obiektów (...) poprzez nowy węzeł dystrybucyjny przyjmujemy do analizy”. Jednakże następnie pomiędzy podmiotami zaangażowanymi w kwestię dostaw ciepła do osiedla „O” miała miejsce intensywna korespondencja dotycząca zapewnienia tych dostaw poprzez grupowy węzeł cieplny i odcinek sieci, które stanowią własność gminy „Y”.

Mając na uwadze przedstawione okoliczności oraz po dokonaniu analizy całokształtu zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego, Prezes URE uznał, że spółdzielnia nie wystąpiła do przedsiębiorstwa energetycznego „X” z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia zawierającym elementy wskazane w regulującym to zagadnienie i obowiązującym wówczas rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z 30 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych oraz eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2004 r. Nr 167, poz. 1751). Wyżej przytoczone stwierdzenie zawarte w piśmie z 14 lipca 2004 r. było bowiem do czasu złożenia wniosku o rozstrzygnięcie tej sprawy spornej jedynym krokiem spółdzielni zmierzającym do zapewnienia dostaw ciepła do budynków zlokalizowanych na osiedlu „O” poprzez odrębne przyłącze. Stwierdzenie to nie stanowiło jednak żądania skierowanego do przedsiębiorstwa energetycznego i tym samym nie był to wniosek o określenie warunków przyłączenia.

Prezes URE zważył ponadto, że następnie zaistniałe okoliczności, w tym starania spółdzielni zmierzające do zapewnienia dostaw ciepła do osiedla „O” poprzez urządzenie gminy „Y”, uzasadniały nie podjęcie dalszych czynności przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zapewnienia tych dostaw poprzez odrębne przyłącze. Prezes URE uznał, że żaden racjonalny przedsiębiorca nie podjąłby kolejnych kroków zmierzających do zapewnienia dostaw ciepła poprzez nowe przyłącze przy braku jednoznacznego żądania i w sytuacji intensywnej korespondencji dotyczącej zapewnienia tych dostaw poprzez istniejącą infrastrukturę ciepłowniczą.

Prezes URE nie zgodził się także z twierdzeniem wnioskodawcy, że „dalsze czynności Spółdzielni stały się niemożliwe (...)”, gdyż nic nie stało na przeszkodzie, aby powołując się na stwierdzenie z pisma z 14 lipca 2004 r., spółdzielnia następnie wystąpiła z jednoznacznym żądaniem, wnioskiem o określenie warunków przyłączenia. Wówczas przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane

byłoby do określenia warunków przyłączenia do sieci, a w przypadku odmowy przyłączenia spór mógłby zostać rozstrzygnięty, na wniosek strony, przez Prezesa URE.

Ze zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego wynikało zatem, że nie wystąpiła po stronie przedsiębiorstwa energetycznego „X” odmowa przyłączenia do sieci, w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, co legło u podstaw wydania przez Prezesa URE decyzji z 13 kwietnia 2005 r. o umorzeniu tego postępowania, na podstawie art. 105 § 1 Kpa. Przepis ten stanowi, że gdy postępowanie z jakiegokolwiek przy czyny stało się bezprzedmiotowe, organ administracji publicznej wydaje decyzję o umorzeniu postępowania.

Spółdzielnia mieszkaniowa „Z” nie zgodziła się z takim rozstrzygnięciem Prezesa URE zaskarżając decyzję w całości oraz wnosząc o jej uchylenie i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania. W związku z powyższym także i w tej sprawie wypowiedział się Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który wyrokiem z 6 czerwca 2006 r., sygn. akt XVII AmE 49/05, oddalił odwołanie spółdzielni. Uzasadniając ten wyrok Sąd zważył, że „decyzja Prezesa URE jest prawidłowa a odwołanie nieuzasadnione. Prezes URE słusznie przyjął, że pismo Spółdzielni z dnia 14 lipca 2004 r. jest jedynie jej propozycją wybudowania w przyszłości nowego przyłącza (...) W ocenie Sądu propozycja ta w żadnym razie nie spełniała wymogu wniosku o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na nowych zasadach – tj. poprzez nowe, niezaprojektowane jeszcze przyłącze. Wniosek jest bowiem oświadczeniem woli, w którym składający je domaga się określenia warunków technicznych przyłączenia. Pismo Spółdzielni nie zawiera takiej treści, tylko postulat (prośbę) o rozważenie możliwości dostawy ciepła w przyszłości poprzez zrealizowanie w drodze inwestycji wspólnej nowego przyłącza w celu uniezależnienia się (...) od infrastruktury ciepłowniczej stanowiącej własność Gminy”.

Następnie, na skutek apelacji spółdzielni od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, sprawę niniejszą rozpoznał 4 kwietnia 2007 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie, który wyrokiem (sygn. akt VI ACa 1031/06) oddalił tę apelację potwierdzając ustalenia dokonane przez Sąd niższej instancji i prawidłowość decyzji Prezesa URE.

Żądanie szóste

Decyzją z 6 maja 2005 r. Prezes URE umorzył postępowanie administracyjne, prowadzone w zasadzie równolegle z opisanym powyżej jako żądanie piąte, wszczęte na wniosek spółdzielni mieszkaniowej „Z” z 7 marca 2005 r. w sprawie spornej dotyczącej odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych do obiektów zlokalizowanych na osiedlu „O” przez przedsiębiorstwo energetyczne „X”.

Było to kolejne niekonwencjonalne żądanie spółdzielni, z którym musiał zmierzyć się Prezes URE. Analizując niniejszy wniosek organ ten wziął w szczególności pod uwagę, że decyzją z 15 kwietnia 2004 r. stwierdził, iż na przed-

siębiorstwie energetycznym „X” nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych do obiektów spółdzielni zlokalizowanych na osiedlu „O”, albowiem żadna ze stron sporu nie posiadała tytułu prawnego do eksploatacji grupowego węzła cieplnego oraz odcinka sieci, stanowiących własność gminy „Y”.

W związku z powyższym, w toku postępowania, Prezes URE podjął działania zmierzające do ustalenia, czy od chwili wydania decyzji z 15 kwietnia 2004 r. uległ zmianie stan faktyczny i prawny w sprawie. Z dodatkowych informacji przedłożonych przez strony niewątpliwie jednak wynikało, że nadal żadna z nich nie posiada tytułu prawnego do korzystania z urządzeń gminy „Y”, jak wiadomo niezbędnych do realizacji dostaw ciepła w tym przypadku. Ponadto, z załączonej do wniosku z 7 marca 2005 r. kopii projektu umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych, datowanej na 2 marca 2005 r., wynikało, że przedmiot tej umowy ma być identyczny jak w sprawie zakończonej decyzją ostateczną z 15 kwietnia 2004 r. Zatem, powyżej przedstawione okoliczności wyraźnie wskazywały, że pismo spółdzielni z 7 marca 2005 r. dotyczy sprawy, która rozstrzygnięta już została przez Prezesa URE i stan faktyczny oraz prawny nie zmienił się. Oznaczało to niemożność ponownego rozstrzygnięcia sprawy już poprzednio rozstrzygniętej inną decyzją ostateczną, tj. ze względu na stwierdzenie tożsamości sprawy. Ponowne rozstrzygnięcie w niniejszej sprawie powodowałoby następnie konieczność stwierdzenia nieważności, zgodnie z art. 156 § 1 pkt 3 Kpa, kolejnej decyzji rozstrzygającej wcześniej rozstrzygniętą sprawę. Przepis ten stanowi bowiem, że organ administracji publicznej stwierdza nieważność decyzji, która dotyczy sprawy już poprzednio rozstrzygniętej inną decyzją ostateczną. Z zebranego materiału dowodowego wynikało jednoznacznie, że sytuacja tożsamości sprawy występuje w tym przypadku, a różne daty i numeracja przedłożonych spółdzielni przez przedsiębiorstwo energetyczne projektów umów (przy ich identycznej treści) nie miały wpływu na fakt, że na przedsiębiorstwie energetycznym „X” nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych ze spółdzielnią, co Prezes URE orzekł decyzją ostateczną z 15 kwietnia 2004 r.

Opisywany aktualnie wniosek spółdzielni obejmował również żądanie wydania postanowienia z art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, którego jednak Prezes URE nie uwzględnił z uwagi na istniejące okoliczności faktyczne i prawne.

W tym stanie rzeczy Prezes URE stwierdził, że w niniejszej sprawie wystąpiła bezwzględna przesłanka do umorzenia postępowania administracyjnego, jako bezprzedmiotowego, na podstawie art. 105 § 1 Kpa.

Od decyzji z 6 maja 2005 r. odwołanie wniosła spółdzielnia mieszkaniowa „Z” stając na stanowisku, że na przedsiębiorstwie energetycznym „X” ciąży obowiązek zawarcia z nią umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych, w świetle projektu tej umowy z 2 marca 2005 r. i tym samym twierdząc, iż decyzja Prezesa URE jest błędna. Z argumentacją spółdzielni po raz

kolejny nie zgodził się Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który w ramach sądowej kontroli zaskarżonej decyzji potwierdził trafność rozumowania Prezesa URE. Sąd ten wyrokiem z 23 listopada 2006 r., sygn. akt XVII AmE 65/05, oddalił powyższe odwołanie spółdzielni stwierdzając między innymi, że *„Daty projektów umów, w niezmiennym stanie faktycznym i prawnym sprawy nie mogą skutkować wydaniem kolejnej decyzji w sprawie zakończonej decyzją ostateczną, tym samym decyzję Prezesa URE w sprawie nin. uznać należy za prawidłową w świetle art. 105 § 1 kpa”*.

Żądanie siódme

W związku z załatwieniem dotychczasowych wniosków w sposób, który nie satysfakcjonował spółdzielni mieszkaniowej „Z”, zażądała ona następnie od Prezesa URE *„zbadania z urzędu, z którym z podmiotów Spółdzielnia ma zawrzeć umowę sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych (...)”*. Mianowicie, pismem z 17 maja 2006 r. spółdzielnia złożyła wniosek do Prezesa URE *„o wydanie decyzji ustalającej warunki świadczenia usług sprzedaży ciepła oraz świadczenia usług przesyłowych”* przez przedsiębiorstwo energetyczne „X” lub inny podmiot.

W związku z tak sformułowaniem żądaniem, Prezes URE wezwał spółdzielnię, na podstawie art. 64 § 2 Kpa, do *„sprecyzowania ww. wniosku w zakresie żądania (...) poprzez (...) jednoznaczne wskazanie podmiotu, który odmówił Wnioskodawcy zawarcia stosownej umowy i który ma być oprócz Wnioskodawcy stroną postępowania administracyjnego przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki”*. W powyższym wezwaniu umieszczone zostało również pouczenie wymagane przez art. 64 § 2 Kpa, że nieusunięcie braków wskazanych w tym wezwaniu spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

W odpowiedzi, spółdzielnia oświadczyła, że *„żąda doprowadzenia z urzędu do zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług polegających na przesyłaniu wytworzonej energii cieplnej (...) Podmiotem, z którym Spółdzielnia zawrze umowę o dostawę ciepła będzie dostawca wskazany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki”*. Zatem, spółdzielnia nie sprecyzowała swojego żądania w sposób umożliwiający wszczęcie postępowania administracyjnego przez Prezesa URE. Żądanie spółdzielni było bowiem nieuzasadnione wobec treści art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który przewiduje, że Prezes URE w sprawach spornych dotyczących między innymi odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych rozstrzyga wyłącznie na wniosek strony. Tym samym, władcza ingerencja tego organu jest możliwa w tym zakresie wyłącznie na wniosek strony. Ponadto, zaprezentowane podejście spółdzielni nie było trafne, gdyż istota regulacji art. 8 ustawy – Prawo energetyczne w sposób nierozzerwalny wiąże się z faktem zaistnienia sporu między stronami. Strony takiego postępowania są więc znane już na etapie poprzedzającym złożenie wniosku o rozstrzygnięcie sprawy spornej.

W związku z powyższym, Prezes URE pozostawił bez rozpoznania niniejszy wniosek spółdzielni, zgodnie z art. 64 § 2 Kpa, o czym zawiadomił również wnioskodawcę stosownym pismem. W tej sprawie spółdzielnia mieszkaniowa „Z” nie skierowała żadnego wystąpienia do sądu.

Żądanie ósme

W tym miejscu odnotować należy, że w stanie faktycznym i prawnym rozważanego przypadku zaistniała istotna zmiana polegająca na uzyskaniu tytułu prawnego do eksploataowania grupowego węzła cieplnego i odcinka sieci zlokalizowanych na osiedlu „O” przez innego przedsiębiorcę, który zawarł z gminą „Y” umowę dzierżawy tych urządzeń. Tym samym, od tego momentu w procesie dostawy ciepła do przedmiotowych obiektów spółdzielni brały udział dwa przedsiębiorstwa energetyczne, tj. przedsiębiorstwo energetyczne „X” oraz przedsiębiorca „P”, który uzyskał tytuł prawny do majątku gminy.

Jednakże kwestia formalnego uregulowania dostaw ciepła nadal nie była w sposób prawidłowy załatwiona. W związku z tym oraz wobec zapowiedzi zaprzestania dostaw ciepła do osiedla „O”, wyrażonej przez przedsiębiorcę „P” eksploatującego majątek gminy, pismem z 3 sierpnia 2006 r. spółdzielnia mieszkaniowa „Z” wniosła do Prezesa URE o „wydanie postanowienia o kontynuacji dostaw ciepła do budynków osiedla (...) do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu w trybie art. 8 ust. 2 Prawa energetycznego”. W uzasadnieniu tego wniosku spółdzielnia podkreśliła, że powinien on zostać rozpatrzony w związku z wcześniej złożonymi sprawami i zawisłymi wówczas przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Odpowiadając niezwłocznie na złożony wniosek, pismem z 4 sierpnia 2006 r., Prezes URE wyjaśnił wnioskodawcy, że nie prowadzi obecnie z udziałem spółdzielni żadnego postępowania administracyjnego, którego przedmiotem byłoby rozstrzygnięcie którejkolwiek ze spraw spornych określonych w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto, Prezes URE przypomniał spółdzielni, że wydanie postanowienia, o którym mowa w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne możliwe jest jedynie w toku postępowania administracyjnego z art. 8 ust. 1 tej ustawy wszczętego w oparciu o stosowny wniosek strony. Kwestia wydania tego postanowienia nie może być bowiem wyłącznym przedmiotem postępowania przed Prezesem URE.

Od pisma z 4 sierpnia 2006 r. spółdzielnia mieszkaniowa „Z” wniosła odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów kwalifikując to pismo jako „decyzję o umorzeniu postępowania wydaną w oparciu o przepis art. 105 § 1 kpa”. Mając na względzie, że zaskarżone pismo nie jest decyzją w rozumieniu art. 104 Kpa, a ponadto nie zawiera elementów koniecznych decyzji administracyjnej określonych w art. 107 § 1 tego kodeksu, Prezes URE wniósł o odrzucenie odwołania jako niedopuszczalnego. Rów-

niez i tym razem stanowisko Prezesa URE potwierdził Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który postanowieniem z 30 sierpnia 2006 r., sygn. akt XVII AmE 155/06, odrzucił odwołanie spółdzielni. W uzasadnieniu postanowienia Sąd ten zważył, że „*Nie jest decyzją administracyjną pismo informujące stronę o niemożności załatwienia sprawy, gdyż nie zawiera koniecznych elementów składowych decyzji (...) Przedmiotowe pismo nie jest, w ocenie Sądu, aktem administracyjnym o charakterze władczym, stanowiącym przejaw woli organu i rozstrzygającym sprawę administracyjną konkretnie określonej osoby, co do istoty. Pismo to nie przesądza o istnieniu stosunku prawnego i nie stanowi jednostronnego rozstrzygnięcia o prawach i obowiązkach strony postępowania, z tych też względów nie można zakwalifikować go do kategorii decyzji w rozumieniu przepisów k.p.a.*”

Żądanie dziewiąte

Ostatnie z opisanych żądań spółdzielnia mieszkaniowa „Z” zawarła w piśmie z 14 sierpnia 2006 r. wnosząc o „wydanie decyzji w sprawie zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych (...) do budynków osiedla (...)” przez przedsiębiorcę „P”, który uzyskał tytuł prawny do eksploataowania grupowego węzła cieplnego i odcinka sieci stanowiących własność gminy „Y”. Wniosek ten zainicjował nowe postępowanie w sprawie spornej z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczącej odmowy zawarcia powyższej umowy przez przedsiębiorcę „P”.

W toku tego postępowania Prezes URE ustalił, że strony zawarły „umowę świadczenia usług przesyłowych ciepła (...) z dnia 1.10.2005”, której przedmiotem jest „przesyłanie ciepła od grupowego, wymiennikowego węzła cieplnego (...)” eksploatowanego przez przedsiębiorcę „P” do obiektów znajdujących się w zasobach spółdzielni zlokalizowanych na osiedlu „O”. Ponadto, w trakcie postępowania, strony wyraziły odmienne stanowisko w kwestii obowiązywania tej umowy. Przedsiębiorca „P” stwierdził, że umowa z 1 października 2005 r. nadal wiąże strony, z czym spółdzielnia się nie zgodziła stając na stanowisku, iż przestała ona obowiązywać „od daty jej zawarcia”.

Tymczasem, Prezes URE może rozstrzygnąć sprawę sporną dotyczącą odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych w sytuacji, gdy ustalona jest kwestia braku umowy obejmującej dostawę ciepła w zakresie, który ma być również regulowany umową orzeczoną przez ten organ (umowa z 1 października 2005 r. obejmuje częściowo taki zakres). W niniejszym przypadku brak takiej umowy łączącej strony nie był oczywisty, co potwierdzał zgromadzony w sprawie materiał dowodowy. Okoliczności ujawnione w toku postępowania spowodowały tym samym, że koniecznym było jego zawieszenie w celu ustalenia, czy „umowa świadczenia usług przesyłowych ciepła (...) z dnia 1.10.2005 r.” wiąże strony, co Prezes URE uczynił postanowieniem z 26 października 2006 r.

zobowiązując równocześnie przedsiębiorcę „P”, by wystąpił do sądu powszechnego w terminie najpóźniej do 31 marca 2007 r. o rozstrzygnięcie zagadnienia wstępnego. Postanowienie to zostało wydane na podstawie art. 97 § 1 pkt 4 Kpa, który stanowi, że organ administracji publicznej zawiesza postępowanie, gdy rozpatrzenie sprawy i wydanie decyzji zależy od uprzedniego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez inny organ lub sąd.

Żadna ze stron sporu nie wniosła zażalenia na powyższe postanowienie, jednakże spółdzielnia mieszkaniowa „Z” już 8 listopada 2006 r. złożyła do Prezesa URE wniosek o „podjęcie zawieszono postępowania”, pomimo nie zaistnienia zmian w stanie faktycznym i prawnym sprawy. Natomiast, zgodnie z art. 97 § 2 Kpa, organ administracji publicznej podejmie postępowanie z urzędu lub na żądanie strony, gdy ustąpiły przyczyny uzasadniające zawieszenie postępowania. Istniejący w chwili wydania postanowienia o zawieszeniu postępowania administracyjnego stan faktyczny i prawny nie uległ zmianie oraz występujące w sprawie zagadnienie wstępne nie zostało rozstrzygnięte, tym samym nie ustąpiły przyczyny uzasadniające zawieszenie tego postępowania i brak było podstaw do jego podjęcia.

Mając powyższe na względzie, postanowieniem z 21 listopada 2006 r. Prezes URE odmówił podjęcia zawieszono postępowania administracyjnego, co spotkało się z dezaprobatą spółdzielni, która wniosła zażalenie na to postanowienie wskazując, że w sprawie nie występuje zagadnienie wstępne, od którego zależy rozpatrzenie sprawy i wydanie decyzji. Uznając zażalenie za nieuzasadnione Prezes URE przekazał je do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który postanowieniem z 12 kwietnia 2007 r., sygn. akt XVII Amz 74/06, oddalił to zażalenie. Sąd zgodził się z oceną materiału dowodowego dokonaną przez Prezesa URE dochodząc do tych samych wniosków oraz wskazał, że zaskarżone postanowienie „wydane zostało w sposób prawidłowy i zgodny z prawem”. Ponadto, w uzasadnieniu postanowienia z 12 kwietnia 2007 r. Sąd stwierdził, że „kwestia ustalenia obowiązywania bądź nieobowiązywania pomiędzy stronami umowy (...) z dnia 01.10.2005 r. miała kluczowe znaczenie dla rozstrzygnięcia, prowadzonej na wniosek Spółdzielni, sprawy spornej dotyczącej odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych (...) ponadto, przesłanki uzasadniające zawieszenie postępowania nie ustąpiły do dnia złożenia przez powoda wniosku o jego podjęcie (...) Z uwagi na powyższe, wniosek o podjęcie zawieszono postępowania (...) słusznie uznany został przez Prezesa URE za bezpodstawny”.

Sprawa ta nie jest jeszcze zakończona, gdyż po rozstrzygnięciu zagadnienia wstępnego Prezes URE podejmie stosowne czynności w celu załatwienia sprawy głównej, tj. dotyczącej odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych.

Możliwość są – trzeba tylko otworzyć oczy

Zaprezentowane żądania jednoznacznie świadczą o tym, że spółdzielnia mieszkaniowa „Z” nie podejmując konstruktywnych prób rozwiązania zaistniałego problemu, oczekiwała od Prezesa URE podjęcia działań, których efektem byłoby administracyjne nakazanie dostaw ciepła do osiedla „O” w sytuacji, gdy istniejący stan faktyczny i prawny sprawiał, iż ich podjęcie nie było możliwe. Prezes URE nie uwzględniając bezpodstawnych wniosków spółdzielni miał również na względzie, że organy administracji publicznej zobowiązane są działać na podstawie i w granicach prawa.

Niewątpliwie na podkreślenie zasługuje okoliczność, że prawidłowość rozstrzygnięć Prezesa URE potwierdziły **wszystkie** dotychczasowe orzeczenia Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Sądu Apelacyjnego w Warszawie wydane, w ramach sądowej kontroli, na skutek zażaleń, odwołań i apelacji wniesionych przez spółdzielnię mieszkaniową „Z”. Jednakże i argumentacja sądu nie wpływa na zachowanie spółdzielni, która składa do Prezesa URE kolejne, często wzajemnie wykluczające się wnioski o rozstrzygnięcie sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Tymczasem możliwości zapewnienia dostaw ciepła do osiedla mieszkaniowego „O” w drodze porozumienia stron jest wiele. Oto niektóre z nich.

Możliwość pierwsza

W rozpatrywanym przypadku gmina „Y” jest właścicielem grupowego węzła cieplnego i odcinka sieci, co sprawia, że gmina ta może podjąć działalność energetyczną, jeżeli wyrazi taką wolę. Jeśli gmina zdecyduje się prowadzić działalność gospodarczą w zakresie regulowanym ustawą – Prawo energetyczne, wówczas uzyska status przedsiębiorstwa energetycznego i spoczywać będą na niej określone w tej ustawie obowiązki. Istotnym jednak jest, że zamówiona przez spółdzielnię mieszkaniową „Z” moc cieplna nie przekracza 5 MW, co powoduje, iż eksploatując majątek ciepłowniczy gmina nie będzie zobowiązana, zgodnie z art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, do uzyskania koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło. W związku z tym, gmina nie będzie miała też obowiązku przedłożenia Prezesowi URE taryfy dla ciepła do zatwierdzenia. Stosownie bowiem do art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne jedynie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

W procesie dostawy ciepła do obiektów spółdzielni mieszkaniowej „Z” brałyby udział w ramach niniejszej możliwości dwa przedsiębiorstwa energetyczne, mianowicie koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne „X” posiadające źródło ciepła i sieć ciepłowniczą oraz gmina „Y” poprzez grupowy węzeł cieplny i odcinek sieci będące własnością tej gminy.

Możliwość druga

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła do obiektów spółdzielni mieszkaniowej „Z”, gmina „Y” może zawrzeć z przedsiębiorstwem energetycznym „X” stosowną umowę pozwalającą temu przedsiębiorstwu eksploatować grupowy węzeł cieplny i odcinek sieci zlokalizowane na osiedlu „O”.

Po zrealizowaniu tego wariantu polegającego na uzyskaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne „X” tytułu prawnego do majątku gminy, na przedsiębiorstwie tym ciążyłby, przy zachowaniu innych przesłanek ustawowych, publicznoprawny obowiązek zawarcia ze spółdzielnią umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych. Obiekty spółdzielni przyłączone byłyby bowiem bezpośrednio do infrastruktury ciepłowniczej eksploatowanej przez powyższe przedsiębiorstwo.

Możliwość trzecia

Także inny przedsiębiorca, nie będący przedsiębiorstwem energetycznym „X”, może uzyskać tytuł prawny do infrastruktury gminy „Y”, jeśli tylko jest zainteresowany prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Wybór takiego rozwiązania, podobnie jak w przypadku, gdy sama gmina podejmuje działalność ciepłowniczą, wiąże się z faktem, że w procesie zaopatrzenia obiektów spółdzielni mieszkaniowej „Z” w ciepło brałyby udział dwa przedsiębiorstwa energetyczne. Spółdzielnia mieszkaniowa otrzymywałaby ciepło wytwarzane w źródle ciepła i następnie przesyłane siecią ciepłowniczą przedsiębiorstwa energetycznego „X” poprzez grupowy węzeł cieplny i odcinek sieci eksploatowane przez przedsiębiorcę, który uzyskał tytuł prawny do eksploatacji tych urządzeń na mocy stosownej umowy zawartej z gminą „Y”. Konsekwencją skorzystania z tej możliwości jest konieczność zawarcia pomiędzy powyższymi podmiotami stosownych umów, na podstawie których dostarczane będzie ciepło do osiedla „O”.

Możliwość czwarta

Nie ma również przeszkód, aby to spółdzielnia mieszkaniowa „Z” uzyskała tytuł prawny do majątku ciepłowniczego będącego własnością gminy „Y”.

Wówczas infrastruktura energetyczna eksploatowana przez przedsiębiorstwo energetyczne „X” i spółdzielnię byłaby ze sobą połączona, co powinno umożliwić zawarcie pomiędzy tymi podmiotami umowy sprzedaży ciepła i świadczenia usług przesyłowych do osiedla mieszkaniowego „O”.

Warte odnotowania jest, że prowadzenie działalności ciepłowniczej przez spółdzielnie mieszkaniowe na własne potrzeby nie stanowi działalności gospodarczej. Tym samym, prowadząc taką działalność jedynie na potrzeby swoich członków, spółdzielnie mieszkaniowe nie posiadają statusu przedsiębiorstwa ener-

tycznego. Jeżeli jednak spółdzielnia mieszkaniowa zechce prowadzić działalność gospodarczą w tym zakresie to jest do tego uprawniona.

Możliwość piąta itd.

Kolejnym sposobem prawnego uregulowania dostaw ciepła do obiektów spółdzielni mieszkaniowej „Z” jest zagwarantowanie tych dostaw poprzez odrębne przyłącze, z pominięciem infrastruktury energetycznej gminy „Y”.

Należy jednak mieć na względzie, że wykonanie nowego, odrębnego przyłącza wymaga czasu z uwagi na konieczność przeprowadzenia procesu inwestycyjnego oraz wiąże się z koniecznością poniesienia stosownych nakładów finansowych przez przedsiębiorstwo energetyczne „X” i uiszczenia opłaty za przyłączenie przez spółdzielnię mieszkaniową.

W tym miejscu wypada wskazać, że warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej określa aktualnie rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92), które precyzuje wymogi niezbędne do spełnienia w celu uruchomienia procedury przyłączenia do sieci oraz wzajemne relacje uczestników tego procesu.

Przedstawiony powyżej katalog alternatywnych możliwości formalnego uregulowania dostaw ciepła do obiektów spółdzielni mieszkaniowej „Z” nie jest zamknięty. Zmierzając do osiągnięcia celu, jakim jest zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw ciepła, strony mogą w drodze porozumienia wprowadzić w życie inne rozwiązanie. Również sama spółdzielnia mieszkaniowa może rozważyć zrealizowanie inwestycji polegającej na uruchomieniu własnego źródła ciepła zasilającego w ciepło wyłącznie budynki tej spółdzielni.

Konkluzja

Po przeczytaniu niniejszego artykułu odpowiedź na postawione pytanie jest oczywista. Krótko rzecz ujmując, upór spółdzielni mieszkaniowej „Z” sprawia, że mieszkańcy osiedla „O” płacąc zwykle należności za ciepło, od dłuższego czasu narażani są na stres związany z brakiem stabilności jego dostaw. Natomiast, konstruktywna postawa i dobra wola zainteresowanych podmiotów z pewnością umożliwiłyby wykorzystanie jednego ze sposobów, wielokrotnie wskazywanych przez Prezesa URE, pozwalających rozwiązać problem poprzez formalne uregulowanie dostaw ciepła w drodze porozumienia stron.



Autor jest pracownikiem Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 4 maja 2007 r.

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego²⁾

(Dz. U. Nr 93, poz. 623)

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.³⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział I

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

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

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

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

2) Niniejsze rozporządzenie dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, str. 37; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 02, str. 211).

Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 5 stycznia 2007 r. pod numerem 2007/0002/PL, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65, poz. 597), które wdraża dyrektywę 98/34/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w zakresie norm i przepisów technicznych (Dz. Urz. WE L 204 z 21.07.1998, z późn. zm.).

3) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) farma wiatrowa – jednostkę wytwórczą lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 2) jednostka grafikowa – zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej;
- 3) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe;
- 4) jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD) – jednostkę wytwórczą:
 - a) przyłączoną do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, albo
 - b) kondensacyjną o mocy osiągalnej wyższej niż 100 MW przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, albo
 - c) przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponu-

- je na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona;
- 5) jednostka wytwórcza centralnie koordynowana (JWCK) – jednostkę wytwórczą o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, niebędącą jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD);
 - 6) mechanizm bilansowania – mechanizm rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, z tytułu niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez użytkowników systemu, dla których te podmioty prowadzą rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu – w tym prowadzony przez operatora systemu przesyłowego w ramach bilansowania systemu;
 - 7) miejsce dostarczania energii elektrycznej – punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru;
 - 8) miejsce przyłączenia – punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią;
 - 9) moc przyłączeniowa – moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
 - 10) moc umowna – moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalną, wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych, albo
 - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
 - c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej niebędących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny;
 - 11) obiekt – obiekt budowlany w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2006 r. Nr 156, poz. 1118 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 88, poz. 587);
 - 12) oferta bilansująca – ofertę produkcyjno-cenową zwiększenia lub zmniejszenia wytwarzania energii elektrycznej albo poboru tej energii, zawierającą dane handlowe i techniczne, składaną w ramach mechanizmu bilansowania dla jednostki grafikowej;
 - 13) operator – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego;
 - 14) podmiot odpowiedzialny za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu – osobę fizyczną lub prawną, uczestniczącą w mechanizmie bilansowania energii elektrycznej na podstawie umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zajmującą się rozliczaniem niezbilansowania energii elektrycznej;
 - 15) przyłącze – odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
 - 16) rezerwa mocy – możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;
 - 17) rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej – działania operatora systemu przesyłowego oraz podmiotów odpowiedzialnych za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, polegające na przekazywaniu informacji o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz określeniu różnic pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z tych umów a energią elektryczną rzeczywiście wytworzoną lub pobraną z systemu dla każdego godzinowego okresu rozliczeniowego;
 - 18) rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii;

- 19) standardowy profil zużycia energii elektrycznej – zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych:
- nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych,
 - o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
- opracowywany lub obliczany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i wykorzystywany w bilansowaniu miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW, stanowiący załącznik do instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 20) swobodne bilansowanie – określenie, na podstawie ofert bilansujących, wielkości energii elektrycznej niezbędnej do zbilansowania zapotrzebowania energii elektrycznej z jej dostawami bez uwzględnienia ograniczeń sieciowych przesyłania energii elektrycznej;
- 21) system pomiarowo-rozliczeniowy – teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych;
- 22) układ pomiarowo-rozliczeniowy – liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 23) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, niezbędne do zapewnienia przez tego operatora, prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- 24) ustawa – ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 25) wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii niepowiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana przy pomocy algorytmów na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej, będące jednocześnie wirtualnym miejscem odbioru tej energii;
- 26) wyłączenie awaryjne – wyłączenie urządzeń, automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;
- 27) wytwórca – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.

Rozdział 2

Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci

§ 3. 1. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej grupami przyłączeniowymi”, według następujących kryteriów:

- grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
- grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
- grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

2. Napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, określa się w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

§ 4. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy, i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”.

§ 5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 6. 1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

2. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej; we wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

3. Przepisy ust. 1 i 2 stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu.

§ 7. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 3) przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej;
- 4) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej lub jej poboru;
- 5) parametry techniczne, charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I – IV;
- 6) określenie minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podmiotom zaliczanym do grup przyłączeniowych I – III;
- 7) informacje techniczne dotyczące zakłóceń wprowadzanych przez urządzenia, instalacje i sieci wnioskodawcy oraz charakterystykę obciążeń, niezbędne do określenia warunków przyłączenia, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I – IV.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wytwórców powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz:

- 1) określenie:
 - a) maksymalnej rocznej ilości wytwarzania energii elektrycznej i ilości tej energii dostarczanej do sieci,
 - b) mocy zainstalowanej, osiągalnej, dyspozycyjnej i pozornej jednostek wytwórczych,
 - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych lub ich grup,
 - d) liczbę przyłączanych jednostek wytwórczych;
- 2) wielkość planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych wytwórcy;
- 3) stopień skompensowania mocy biernej:
 - a) związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy oraz

b) związanej z wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia farm wiatrowych powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz:

- 1) specyfikację techniczną turbiny wiatrowej;
- 2) charakterystykę mocy turbiny wiatrowej w funkcji prędkości wiatru.

4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać także wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczania, w tym:

- 1) dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmonicznych;
- 2) dopuszczalnej asymetrii napięć;
- 3) dopuszczalnych odchyień i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
- 4) dopuszczalnego czasu trwania przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej.

5. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia należy dołączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów;
- 3) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm wiatrowych;
- 4) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze działania nastąpi przyłączenie, jeżeli wniosek składają podmioty zaliczane do I albo II grupy przyłączeniowej.

6. Przepisu ust. 5 pkt 4 nie stosuje się, jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia składa:

- 1) wytwórca – dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW;
- 2) odbiorca końcowy – dla swoich urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW.

§ 8. 1. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia;
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej;
- 3) moc przyłączeniową;

- 4) rodzaj przyłącza;
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem;
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy;
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej;
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej;
- 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania;
- 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej;
- 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie;
- 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;
- 15) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane.

2. Warunki przyłączenia wytwórcy jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas wprowadzania przez wytwórcę do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej czynnej.

3. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w § 7 ust. 5 pkt 4, wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej;
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do I lub II grupy przyłączeniowej, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

5. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w ust. 3 i 4, w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo warunków połączenia sieci.

6. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

7. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia.

§ 9. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV;
- 3) 3 miesięcy od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

§ 10. 1. Warunki połączenia koordynowanej sieci 110 kV pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz warunki połączenia sieci pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a operatorem zagranicznym określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Warunki połączenia sieci pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niebędącymi operatorami określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem lub operatorami prowadzącymi ruch tych sieci.

3. Uzgodnienia, o których mowa w ust. 1 i 2, są dokonywane w terminie nie przekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących połączenia sieci, określonych w umowie.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną

§ 11. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrot energią elektryczną na warunkach określonych w ustawie, koncesji, taryfie i umowie sprzedaży energii elektrycznej.

§ 12. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego:

- 1) nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży energii elektrycznej oraz wskazuje miejsce przekazywania danych pomiarowych, nie później niż przed dniem rozpoczęcia sprzedaży tej energii;
- 2) zmiana tego sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz nastąpi rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych

§ 13. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii na warunkach określonych w koncesji, w taryfie, w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zawiera z odbiorcą przyłączonym do jego sieci umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przed rozwiązaniem umowy kompleksowej.

3. Usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- 1) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi, o których mowa w § 38, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej;
- 2) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV – VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców;

- 3) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie, o której mowa w § 42 pkt 4;
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 5) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi, o którym mowa w § 14, odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 6) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej;
- 2) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

§ 14. Odbiorca, wytwórca lub podmiot przez niego upoważniony, zawierając umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, powinien określić w tej umowie podmiot odpowiedzialny za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu.

§ 15. 1. Określone w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy, postanowienia dotyczące ilości przesyłanej energii elektrycznej powinny uwzględniać:

- 1) sposób określania i rozliczania niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu:
 - a) na podstawie informacji o nabytej lub sprzedanej energii elektrycznej, przedstawiających zbiór danych określający ilości energii elektrycznej – oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych albo
 - b) według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej;
- 2) sposób zgłaszania informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) w przypadku gdy umowa ta jest zawierana:
 - a) z wytwórcą – obowiązki stron wynikające z realizacji usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,
 - b) pomiędzy operatorem a przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej niebędącym operatorem – warunki świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,

- c) pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorem systemu dystrybucyjnego – warunki świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej dla odbiorców znajdujących się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,
- d) pomiędzy operatorem a wytwórcą – zasady korzystania, w zakresie niezbędnym, przez operatora z sieci, instalacji i urządzeń należących do wytwórcy oraz miejsca rozgraniczania własności tych urządzeń.

2. Rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu prowadzi się dla odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) I – IV – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
- 2) V – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b;
- 3) V – gdy odbiorca posiada urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych z wykorzystaniem układów do transmisji danych, zgodnym z systemem akwizycji i przetwarzania danych stosowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony odbiorca, lub innego sposobu przekazywania danych pomiarowych, w tym okresowych odczytów, określonego w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
- 4) VI – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a, z wyjątkiem odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację danych, którzy są rozliczani na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b.

§ 16. Ruch sieciowy i eksploatacja sieci powinny odbywać się zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.

§ 17. Plany remontów i wyłączeń z ruchu urządzeń, instalacji i sieci w zakresie, w jakim mają wpływ na ruch i eksploatację sieci, do której są przyłączone, wymagają uzgodnienia z operatorem prowadzącym ruch i eksploatację tej sieci.

§ 18. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości.

Rozdział 5

Zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bilansując system elektroenergetyczny, bierze pod uwagę zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i jej wytwarzanie, ograniczenia sieciowe dostarczania energii elektrycznej, parametry techniczne jednostek wytwórczych oraz złożone oferty bilansujące.

2. Oferty bilansujące przekazywane operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez wytwórców posiadających jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) dotyczą każdej godziny doby, na którą jest przygotowywany plan pracy tego systemu.

§ 20. 1. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu są realizowane przez:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. Dla prowadzenia rozliczeń, o których mowa w ust. 1, miejscem dostarczenia energii elektrycznej może być fizyczny punkt przyłączenia wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy lub suma tych punktów.

3. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla każdego miejsca jej dostarczania dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu.

4. Podmiot odpowiedzialny za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje o umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej i pobranej z tego systemu.

§ 21. 1. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dokonuje się na podstawie:

- 1) przekazanych informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście wytworzonej lub pobranej z systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 3) informacji o wykorzystaniu ofert bilansujących.

2. W przypadku gdy bilansowania systemu dokonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w rozliczeniach wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu cenę za tę energię ustala się jako:

- 1) sumę ceny swobodnego bilansowania i składnika bilansującego – w przypadku energii elektrycznej pobranej z systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 2) różnicę między ceną swobodnego bilansowania a składnikiem bilansującym – w przypadku energii elektrycznej dostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

3. Cenę swobodnego bilansowania, o której mowa w ust. 2, określa się jako cenę krańcową wyznaczoną dla każdej godziny doby na podstawie ofert bilansujących dla swobodnego bilansowania.

4. Wartość składnika bilansującego, o którym mowa w ust. 2, określa się na podstawie rzeczywistych kosztów równoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, uwzględniając prognozowany przez wytwórcę koszt zakupu rezerwy godzinowej i odtworzeniowej w przeliczeniu na prognozowaną wielkość energii elektrycznej niezbędnej do zbilansowania, bez uwzględnienia kosztów wynikających z technicznych ograniczeń przesyłania energii elektrycznej.

5. W przypadku gdy praca jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) wynika z ograniczeń sieciowych lub jest wykonywana na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, do rozliczeń wytworzonej przez nią energii elektrycznej stosuje się ceny w wysokości określonej w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, uwzględniając aktualny stan gotowości do pracy tej jednostki oraz czas jej pracy po jej uruchomieniu.

6. W zakresie energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) rozliczenia, o których mowa w ust. 1, dokonuje się na podstawie cen swobodnego bilansowania, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w ust. 2 i 5.

§ 22. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwia tworzenie jednostek graficznych dla źródeł lub grup źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru i prowadzi rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla wszystkich tych jednostek.

2. Mechanizm bilansowania, w zakresie bilansowania źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, umożliwia korektę planowanej ilości energii elektrycznej dostarczonej do sieci, nie później niż na 2 godziny przed godzinowym okresem jej wytworzenia.

§ 23. 1. Bilansowanie systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polega na bilansowaniu mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną.

2. Tworząc obszar dla systemu dystrybucyjnego, w którym realizuje się bilansowanie, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się zmiany konfiguracji sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie niezbędnym dla prawidłowego funkcjonowania tego obszaru i realizacji bilansowania systemu.

3. Obszar bilansowania, o którym mowa w ust. 2, jest zarządzany przez operatora tego obszaru z uwzględnieniem:

- 1) zbilansowania zapotrzebowania i wytwarzania mocy czynnej i biernej;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 38;
- 3) technicznych warunków współpracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z siecią przesyłową elektroenergetyczną.

4. Do rozliczenia niezbilansowania energii elektrycznej w obszarze bilansowania, o którym mowa w ust. 2, stosuje się przepisy § 19 i 20 oraz § 21 ust. 1-3 i 5.

Rozdział 6

Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi

§ 24. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, identyfikując ograniczenia systemowe występujące w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz koordynowanej sieci 110 kV w zakresie dostarczania energii elektrycznej, wykonuje analizy systemowe, z uwzględnieniem wymagań dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej i niezawodności pracy sieci. Na podstawie wykonanych analiz systemowych:

- 1) sporządza informacje o minimalnej wymaganej i maksymalnie możliwej generacji w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów. Informacje te udostępnia podmiotom, których dotyczą ograniczenia systemowe;
- 2) określa i podaje do publicznej wiadomości ograniczenia systemowe w postaci technicznych zdolności wymiany energii elektrycznej w liniach wymiany międzysystemowej.

2. Identyfikacji ograniczeń systemowych, o których mowa w ust. 1, dokonuje się każdego dnia oraz w okresach miesięcznym i rocznym.

3. Zgłoszenia umów sprzedaży dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym:

- 1) określone przez wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych oraz warunków pracy elektrowni;
- 2) określone przez operatora systemu przesyłowego, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, ograniczenia w zakresie maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej;
- 3) określone przez operatora systemu przesyłowego, w dobie n-2, ograniczenia w zakresie minimalnych i maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej, przy czym do ograniczeń tych stosuje się wytwórca tylko w takim zakresie, na jaki pozwala sumaryczna ilość energii w zgłoszonych umowach sprzedaży dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) dla danego podmiotu odpowiedzialnego za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 4) zakres udostępnionej operatorowi systemu przesyłowego rezerwy określony zgodnie z § 27 ust. 1.

4. Programy obciążenia składane dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych (JWCK) uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym określone przez:

- 1) wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych oraz warunków pracy elektrowni;
- 2) operatora systemu przesyłowego, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, ograniczenia w zakresie maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.

5. Ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych usuwane są przez wytwórców.

§ 25. 1. Operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego i systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podają do publicznej wiadomości informacje o technicznych warunkach pracy tych sieci, zawarte w rocznym planie koordynacyjnym, a w razie potrzeby uaktualniają je w okresach miesięcznych.

2. Plany, o których mowa w ust. 1, zawierają wykaz ograniczeń sieciowych wraz z przyczynami ich występowania.

§ 26. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na dwa dni przed dniem dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do jego sieci, nie później jednak niż do godziny 8:00, podaje

do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy wytwórców tej energii;
- 3) prognozowanej mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) przewidywanej wymiany międzysystemowej;
- 5) planowanych remontów i odstawiń jednostek wytwórczych;
- 6) prognozowanych ograniczeń w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby jednostek wytwórczych niezbędnych do pracy;
- 7) planowanych wielkości rezerw mocy.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w dniu poprzedzającym dzień dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do jego sieci, nie później niż do godziny 16:00, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące:

- 1) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez:
 - a) poszczególne grupy wytwórców,
 - b) jednostki wytwórcze, dla których operator ten przygotowuje plany ich pracy;
- 2) zaktualizowanej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną;
- 3) wytwórców, których jednostki wytwórcze są planowane do świadczenia usług rezerw mocy;
- 4) prognozowanych cen rozliczeniowych bilansowania systemu, w poszczególnych godzinach doby oraz ich wielkości podczas wzrostu i spadku zapotrzebowania na energię elektryczną o 5%.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż w okresie dwóch dni następujących po dniu, w którym dostarczono energię elektryczną, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego w dniu dostarczania energii elektrycznej dotyczące:

- 1) zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy wytwórców tej energii;
- 3) mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) wymiany międzysystemowej;
- 5) występujących ograniczeń w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby jednostek wytwórczych niezbędnych do pracy;
- 6) cen bilansowania systemu.

§ 27. 1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy, operator systemu przesyłowego elektro-

energetycznego realizuje, w szczególności dokonując zakupu rezerw mocy: sekundowej w ramach regulacji pierwotnej i minutowej w ramach regulacji wtórnej.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z wytwórcą posiadającym jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD) umowę dotyczącą wykorzystania rezerw mocy sekundowej i minutowej.

3. O planowanym wykorzystaniu jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) do regulacji pierwotnej lub wtórnej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje wytwórcę i podmioty odpowiedzialne za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, z dwudniowym wyprzedzeniem.

4. Dobór jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) wykorzystywanych do regulacji pierwotnej lub wtórnej odbywa się na podstawie rankingu cenowego ofert.

5. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego uzyskuje wymagany poziom całkowitej operacyjnej rezerwy mocy, korzystając z ofert bilansujących.

§ 28. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zarządzając ograniczeniami systemowymi, może na podstawie umowy wykorzystać energię elektryczną pochodzącą z pracy interwencyjnej elektrowni pompowo-szczytowej lub gazowej w przypadkach uzasadnionych warunkami technicznymi pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

2. Umowę, o której mowa w ust. 1, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z wytwórcą, którego jednostki wytwórcze są przewidziane do pracy interwencyjnej. Umowa ta powinna określać warunki korzystania z pracy interwencyjnej elektrowni szczytowo-pompowej lub gazowej, wysokość opłaty za czas jej gotowości do tej pracy oraz zasady rozliczeń za energię elektryczną w związku z poleconą przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego pracą interwencyjną tej elektrowni.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z wytwórcą, którego jednostki wytwórcze są zdolne do uruchomienia bez zasilania z zewnątrz, umowę o świadczenie usługi odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego. Umowa ta powinna określać warunki korzystania z usługi odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego, wysokość opłaty za czas gotowości do świadczenia tej usługi oraz zasady rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w związku z poleconą przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego pracą.

Rozdział 7

Sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego

§ 29. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcami i odbiorcami końcowymi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci i sieci 110 kV.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

§ 30. 1. W celu skoordynowania rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcy i odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, przekazują:

- 1) do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. W celu skoordynowania rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania planów rozwoju przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych uzgadniają z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego plan przedsięwzięć inwestycyjnych:

- 1) w sieci 110 kV, które wymagają skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) wymagających skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

§ 31. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne

niebędące operatorem oraz odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przesyłają właściwemu operatorowi niezbędne informacje i dane do opracowania planów rozwoju i koordynowania rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej elektroenergetycznej dotyczące:

- 1) mocy i energii elektrycznej – w zakresie ich zużycia i zapotrzebowania na nie;
- 2) przedsięwzięć – w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną;
- 3) charakterystyk:
 - a) stacji i linii elektroenergetycznych,
 - b) jednostek wytwórczych.

2. Dane i informacje, o których mowa w ust. 1, dotyczą stanu istniejącego i prognozowanego.

Rozdział 8

Warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych

§ 32. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie:

- 1) układu pracy sieci koordynowanej 110 kV w zakresie planowania i prowadzenia ruchu w tej sieci;
- 2) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym;
- 3) opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii lub zagrożeń bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz planów odbudowy tego systemu;
- 4) planowania rozwoju sieci oraz sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 5) sposobu:
 - a) planowania i dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także koordynacji likwidowania awarii w tej sieci,
 - b) funkcjonowania systemów transmisji danych dla koordynowanej sieci 110 kV i wymagań technicznych dla tych systemów,
 - c) stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i automatyki systemowej dla koordynowanej sieci 110 kV i jednostek wytwórczych przyłączonych do tej sieci.

§ 33. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych współpracują z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w celu określenia:

- 1) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci;
- 2) planów:
 - a) technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,
 - b) zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - c) usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz planów odbudowy systemu elektroenergetycznego,
 - d) rozwoju sieci oraz planów, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 3) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci;
- 4) sposobów stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

§ 34. Współpraca operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego z wytwórcami w zakresie posiadanych przez nich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) oraz, za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z pozostałymi wytwórcami, których jednostki wytwórcze są przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV w zakresie niezbędnym dla bezpiecznego funkcjonowania tego systemu i zapewnienia mocy źródeł energii elektrycznej, polega na określeniu:

- 1) wymagań:
 - a) technicznych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w związku z ograniczeniami sieciowymi;
- 2) sposobu:
 - a) zgłaszania nowych lub zmienionych parametrów technicznych jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) uzgadniania planowych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy, oraz zgłaszania ubytków mocy,
 - c) współpracy w zakresie opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zagrożeń bezpiecznej pracy systemu przesyłowego elektroenergetycznego obejmującego sieć 400 kV, 220 kV i 110 kV, a także sporządzania projektów odbudowy tego systemu,
 - d) funkcjonowania systemów transmisji danych dla sieci przesyłowej elektroenergetycznej i koordynowanej sieci 110 kV oraz wymagań technicznych dla tych systemów;
- 3) zasad:
 - a) dysponowania mocą jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,

- b) synchronizacji i odstawiania jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy;
- 4) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci przesyłowej elektroenergetycznej i urządzeniach wytwórcy.

§ 35. 1. Operatorzy systemu elektroenergetycznego opracowują i aktualizują:

- 1) plany działania mające zastosowanie w przypadku wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) procedury postępowania służb dyspozytorskich w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu tej awarii.

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

- 1) podział kompetencji pomiędzy poszczególnymi służbami dyspozytorskimi;
- 2) rodzaje działań ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach występowania awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym i odbudowy tego systemu lub jego części po wystąpieniu tej awarii;
- 3) sposób zbierania danych technicznych niezbędnych do odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego lub jego części po wystąpieniu awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) sposób wprowadzania okresowych ograniczeń dopuszczalnych obciążeń mocą czynną pracujących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD);
- 5) konieczność załączania, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, układów do kompensacji mocy biernej i dotrzymywania wartości $\text{tg}\varphi$;
- 6) sposób zapewnienia dyspozycyjności niezbędnych jednostek wytwórczych niebędących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD), przyłączonych do sieci 110 kV, stosownie do zidentyfikowanych zagrożeń, o których mowa w ust. 1 pkt 2;
- 7) możliwości techniczne wyłączenia urządzeń należących do odbiorców w celu ograniczenia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

3. Procedury, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podlegają uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Uzgodnieniom podlegają także aktualizacje tych procedur.

4. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zagrożenia lub awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym lub jego części powinni opracować i je aktualizować:

- 1) wytwórcy – w zakresie wynikającym z opracowanych przez operatorów planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zapewnienia gotowości swoich urządzeń do udziału w odbudowie systemu elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 3) odbiorcy niebędący odbiorcami końcowymi, jeżeli uczestniczą w odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego lub jego części, po wystąpieniu awarii w tym systemie.

5. Procedury, o których mowa w ust. 4, uzgadnia się z operatorem:

- 1) systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 2;
- 2) systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV, i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 3, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV; uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwy dla miejsca przyłączenia do sieci urządzeń lub instalacji danego odbiorcy;
- 3) systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w przypadku wytwórców i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 3.

6. W przypadku wystąpienia awarii lub zagrożeń, o których mowa w ust. 1, oraz stanu zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego operator może dokonać awaryjnych wyłączeń urządzeń, instalacji i sieci, w trybie określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, niezależnie od czasu trwania przerw lub wyłączeń awaryjnych, o których mowa w § 40 ust. 1 i 2.

§ 36. 1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmioty, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci:

- 1) utrzymują należące do nich sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyłym stanie technicznym;
- 2) dostosowują swoje instalacje do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których zostali powiadomieni zgodnie z § 42 pkt 5;
- 3) niezwłocznie informują właściwe przedsiębiorstwo energetyczne o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach.

2. W zakresie automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO oraz automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO:

- 1) urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatykę samoczynnego napięciowego odciążania SNO, działające zgodnie z zasadami i standardami określonymi przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy;
- 2) odbiorcy przekazują do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego informacje o zainstalowanej automatyce samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyce samoczynnego napięciowego odciążania SNO;
- 3) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym od 6 kV do 110 kV mogą dokonać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO;
- 4) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym od 6 kV do 110 kV opracowują plany wyłączeń za pomocą automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO. Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyka samoczynnego napięciowego odciążania SNO powinny działać zgodnie z zasadami i standardami określonymi przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

Rozdział 9

Zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku

§ 37. 1. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o:

- 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym,

- 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym na środowisko, w zakresie emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów

– w terminie do dnia 31 marca.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną, w materiałach promocyjnych oraz są umieszczane na stronach internetowych sprzedawcy.

3. Zakres informacji, o których mowa w ust. 1, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

Rozdział 10

Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji

§ 38. 1. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\% / -6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień:
 - a) $\pm 10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV,
 - b) $+5\% / -10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV;
- 3) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;
- 4) w ciągu każdego tygodnia 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:
- 5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3%;
- 6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	> 4	0,5%
13	1,5%	> 21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
> 25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

pobieranie przez odbiorcę mocy czynnej nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

2. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w ust. 1, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III – V ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej – w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz \pm 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) 50 Hz +4% / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyżeń \pm 10% napięcia znamionowego;

3) przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;

4) w ciągu każdego tygodnia 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
- b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8%;

6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne, do którego sieci są przyłączeni odbiorcy, może ustalić, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	> 4	0,5%
13	3%	> 15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

w ust. 1 i 3 albo ustalonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej.

5. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400V.

6. Dla grupy przyłączeniowej VI parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa.

7. Podmioty przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny wprowadzać do tej sieci lub pobierać z tej sieci moc bierną przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ mniejszym niż 0,4.

§ 39. 1. Przez współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, o którym mowa w § 38, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia (u_h), obliczany według wzoru:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

u_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej,

h – rząd wyższej harmonicznnej.

2. Przez wskaźnik długookresowego migotania światła P_{fl} , o którym mowa w § 38, należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła P_{st} (mierzonych przez 10 minut) występujących w okresie 2 godzin, według wzoru:

$$P_{fl} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

P_{fl} – wskaźnik długookresowego migotania światła,

P_{st} – wskaźnik krótkookresowego migotania światła.

§ 40. 1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane – wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane – spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na przerwy:

- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające krócej niż 1 sekundę,
- 2) krótkie, trwające nie krócej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
- 3) długie, trwające nie krócej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- 4) bardzo długie, trwające nie krócej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w § 42 pkt 4, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I – III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa.

5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej – 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej – 24 godzin;
- 2) przerw w ciągu roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć, w przypadku:
 - a) przerw planowanych – 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych – 48 godzin.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje pomiaru przekroczenia mocy umownej jako maksymalnej wielkości nadwyżek mocy ponad moc umowną rejestrowaną w cyklach godzinowych lub jako maksymalną wielkość nadwyżki mocy ponad moc umowną wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację w cyklu godzinowym.

7. Mierzona moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci przez podmiot przyłączony jest określona jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych.

§ 41. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego (ENS), stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie i bardzo długie;
 - 2) wskaźnik średniego czasu przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (AIT), stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego (ENS) podzielony przez średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny wyrażoną w MW. Średnia moc dostarczana przez system przesyłowy elektroenergetyczny stanowi energię elektryczną dostarczoną przez system przesyłowy elektroenergetyczny w ciągu roku wyrażoną w MWh podzieloną przez liczbę godzin w ciągu roku (8760 h).
2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:
- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej (SAIDI), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich (SAIFI), stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych;
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
- § 42. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:
- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;
 - 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
 - 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;
 - 4) powiadamia z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
 - 5) informuje na piśmie z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmiany innych warunków funkcjonowania sieci;
 - 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci;
 - 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
 - 8) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci określonych w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego;
 - 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 38 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie.
- § 43. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

3. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

4. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w ust. 3, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego; przedsiębiorstwo energetyczne umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.

6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także dokonuje korekty należności za dostarczoną energię elektryczną.

7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania przedsię-

biorstwo energetyczne wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Rozdział 11

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 44. Warunki przyłączenia określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony.

§ 45. Do dnia 31 grudnia 2007 r., dopuszcza się stosowanie zakresu, warunków i sposobu bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobranej z tego systemu, obowiązujących przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

§ 46. Do dnia 31 grudnia 2008 r. dopuszcza się, aby wartość napięcia w sieci niskiego napięcia zasilającego mieściła się w przedziale 230/400 V +6%/-10%, a od dnia 1 stycznia 2009 r. 230/400 V +10%/-10%.

§ 47. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

§ 48. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem § 23, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.

Załączniki do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. (poz. 623)

Załącznik nr 1

I. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej

1. Zagadnienia ogólne

- 1.1. Określa się wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci:
- 1) urządzeń, instalacji i sieci odbiorców energii elektrycznej;
 - 2) urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej;
 - 3) systemów telekomunikacji i wymiany informacji;
 - 4) układów pomiarowych energii elektrycznej;
 - 5) systemów pomiarowo-rozliczeniowych;
 - 6) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.

- 1.2. Wymagania techniczne obowiązują przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz podmioty przyłączone lub występujące z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do sieci, w zakresie nowobudowanych lub modernizowanych urządzeń, instalacji i sieci.
- 1.3. Przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci nowych podmiotów lub modernizacja urządzeń, instalacji i sieci podmiotów już przyłączonych nie może powodować przekroczenia dopuszczalnych granicznych parametrów jakościowych energii elektrycznej w węzłach przyłączenia do sieci dla pozostałych podmiotów.
- 1.4. Wymagania techniczne dotyczące urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, które nie są lub nie będą przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV, mogą być zmienione w umowach o przyłączenie do

sieci, umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo w umowach kompleksowych. Dokonanie zmiany wymagań technicznych wymaga uzgodnienia z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwym dla miejsca przyłączenia.

- 1.5. Szczegółowe wymagania techniczne określa operator systemu w instrukcji, opracowanej na podstawie art. 9g ustawy, zwanej dalej „instrukcją”.

2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców energii elektrycznej

- 2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączane do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia oraz wyposażone w aparaturę zapewniającą likwidację zwarć, w czasie nieprzekraczającym:

- 1) 120 ms w przypadku zwarć powstałych w sieci o napięciu znamionowym 220 kV lub 400 kV;
- 2) 150 ms w przypadku zwarć powstałych w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

- 2.2. Transformatory przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, poprzez które zasilane są urządzenia, instalacje i sieci odbiorców, powinny być:

- 1) wyposażone w regulację zaczepową działającą pod obciążeniem;
- 2) przystosowane do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji.

- 2.3. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinna pracować z bezpośrednio uzziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał poniższych wartości:

- 1) 1,3 w sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV;
- 2) 1,4 w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

- 2.4. Wymagania określone w pkt 2.3 są spełnione, gdy:

$$1) 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 2 \quad \text{oraz} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 0,5$$

w sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV,

$$2) 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{oraz} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

w sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

X_1 – reaktancję zastępczą dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 – odpowiednio reaktancję i rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

- 2.5. W celu spełnienia wymagań, o których mowa w pkt 2.3 i 2.4, uzwojenia transformatorów o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być połączone w gwiazdę z punktem neutralnym, przystosowanym do uziemienia lub odziemienia.

- 2.6. W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy przyłączać urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu.

- 2.7. Jeżeli do instalacji odbiorcy przyłączonej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączane są jednostki wytwórcze, powinny one spełniać wymagania techniczne, o których mowa w pkt 3.

3. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej

- 3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa stałe, gazowe lub ciekłe albo wodę

- 3.1.1. Jednostki wytwórcze nowe lub po modernizacji o mocy osiągalnej 50 MW i wyższej powinny być wyposażone w:

- 1) regulator turbiny umożliwiający pracę w trybie regulacji obrotów zgodnie z zamodelowaną charakterystyką statyczną;
- 2) regulatory napięcia zdolne do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej;
- 3) wyłączniki mocy po stronie napięcia generatorowego;
- 4) transformatory blokowe z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem.

- 3.1.2. Jednostki wytwórcze ciepłe kondensacyjne o mocy osiągalnej 100 MW i wyższej powinny być przystosowane do:

- 1) pracy w regulacji pierwotnej;
- 2) pracy w automatycznej regulacji wtórnej mocy i częstotliwości wg zadawanego zdalnie sygnału sterującego;
- 3) zdalnego zadawania obciążenia bazowego;
- 4) opanowywania zrzutów mocy do pracy na potrzeby własne (PPW).

Wytwórca dla każdej będącej w jego posiadaniu elektrowni lub elektrociepłowni, w skład której wchodzi jednostki wytwórcze przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, obowiązany jest do przystosowania swoich urządzeń i napędów pomocniczych do utrzymania w pracy przynajmniej jednej jednostki wytwórczej w warunkach całkowitej utraty połącze-

nia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie oraz do opracowania i przedstawienia właściwego operatorowi systemu elektroenergetycznego planu działań w warunkach utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

3.1.3. Jednostki wytwórcze, o których mowa w pkt 3.1.2, powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające transmisję danych i sygnałów regulacyjnych zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 4 niniejszego załącznika oraz instrukcji.

3.2. Wymagania dla farm wiatrowych

3.2.1. Farma wiatrowa o mocy znamionowej większej niż 50 MW w miejscu przyłączenia powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający:

- 1) redukcję wytwarzanej mocy elektrycznej w warunkach pracy farmy wiatrowej, przy zachowaniu szczegółowych wymagań, w szczególności prędkości redukcji mocy, określonych w instrukcji;
- 2) udział w regulacji parametrów systemu elektroenergetycznego w zakresie napięcia i częstotliwości.

3.2.2. Farma wiatrowa powinna mieć zdolność do pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia, w sposób określony w instrukcji. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej.

3.2.3. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia większej niż 50 MW stosuje się także do farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej i niższej niż 50 MW, w przypadku gdy suma mocy znamionowych farm wiatrowych przyłączonych:

- 1) do jednej rozdzielni o napięciu znamionowym 110 kV poprzez transformatory 110/SN przekracza 50 MW;
- 2) do linii promieniowej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przekracza 50 MW;
- 3) do ciągu liniowego o napięciu znamionowym 110 kV łączącego co najmniej dwie stacje elektroenergetyczne przekracza 50 MW;
- 4) poprzez wydzielony transformator NN/110 kV przekracza 50 MW.

3.2.4. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w zabezpieczenia chroniące farmę wiatrową przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie elektroenergetycznym, pracy asynchronicznej tej farmy i innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych. Nastawy tych zabezpieczeń powinny uwzględ-

niać wymagania dla pracy farmy wiatrowej w warunkach zakłóceń określone w instrukcji.

3.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w urządzenia umożliwiające transmisję danych i monitorowanie stanu urządzeń, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 4 niniejszego załącznika oraz w instrukcji.

4. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji

4.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w urządzenia telemechaniki i telekomunikacji niezbędne do komunikacji z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwym dla miejsca przyłączenia, w zakresie:

- 1) realizacji łączności dyspozytorskiej;
- 2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do kierowania ruchem sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, tj. sygnałów z/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji jednostek wytwórczych;
- 3) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;
- 4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych;
- 5) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów oraz ze służbami publicznymi.

4.2. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny zapewniać transmisję sygnałów z wymaganym standardem szybkości i jakości określonym przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji oraz powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

4.3. Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach, w zakresie:

- 1) odporności na obniżenia napięcia zasilającego;
- 2) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu;
- 3) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej;
- 4) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.

4.4. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać dopuszczenie do instalowania i użytkowania na terytorium Rzeczy-

spolitej Polskiej oraz certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.

4.5. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany informacji wymaganych dla:

1) bilansowania systemu pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a podmiotami, które na podstawie umowy zawartej z tym operatorem stały się uczestnikami mechanizmu bilansowania,

2) prowadzenia ruchu sieciowego pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a elektrowniami posiadającymi jednostki wytwórcze, o których mowa w ust. 3 pkt 3.1.2 niniejszego załącznika

– powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji.

4.6. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane przez operatorów systemu elektroenergetycznego do prowadzenia ruchu sieciowego powinny umożliwiać wzajemną wymianę danych dotyczących prowadzenia ruchu sieci na podstawie protokołów komunikacyjnych zgodnych z obowiązującymi standardami. Wymagania dotyczące wymiany danych określa instrukcja.

4.7. Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres co najmniej 8 godzin po wystąpieniu takiej awarii.

5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej

5.1. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej realizujące co najmniej funkcje pomiaru energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach.

5.2. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej określone są dla tych układów, dla których mierzone wielkości energii elektrycznej stanowią podstawę do rozliczeń i potwierdzania ilości tej energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

5.3. Rozwiązania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej uzależniona się od wielkości mocy znamionowej przyłączonego urządzenia, instalacji lub sieci. Układy te dzieli się na 3 kategorie:

1) kategoria 1 – dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia 30 MVA i wyższej;

2) kategoria 2 – dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA;

3) kategoria 3 – dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia mniejszej niż 1 MVA.

5.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 1 powinny spełniać następujące wymagania:

1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej;

2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej;

3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

5.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 2 powinny spełniać następujące wymagania:

1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;

2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;

3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

5.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 3 powinny spełniać następujące wymagania:

1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;

2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;

3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

5.7. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej kategorii 1 i 2 wymagane są dwa równoważne układy pomiarowe: układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej podstawowy i rezerwowo.

5.8. Rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej określa się jako równoważny, jeżeli:

1) dla kategorii 1 – liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym energii elektrycznej są zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.4 niniejszego załącznika;

2) dla kategorii 2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.5 niniejszego załącznika.

5.9. Układy pomiarowo-rozliczeniowe przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w systemy automatycznej rejestracji danych.

5.10. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej powinny być zainstalowane:

- 1) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym;
- 2) po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci innych podmiotów;
- 3) po stronie górnego napięcia transformatorów lub w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym stanowiących miejsca przyłączenia odbiorców końcowych;
- 4) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw;
- 5) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV linii stanowiących połączenia pomiędzy sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 6) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe oraz jednostek wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectwa pochodzenia w rozumieniu ustawy.

6. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych

- 6.1. Systemy pomiarowo-rozliczeniowe powinny realizować funkcje zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemów automatycznej rejestracji danych.
- 6.2. Funkcja zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemu automatycznej rejestracji danych powinna zapewniać pozyskiwanie danych pomiarowych z układów pomiarowych wyposażonych w system automatycznej rejestracji danych poprzez kanały telekomunikacyjne spełniające wymagania określone w pkt 4.2 niniejszego załącznika.

6.3. Dane pomiarowe powinny być pozyskiwane wraz ze znacznikami jakości nadawanymi przez system automatycznej rejestracji danych na potrzeby weryfikacji danych pomiarowych.

6.4. Dane pomiarowe pochodzące z podstawowych układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej dla:

- 1) obszaru sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, włącznie z transformatorami sprzęgającymi z sieciami innych napięć znamionowych,
 - 2) jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 3.1.2 niniejszego załącznika,
 - 3) połączeń krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznym: innych państw na napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,
- są pozyskiwane bezpośrednio z systemów automatycznej rejestracji danych.

7. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

7.1. Wymagania techniczne i zalecenia dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz podmioty zaliczane do I lub II grupy przyłączeniowej. Szczegółowe wymagania techniczne i zalecenia dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących określa instrukcja opracowana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

7.2. Poszczególne elementy sieci (linie napowietrzne i kablowe, linie odbiorców energii elektrycznej, transformatory, dławiki, łączniki szyn i szyny zbiorcze) powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące, zwane dalej „układami i urządzeniami EAZ”, niezbędne do:

- 1) samoczynnej selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych;
- 2) regulacji rozptyłów mocy biernej i poziomów napięcia;
- 3) prowadzenia ruchu stacji o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV z użyciem środków sterowniczych, lokalnych urządzeń pomiarów i sygnalizacji;
- 4) odtworzenia przebiegu zakłóceń przy użyciu rejestratorów zakłóceń i zdarzeń.

7.3. Układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz jednostek wytwórczych, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, takie jak:

- 1) zwarcia doziemne i międzyfazowe;
 - 2) zwarcia metaliczne i wysokooporowe;
 - 3) zwarcia przemijające i trwałe;
 - 4) zwarcia rozwijające;
 - 5) zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach;
 - 6) nieprawidłowe działanie wyłącznika;
 - 7) niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych;
 - 8) zagrożenie utraty równowagi systemu elektroenergetycznego.
- 7.4. Ogólne wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:
- 1) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do sposobu ich pracy i parametrów;
 - 2) nastawienia automatyk i układów EAZ, urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV muszą być skoordynowane i liczone przez operatora sieci przesyłowej;
 - 3) poszczególne elementy sieci przesyłowej powinny być wyposażone w przynajmniej dwa niezależne zestawy urządzeń EAZ;
 - 4) dla zwiększenia pewności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia EAZ, uwzględniając możliwość zawiedzenia elementów tych układów, należy stosować rezerwowanie urządzeń EAZ;
 - 5) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów urządzeń EAZ każde z nich ma współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi);
 - 6) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów urządzeń EAZ powinny być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi;
 - 7) dla zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom EAZ zasadne jest stosowanie urządzeń z układami ciągłej kontroli, testowania;
 - 8) zapewnienie wzajemnego bezpieczeństwa obwodów wtórnych przez stosowanie: elementów o odpowiedniej izolacji, właściwej ochrony przeciwprzepięciowej, wysokiej jakości osprzętu instalacyjnego (zacisków, wtyków, złącz itp.) i narzędzi instalacyjnych, urządzeń odpornych na zakłócenia (kompatybilność elektromagnetyczna) w obwodach wtórnych stacji oraz zapewnienia przejrzystej architektury obwodów wtórnych;
 - 9) wyposażenie urządzeń EAZ podstawowych w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania;
 - 10) uszkodzenie jednego z zabezpieczeń dedykowanych dla zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu 400 i 220 kV ważnych systemowo i przyelektrownianych nie powinno stwarzać konieczności odstawienia pola z ruchu, a jedynie powinno stanowić podstawę do planowania czynności naprawczych.
- 7.5. Wymagania techniczne dla układów EAZ w zakresie zapewnienia w krótkim czasie likwidacji zakłóceń powinny dotyczyć:
- 1) zachowania warunków równowagi dynamicznej sieci;
 - 2) zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń;
 - 3) zapobiegania starzeniu się urządzeń sieciowych i elektrownianych;
 - 4) zmniejszenia zakłóceń technologicznych odbiorców końcowych;
 - 5) poprawy warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.
- 7.6. Uzyskanie wymaganych krótkich czasów zwarć oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń wymaga zastosowania:
- 1) zabezpieczeń podstawowych o czasie ich działania krótszym od 30 ms;
 - 2) wyłączników o czasie ich wyłączania nieprzekraczającym 40 ms (z możliwością odstępstwa w uzasadnionych przypadkach);
 - 3) łącz do współpracy z urządzeniami teleautomatyki o czasie przekazywania sygnałów nieprzekraczającym 20 ms – dla sygnałów binarnych oraz nieprzekraczającym 5 ms – dla sygnałów analogowych;
 - 4) układów lokalnego rezerwowania wyłączników z dwoma kryteriami otwarcia wyłącznika: prądowym wykorzystującym przekąźniki prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy oraz wyłącznikowym wykorzystującym styki sygnałowe wyłącznika;
 - 5) możliwie najmniejszej liczby przekąźników pośredniczących;
 - 6) zabezpieczeń szyn zbiorczych o czasie działania nieprzekraczającym 20 ms;
 - 7) zabezpieczeń odcinkowych.
- 7.7. Linie przesyłowe 400 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
 - 2) dwa zabezpieczenia odległościowe (od różnych producentów lub o innym algorytmie działania w przypadku produktów od jednego producenta) z pamięcią napięciową, blokadą od kotłosań mocy, umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;

- 3) zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe dwustopniowe;
 - 4) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1- i 3-fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
 - 5) lokalizator miejsca zwarcia;
 - 6) układ kontroli napięcia i synchronizacji;
 - 7) automatyki od wzrostu napięcia (jeśli jest niezbędna z powodów systemowych).
- 7.8. Linie przesyłowe 220 kV wyposaża się alternatywnie w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
 - 2) w liniach odchodzących z rozdzielni ważnych systemowo i przyelektrownianych należy stosować zabezpieczenia jak dla linii 400 kV;
 - 3) w pozostałych liniach dopuszcza się stosowanie jednego zabezpieczenia odległościowego;
 - 4) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1- i 3-fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
 - 5) lokalizator miejsca zwarcia;
 - 6) układ kontroli napięcia i synchronizacji.
- 7.9. Linie o napięciu 110 kV wyposaża się w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) jedno zabezpieczenie podstawowe – odległościowe lub odcinkowe. W przypadku linii kablowych lub napowietrznych o długości do 2 km należy stosować zabezpieczenia odcinkowe;
 - 2) jedno zabezpieczenie rezerwowe – odległościowe lub ziemnozwarciowe, a dla linii promieniowych – prądowe;
 - 3) urządzenia automatyki 3-fazowego samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
 - 4) pożądanym w liniach o dużej liczbie zakłóceń lokalizator miejsca zwarcia.
- 7.10. Linie blokowe powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące (wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego):
- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe umożliwiające wyłączenia 3-fazowe;
 - 2) zabezpieczenie rezerwowe reagujące na niesymetryczne zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej;
 - 3) elementy układów automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy oraz przeciążeniom elementów sieci (APKO);
 - 4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.
- 7.11. Transformatory o górnym napięciu 400 kV i 220 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe (różnicowe) reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, z wyjątkiem zwarć zwojowych;
 - 2) po dwa zabezpieczenia rezerwowe (zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe) po każdej stronie uzwojenia górnego i dolnego napięcia transformatora;
 - 3) zabezpieczenie w punkcie gwiazdowym;
 - 4) zabezpieczenia producenta: zabezpieczenie przepływowo-gazowe, modele cieplne oraz czujniki temperaturowe;
 - 5) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora prądem.
- 7.12. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze – zwarciowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA – różnicowe;
 - 2) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo-zwłoczne;
 - 3) każda strona transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie);
 - 4) zaleca się, aby każda ze stron średniego napięcia (SN) transformatora była wyposażona w zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach średniego napięcia (SN);
 - 5) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów;
 - 6) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie.
- 7.13. Wszystkie rodzaje łączników szyn należy wyposażać w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) jedno zabezpieczenie podstawowe pracujące w trybie na rozcinanie spiętych szyn zbiorczych działające na wyłączenie 3-fazowe własnego wyłącznika;
 - 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii przesyłowych, transformatorów, a także linii blokowych należy wyposażać w dodatkowy zestaw urządzeń EAZ umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych, niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia innego pola, w tym układ umożliwiający współpracę łącznika szyn z zabezpieczeniami technologicznymi transformatora oraz bloku elektrowni;

- 3) dopuszcza się stosowanie jednego zamiast dwóch zabezpieczeń podstawowych oraz nie-stosowanie lokalizatora miejsca zwarcia.
- 7.14. Dla zapewnienia synchronicznego łączenia linii i transformatorów do sieci zamkniętej niezbędne jest wyposażenie tych elementów sieci w układy kontroli synchronizacji. Wymaganie to stosuje się do pola łącznika szyn zbiorczych służącego do zastępowania tych pól.
- 7.15. Jednostki wytwórcze muszą być wyposażone w synchronizatory umożliwiające synchroniczne łączenie z siecią.
- 7.16. W miejscu przyłączenia do sieci zamkniętej jednostek wytwórczych oraz na liniach w ważnych węzłach tej sieci może być wymagane zainstalowanie synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu.
- 7.17. Systemy sterowania i nadzoru nad pracą obiektów elektroenergetycznych przyłączonych bezpośrednio do stacji o górnym napięciu 400 kV i 220 kV powinny być przystosowane do współpracy z systemem sterowania i nadzoru operatora systemu przesyłowego.
- 7.18. Szyny zbiorcze rozdzielni 400, 220, 110 kV należy wyposażać w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.
- 7.19. W stacjach uproszczonych 110 kV typu „H” dopuszcza się możliwość rozwiązania automatyki szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.
- 7.20. Nowo budowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy zabezpieczenia szyn.
- 7.21. W rozdzielniach 1,5- i 2-wyłącznikowych należy stosować uproszczone zabezpieczenie szyn zbiorczych, niewykorzystujące informacji o stanie położenia odłączników szynowych.
- 7.22. Wszystkie rozdzielnie sieci należy wyposażać w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej niezależne od układów zabezpieczeń szyn zbiorczych, przy czym za zgodą operatora systemu przesyłowego dopuszcza się stosowanie układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej zintegrowanych z zabezpieczeniem szyn zbiorczych. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn powinno być dokonane sterowanie uzupełniające przez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik.
- 7.23. Wszystkie rozdzielnie sieci należy wyposażać, w zależności od układu pracy rozdzielni, w układy zdalnego rezerwowania wyłączników – w przypadku działania EAZ szyn zbiorczych. Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny, gdy nie zadziałał wyłącznik:
- 1) w polu linii przesyłowej – przestać sygnał na jej drugi koniec;
 - 2) w polu linii blokowej – przestać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia lub sygnał odwzbudzenia generatora – gdy nie ma wyłącznika generatorowego;
 - 3) w przypadku zawiedzenia wyłącznika w polu transformatora o górnym napięciu 400 lub 220 kV – przestać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia;
 - 4) w polu łącznika szyn sprzęgającego systemy – wyłączyć obydwie systemy szyn połączone tym wyłącznikiem.
- Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny także, gdy nie zadziała dowolny wyłącznik wyłączany przez układy i urządzenia EAZ szyn zbiorczych, zrealizować próbę bezwłocznego powtórnego wyłączenia uszkodzonego wyłącznika.
- 7.24. Łącza w układach i urządzeniach współpracujących EAZ powinny zapewnić dla linii przesyłowych elektroenergetycznych przesyłanie następujących sygnałów:
- 1) od pierwszego zabezpieczenia odległościowego;
 - 2) od drugiego zabezpieczenia odległościowego;
 - 3) sygnały dla zabezpieczenia odcinkowego;
 - 4) od zabezpieczeń ziemnozwarciowych;
 - 5) od układu automatyki, od nadmiernego wzrostu napięcia;
 - 6) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na bezwarunkowe wyłączenie elementu systemu linii na drugim jej końcu;
 - 7) topologie pól przeciwległych dla automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej.
- 7.25. Wskazane jest, aby jednocześnie wykorzystać do przesyłania sygnałów, o których mowa w pkt 7.24, dwa niezależne łącza, w tym co najmniej jedno przeznaczone wyłącznie dla układu EAZ.
- 7.26. Wymaga się dla sygnałów bezwarunkowego wyłączania drugiego końca linii zapewnienia dwóch niezależnych łącz (dwa łącza, sygnały kodowane).
- 7.27. Zabezpieczenie odcinkowe linii przesyłowych elektroenergetycznych powinno być wyposażone we własne łącze, wykorzystane tylko do sprzęgnięcia obydwu półkompletów. W przypadku łącza światłowodowego wykorzystuje się wydzielone żyły z wiązki światłowodu zainstalowanego na linii.
- 7.28. Przesyłanie sygnałów od zabezpieczeń linii przesyłowych elektroenergetycznych powinno się odbywać w pierwszej kolejności z zachowaniem wysokiej niezawodności ich przekazywania, szczególnie w wypadkach bezwarunkowego wyłączania drugiego końca linii (dwa łącza, sygnały kodowane).
- 7.29. Konstrukcja, zasada działania i sposób eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii przesyłowych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden niepodzielny zespół urządzeń.

- 7.30. Rejestratory zakłóceń sieciowych przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania układów EAZ oraz wyłączników powinny być instalowane we wszystkich czynnych polach rozdzielni przesyłowych. Rejestratory zakłóceń sieciowych powinny rejestrować:
- 1) w każdym polu 3 napięcia i 3 prądy fazowe oraz napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$;
 - 2) sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatów na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór) oraz sygnały załączające od układów SPZ;
 - 3) przebiegi wolnozmienne;
 - 4) zapis w zalecanym formacie.
- Powinien być łatwy dostęp do rejestratora zakłóceń sieciowych – lokalnego w miejscu jego zainstalowania oraz zdalnego.
- 7.31. Przekazniki pośredniczące powinny spełniać następujące wymagania:
- 1) zaleca się stosowanie w zabezpieczeniach przekazników wyjściowych (wyłączających) – zestyków o zdolności wyłączalnej dostosowanej do wielkości poboru mocy cewek wyłączających wyłączników oraz wyposażonych w układy ograniczające przepięcia powstające przy rozłączaniu obwodu cewki wyłączającej;
 - 2) w układach sterowania powinny być stosowane wysokiej jakości przekazniki dwustanowe.
- 7.32. W układach EAZ stosuje się następujące przekładniki prądowe:
- 1) wolno stojące, pięciordzeniowe zainstalowane w polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w których rdzenie 3, 4 i 5 są rdzeniami zabezpieczeniowymi klasy 5P20 o mocy odpowiedniej dla danych obwodów i zasilanych układów i urządzeń EAZ;
 - 2) kombinowane;
 - 3) zainstalowane w przepustach transformatorów – przewiduje się wykorzystywanie dla układów i urządzeń EAZ nie mniej niż dwóch rdzeni o odpowiednich parametrach;
 - 4) zainstalowane w przewodach uziemiających punkt gwiazdowy transformatorów.
- 7.33. W polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej stosuje się przekładniki napięciowe pojemnościowe, indukcyjne i kombinowane, posiadające trzy uzwojenia wtórne, przy czym trzecie połączone jest w układ otwartego trójkąta. Uzwojenia nr II i III współpracują z układami i urządzeniami EAZ (uzwojenie nr II klasy 3P, uzwojenie nr III klasy 6P o mocach odpowiednich dla konkretnych obwodów i zasilanych urządzeń EAZ).
- 7.34. Dobór pojemnościowych i indukcyjnych przekładników napięciowych oraz przekładników prądowych musi zapewnić sprawdzoną prawidłową współpracę z układami i urządzeniami EAZ w miejscu ich zainstalowania.
- 7.35. Wyłączniki 750, 400 i 220 kV powinny być wyposażone:
- 1) z kolumnami nie sprzężonymi mechanicznie, w zabezpieczenie od niezgodności położenia jego kolumn,
 - 2) w blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego,
 - 3) w komplet zestyków pomocniczych w ilości i konfiguracji dostosowanej do potrzeb obwodów wtórnych pola – oraz umożliwiać realizację funkcji samoczynnego ponownego załączenia.
- 7.36. Odłączniki powinny być wyposażone w komplet zestyków, w liczbie i konfiguracji dostosowanej do potrzeb układów sterowania, sygnalizacji, zabezpieczeń szyn zbiorczych i układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub odpowiedniego operatora sieci dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Dotyczy to zarówno urządzeń czynnych, jak i nowo projektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowo projektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
- 7.37. Urządzenia, układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy powinny posiadać certyfikaty jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci przesyłowej elektroenergetycznej. Dotyczy to w szczególności:
- 1) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań laboratoriów potwierdzających zgodność wykonania urządzeń z wymaganiami norm międzynarodowych i europejskich;
 - 2) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań przeprowadzonych przez jednostki badawcze;
 - 3) aktualnego certyfikatu dopuszczającego do stosowania w sieci.
- II. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do III, IV, V i VI grupy przyłączeniowej.**
1. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację lub homologację zgodną z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

- 1.1. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiaru (świadectwo wzorcowania). Okres pomiędzy kolejnymi wzorcownikami tych urządzeń (z wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych, które podlegają legalizacji pierwotnej) nie powinien przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.
- 1.2. Protokoły transmisji danych pomiarowych z liczników elektronicznych i rejestratorów energii elektrycznej powinny być ogólnie dostępne, a format danych udostępnianych na wyjściach układów pomiarowo-rozliczeniowych – zgodny z wymaganiami określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego w instrukcji.
2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych są następujące:
 - 1) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii nie mniejszym niż 200 GWh:
 - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych przyłącza się do jednego uzwojenia przekładnika,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż 4 razy na dobę. Rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych powinna obejmować tylko układ podstawowy, dopuszczając wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych pomiarowych na serwer ftp lub przekazywane w formie e-maila). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej;
 - 2) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie):
 - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych przyłącza się do jednego uzwojenia przekładnika,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie ze źródeł zewnętrznych,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;
 - 3) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie):

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;
- 4) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie):
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe. Układy te po-
- winny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;
- 5) dla odbiorców niewymienionych w ppkt 1-4:
- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- b) w przypadkach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w instrukcji, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- c) w przypadkach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w instrukcji, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.
3. Dodatkowe wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych powinna określać instrukcja.
4. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych na średnim napięciu nie należy przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i rezystorami dociążającymi.
5. Dla VI grupy przyłączeniowej wymagania dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych mogą być przedmiotem uzgodnień pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i odbiorcą. Wymagania te nie mogą być bardziej uciążliwe niż określone w niniejszym załączniku do rozporządzenia.

Załącznik nr 2

ZAKRES INFORMACJI PRZEKAZYWANEJ ODBIORCOM KOŃCOWYM O STRUKTURZE PALIW I INNYCH NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ ZUŻYWANYCH DO WYTWORZENIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ W POPRZEDNIM ROKU KALENDARZOWYM ORAZ O MIEJSCU, W KTÓRYM SĄ DOSTĘPNE INFORMACJE O WPLYWIE WYTWORZENIA TEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO

1. Struktura paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w roku

Lp.	Źródło energii	Udział procentowy [%]
1	Odnawialne źródła energii, w tym: biomasa geotermia energetyka wiatrowa energia słoneczna duża energetyka wodna mała energetyka wodna	
2	Węgiel kamienny	
3	Węgiel brunatny	
5	Gaz ziemny	
6	Energetyka jądrowa	
7	Inne	
RAZEM		100

2. Wykres kołowy obrazujący graficznie strukturę paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytworzenia energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.

3. Informacje o miejscu, w którym dostępne są informacje o wpływie wytworzenia energii elektrycznej na środowisko w zakresie wielkości emisji dla poszczególnych paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w roku

Lp.	Miejsce, w którym dostępne są informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej na środowisko	Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły	Odpady radioaktywne
			[Mg/MWh]				
1							
...							
...							
		RAZEM					

KONKURENCJA NA RYNKACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PAŃSTWACH UNII EUROPEJSKIEJ

Kraj	Operatorzy Systemu Przesyłowego i Dystrybucyjnego – 2005 r.		Wytwórcy energii elektrycznej – koncentracja na rynku w 2005 r.			
	liczba OSP	liczba OSD	liczba wytwórców o mocy \geq 5% krajowej mocy zainstalowanej	udział 3 największych wytwórców według mocy zainstalowanej ¹⁾ [%]	wskaźnik koncentracji HHI ²⁾ według produkcji ³⁾	wskaźnik koncentracji HHI ²⁾ według mocy zainstalowanej ⁴⁾
Austria	3	130	5	53	0,24	0,16
Belgia	1	26	2	95	0,65	0,65
Bułgaria
Cypr	1	1	1	100	1,00	1,00
Czechy	1	3	1	76	.	.
Dania	1	110	2	74	.	.
Estonia	1	42	1	99	.	.
Finlandia	1	90	4	55	.	.
Francja	1	148	1	93	0,83	0,76
Grecja	1	1	1	99	.	.
Hiszpania	1	330	3	62	0,19	0,18
Holandia	1	18	4	71	0,20	0,22
Irlandia	1	1	3	93	.	0,64
Litwa	1	2	3	89	0,43	0,33
Łotwa	2	10	1	94	0,81	0,81
Luksemburg	1	9	3	79	0,76	0,57
Malta
Niemcy	4	876
Polska	1	14	7	63	0,22	0,18
Portugalia	3	13	3	72	0,31	0,51
Rumunia
Słowacja	1	3	1	88	0,83	0,68
Słowenia	1	5	3	96	0,48	0,59
Szwecja	1	175	3	82	0,10	0,08
W. Brytania	1	18	8	39	0,11	0,11
Węgry	1	6	5	67	0,20	0,18
Włochy	13	168	5	67	0,19	0,27

Źródło: URE na podstawie bazy danych CEER – Rady Europejskich Regulatorów Energii

1) Jednostki zależne skonsolidowane zostały metodą konsolidacji pełnej, a jednostki współkontrolowane metodą konsolidacji proporcjonalnej.

2) Herfindahl-Hirschman Index – Suma kwadratów udziałów poszczególnych uczestników w rynku. Powszechnie przyjmuje się, że wartość HHI mniejsza niż 0,18 wskazuje na rynek konkurencyjny (duża liczba podmiotów, z których każdy posiada mały udział w rynku), natomiast wartość HHI większa niż 0,18 wskazuje na dużą koncentrację na rynku, która mogłaby ograniczyć konkurencję. W skrajnym przypadku, przy wskaźniku HHI=1 cały udział w rynku skupia się w rękach jednego podmiotu, monopolisty.

3) Obliczone wskaźniki obejmują podmioty wytwarzające łącznie co najmniej 80% produkcji w każdym państwie.

4) Obliczone wskaźniki obejmują podmioty posiadające łącznie co najmniej 80% mocy zainstalowanej w każdym państwie.

Kraj	Sprzedawcy energii elektrycznej – udziały w rynku detalicznym w 2005 r.				
	liczba niezależnych sprzedawców ¹⁾	liczba spółek o udziale ≥ 5% w rynku detalicznym odbiorców uprawnionych ²⁾	łącznie udział 3 największych spółek w dostawach dla ³⁾ :		
			dużych odbiorców przemysłowych [%]	średniej wielkości odbiorców przemysłowych [%]	małych odbiorców oraz gospodarstw domowych [%]
Austria	3	5	50	50	50
Belgia	14	2	94	.	.
Bułgaria
Cypr	0	1	100	100	100
Czechy	104	3	96	99	99
Dania	4	7	.	.	.
Estonia	0	1	100	93	93
Finlandia	5	5	.	33	33
Francja	24	1	90	98	95
Grecja	16	1	82	100	100
Hiszpania	19	5	80	83	80
Holandia	14	3	.	.	83
Irlandia	7	5	84	87	98
Litwa	20	1	100	100	100
Łotwa	7	0	0	0	0
Luksemburg	1	3	93	96	96
Malta
Niemcy	6	3	49	39	40
Polska	19	6	46	51	48
Portugalia	3	2	98	98	98
Rumunia
Słowacja	129	3	15	0,5	19
Słowenia	7	6	88	84	82
Szwecja	10	3	50	50	50
W. Brytania	12	6	57	58	58
Węgry	8	5	77	100	100
Włochy	193	4	41	29	91

Źródło: URE na podstawie bazy danych CEER – Rady Europejskich Regulatorów Energii

1) Liczba sprzedawców niezależnych od krajowych spółek przesyłowych lub dystrybucyjnych.

2) Finalny rynek detaliczny podzielony został na uprawnionych i nieuprawnionych, a udziały obliczone zostały na podstawie wielkości zużycia przez odbiorców uprawnionych.

3) Duże, średnie i małe podmioty przemysłowe określone są osobno dla każdego państwa według definicji przyjętej w tym państwie dla celów statystycznych.

Kraj	Odbiorcy energii elektrycznej – zmiana sprzedawcy w 2005 r.						
	udział odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę [%]						Udział renegotjowanych umów ¹⁾ [%]
	według punktów pomiarowych			według zużycia energii			
	duże podmioty przemysłowe	średniej wielkości podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	duże podmioty przemysłowe	średniej wielkości podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	
Austria
Belgia	0	6,4
Bułgaria
Cypr
Czechy	.	.	.	4	2	1	.
Dania	.	18,8	1	.	24,8	3,7	.
Estonia	0	0	0	0	0	0	.
Finlandia	79	33	.
Francja	0,17	0,04	1,2	0	0	0	1,09
Grecja	.	.	.	18	0,5	0	0
Hiszpania
Holandia	.	.	6
Irlandia
Litwa	0	0	0	0	0	0	0
Łotwa	0	0	0	0	0	0	0
Luksemburg	6	0,1	0	6	0,8	0	.
Malta
Niemcy	.	.	.	11,42	10,9	2,22	11,96
Polska	15	0	0	.	0	0	.
Portugalia	0	0	0	6,78	6,78	6,78	.
Rumunia
Słowacja	3	0	0	1	0	0	100 ²⁾
Słowenia
Szwecja	1	1	5,5	5,5	5,5	2	.
W. Brytania	.	.	17,2
Węgry	6	1	0	12	7,5	0	.
Włochy

Źródło: URE na podstawie bazy danych CEER – Rady Europejskich Regulatorów Energii

(.) kropka – oznacza brak informacji

- 1) Renegocjacja umowy oznacza zmianę warunków umowy z dotychczasowym sprzedawcą.
2) Wszyscy odbiorcy na Słowacji, z wyjątkiem gospodarstw domowych, podpisali nowe umowy.

Opracował: Samer Masri,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

INSPEKCJA HANDLOWA GŁÓWNY INSPEKTORAT

Wydział Kontroli Paliw

Roczny raport podsumowujący wyniki kontroli jakości paliw ciekłych w okresie styczeń – grudzień 2006 r.

I. WSTĘP

Rok 2006 był kolejnym, trzecim już rokiem kontroli jakości paliw ciekłych opartej na ustawie o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, którym zarządza Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Warto podkreślić, że zarówno w roku 2005 jak i 2006, w praktyce kontrolnej, obowiązywały te same zasady doboru stacji do kontroli oraz te same wymagania jakościowe. Pozwala to na porównywanie wyników kontroli, chociaż pamiętać należy, że od początku 2005 r. obowiązują wyraźnie ostrzejsze wymagania w zakresie zawartości siarki w benzynach i oleju napędowym, w porównaniu do lat wcześniejszych.

Podkreślenia wymaga również fakt, że od 1 grudnia 2005 r. poszerzone zostały wymagania w zakresie jakości paliw o tzw. parametry eksploatacyjne, których badania, z uwagi na niepełne oprzyrządowanie prawne, miały w roku ubiegłym jedynie charakter rozpoznawczy.

Niniejszy raport przedstawia wyniki kontroli próbek paliw pobranych na stacjach paliw i w hurtowniach, rozpoczętej 13 stycznia 2006 r. Obejmuje on efekty działań kontrolnych uzyskane zarówno w systemie europejskim, jak też w ramach kontroli krajowej do 31 grudnia 2006 r.

II. USTALENIA KONTROLI

W okresie od stycznia do grudnia 2006 r. kontrola objęła swoim zasięgiem stacje paliw i hurtownie zlokalizowane na terenie wszystkich województw. Ogółem skontrolowano 2251 stacji paliw oraz 64 hurtownie posiadające zbiorniki stacjonarne. Łącznie, na stacjach i w hurtowniach, pobrano do analiz laboratoryjnych 4037 próbek paliw, z tego:

- w tzw. krajowym systemie kontroli jakości, skontrolowano 1539 stacji paliw oraz 64 hurtownie, pobierając ogółem 3325 próbek paliw, z tego 3188 na stacjach paliw i 137 w hurtowniach dysponujących zbiornikami stacjonarnymi,
- w tzw. europejskim systemie kontroli jakości, skontrolowano 712 stacji paliw, pobierając 712 próbek.

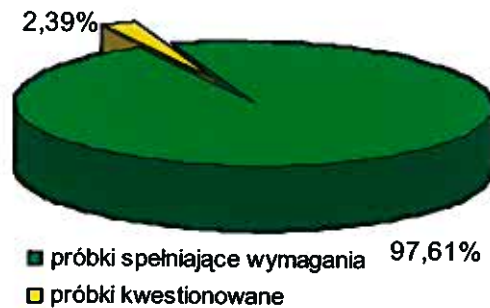
Liczbę skontrolowanych stacji i hurtowni oraz ilość pobranych próbek na terenie poszczególnych województw prezentuje tabela zamieszczona na następnej stronie.

A. Stwierdzone nieprawidłowości

W trakcie kontroli stacji paliw

- w części europejskiej systemu:
 - zbadano 712 próbek z 712 wylosowanych stacji, w których stwierdzono, że:
 - 17 próbek paliw nie spełnia obowiązujących wymogów rozporządzenia, co stanowi 2,39%, w tym:
 - ♦ olej napędowy – 1,36%,
 - ♦ benzyna – 2,84%.

Udział procentowy próbek niespełniających wymagań jakościowych pobranych na stacjach paliw w systemie europejskim



- w części krajowej systemu:
 - zbadano 3188 próbek z 1539 stacji, w których stwierdzono, że:
 - 172 próbki ze stacji paliw nie spełniało wymogów rozporządzenia, co stanowi 5,40%, w tym:
 - ♦ olej napędowy – 6,79%,
 - ♦ benzyna – 4,10%.

Udział procentowy próbek niespełniających wymagań jakościowych pobranych na stacjach paliw w systemie krajowym

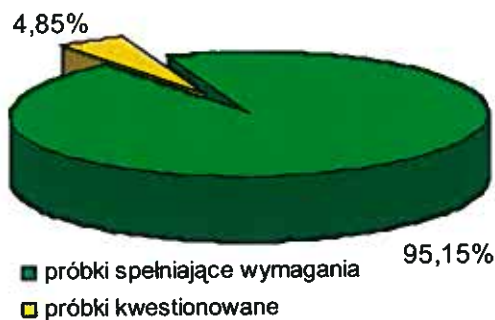


Lp.	Województwo	Ilość stacji (E i K)	W tym stacje (E)	Ilość próbek (K)	Ilość próbek (E)	Ilość hurtowni	Ilość próbek (H)
1	Dolnośląskie	186	48	290	48	5	10
2	Kujawsko-pomorskie	115	47	146	47	8	16
3	Lubelskie	127	41	178	41	3	11
4	Lubuskie	96	26	147	26	2	2
5	Łódzkie	179	39	278	39	4	11
6	Małopolskie	144	61	180	61	2	2
7	Mazowieckie	260	88	362	88	4	9
8	Opolskie	50	19	63	19	0	0
9	Podkarpackie	105	34	151	34	9	17
10	Podlaskie	87	28	120	28	2	6
11	Pomorskie	117	33	171	33	3	6
12	Śląskie	230	66	335	66	7	12
13	Świętokrzyskie	60	26	69	26	1	1
14	Warmińsko-mazurskie	94	28	138	28	3	7
15	Wielkopolskie	240	86	317	86	1	4
16	Zachodnio-pomorskie	161	42	243	42	10	23
Razem		2251	712	3188	712	64	137

E – oznacza, że na stacjach pobierano próbki paliw do badań w systemie europejskim
 K – oznacza pobrane próbki w ramach kontroli jakości paliw prowadzonej w systemie krajowym
 H – oznacza pobrane próbki w systemie krajowym w hurtowniach

- ogółem na stacjach paliw w obydwu systemach: **zakwestionowano 189 próbek, tj. 4,85%**, w tym:
 - olej napędowy **6,10% (107 próbek)**,
 - benzyna **3,82% (82 próbki)**.

Udział procentowy próbek niespełniających wymagań jakościowych pobranych na stacjach paliw (ogółem)



W trakcie kontroli hurtowni paliw (system krajowy)

Podkreślić należy, że w trakcie kontroli prowadzonej w hurcie paliwowym inspektorzy mieli skontrolować i pobrać próbki paliw w 322 hurtowniach, przede wszystkim wylosowanych do kontroli przez Zarządzającego Systemem, a także wskazanych przez Urzędy Celne i Policję w ramach prowadzonych postępowań. W 258 przypadkach przeprowadzenie kontroli jakości paliw nie było możliwe, przede wszystkim, z następujących przyczyn:

- firma nie posiadała zbiorników, w których magazynowałyby paliwa, dostawy do odbiorców realizuje za pomocą autocystern,
- firma prowadziła wyłącznie handel LPG,
- pod wskazanym adresem znajdowała się stacja paliw, która nie prowadzi sprzedaży hurtowej,
- firma posiadała zbiorniki do sprzedaży detalicznej (stacja paliw). Nie dysponuje zbiornikami do magazynowania paliw; dostawy z baz paliwowych do odbiorców realizuje za pomocą autocystern,
- pod wskazanym adresem ani w sąsiedztwie nie było firmy wskazanej do kontroli,
- przedsiębiorca zlikwidował działalność gospodarczą.

W trakcie kontroli hurtu paliwowego zbadano 118 próbek pobranych w 55 hurtowniach. Wyniki badań wskazują, że 7 próbek nie spełniało wymogów jakościowych, co stanowi **5,93%**, w tym:

- olej napędowy – 8,00%,
- benzyna – 2,32%.

Ponadto, kontrole hurtu paliwowego podjęto w ramach postępowań prowadzonych przez Urzędy Celne i Policję. W ich wyniku, do badań laboratoryjnych pobrano 19 próbek paliw (których właściciele w większości przypadków nie ustalono) z 9 „hurtowni”. W wyniku przeprowadzonych badań stwierdzono, że 15 z nich nie spełniało określonych przepisami prawa wymagań jakościowych.

Ogółem

Biorąc pod uwagę obydwa systemy kontroli należy stwierdzić, że:

- na skontrolowanych stacjach, istniejącym wymaganiom jakościowym nie odpowiadało **4,85%** paliw,
- w skontrolowanych hurtowniach, istniejącym wymaganiom jakościowym nie odpowiadało **5,93%** paliw.

Łącznie, 4,88% paliw skontrolowanych na stacjach i w hurtowniach nie spełniało obowiązujących wymagań jakościowych.

Procent zakwestionowanych próbek paliw w poszczególnych województwach jest dość wyraźnie zróżnicowany.

Wśród paliw oferowanych do sprzedaży na stacjach, najczęściej odstępstw od wymagań jakościowych (biorąc pod uwagę próbki zbadane w dwóch systemach) odnotowano w województwach:

- pomorskim – 9,31%,
- łódzkim – 8,83%,
- śląskim – 7,73%,
- wielkopolskim – 4,96%,
- zachodniopomorskim – 4,91%.

Relatywnie najlepsze wyniki w zakresie jakości paliw ciekłych uzyskano w województwach:

- małopolskim – 1,66%,
- świętokrzyskim – 2,11%,
- opolskim – 2,44%,
- mazowieckim – 2,67%,
- dolnośląskim – 2,96%.

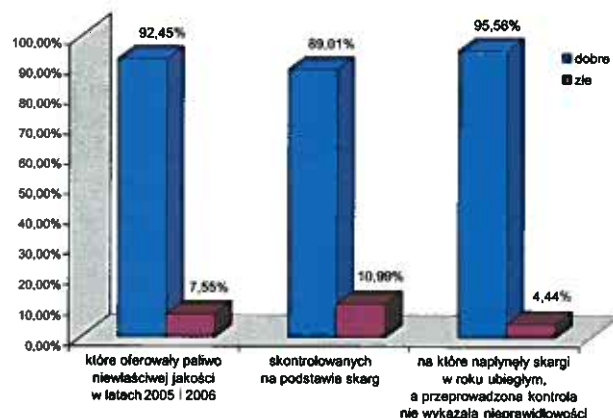
Podkreślić należy, że wśród stacji paliw objętych kontrolą w systemie krajowym kontrolowano:

- stacje paliw, na których w roku ubiegłym i bieżącym stwierdzono sprzedaż paliwa niewłaściwej jakości,
- stacje paliw, na które otrzymano skargi od konsumentów,
- stacje paliw, na które otrzymano skargi od konsumentów w roku ubiegłym, a przeprowadzona wówczas kontrola nie wykazała nieprawidłowości.

Generalnie stwierdzić należy, że:

- wśród stacji wcześniej kontrolowanych (w latach 2005 i 2006), oferujących paliwo niewłaściwej jakości, stwierdzono, że 7,55% nadal sprzedawało paliwo niespełniające wymagań jakościowych,
- wśród stacji skontrolowanych na podstawie skarg, badania wykazały, że w 10,99% stacji sprzedawano paliwo nie odpowiadające wymogom rozporządzenia,

udziały procentowe stacji paliw



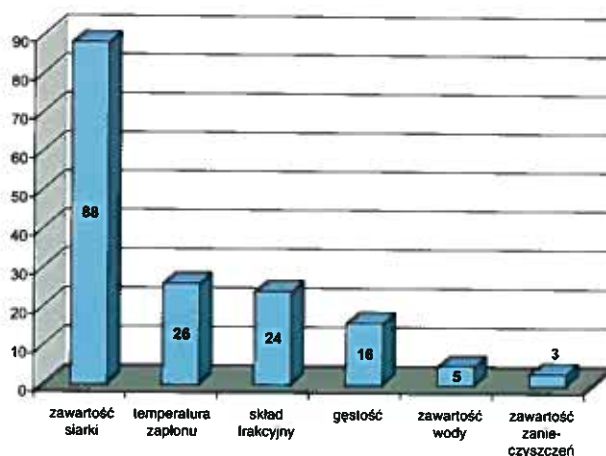
- wśród stacji, na które w roku ubiegłym napłynęły skargi, a przeprowadzona kontrola nie potwierdziła sprzedaży paliwa niewłaściwej jakości stwierdzono, że 4,44% stacji oferowało paliwo niespełniające wymagań jakościowych.

B. Kwestionowane parametry

Badania laboratoryjne wykazują, że najczęściej kwestionowanymi parametrami jakościowymi w trakcie kontroli były:

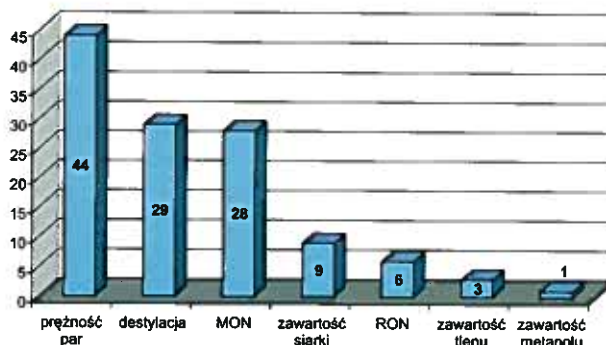
- w oleju napędowym:

Liczba przekroczonych parametrów w próbkach oleju napędowego



- w benzynach:

Liczba przekroczonych parametrów w próbkach benzyny



Należy zaznaczyć, że w kwestionowanych próbkach, niejednokrotnie stwierdzano niezgodność z wymaganiami rozporządzenia, nawet kilku parametrów jakościowych.

C. Przykłady stwierdzonych nieprawidłowości

Stopień niezgodności z wymaganiami, a także ilość przekroczonych parametrów były bardzo zróżnicowane, od wartości ułamkowych do kilku czy kilkudziesięciokrotnego przekroczenia danego parametru oraz od 1 do nawet 3 parametrów, np.:

- Na stacji paliw „TEKSAS” Edward Jabłoński, Będgoszcz 12 (Szczecin-Pyrzyce) (woj. zachodniopomorski)

- morskie**) – w dwóch próbkach ON kwestionowano parametry: gęstość – 870,1 i 868,6 kg/m³ przy normie max 845,0 kg/m³, skład frakcyjny – do 350°C destyluje 8,0 i 14,5%(V/V) przy normie min 85%(V/V); 95%(V/V) destyluje do temp. – nie osiągnięto dwukrotnie przy normie max 360°C; zawartość siarki – 7839 i 8288 mg/kg przy normie max 50 mg/kg.
- **Na stacji paliw W.W. „OIL” W. Mrówka, Rakowiec 111, gm. Kwidzyn (woj. pomorskie)** – w próbce ON kwestionowano parametry: gęstość – 853,8 kg/m³ przy normie max 845,0 kg/m³, skład frakcyjny – do 350°C destyluje 31,5%(V/V) przy normie min 85%(V/V); 95%(V/V) destyluje do temp. – nie można określić – przy normie max 360°C; zawartość siarki – 6590 mg/kg przy normie max 50 mg/kg.
 - **Na stacji paliw „Skalar” Sp. z o.o., Lębork, ul. Kossaka 62 (woj. pomorskie)** – w próbce ON kwestionowano parametry: gęstość – 854,5 kg/m³ przy normie max 845,0 kg/m³, skład frakcyjny – do 350°C destyluje 27,7%(V/V) przy normie min 85%(V/V); 95%(V/V) destyluje do temp. 405,6°C przy normie max 360°C; zawartość siarki – 4020 mg/kg przy normie max 50 mg/kg.
 - **Na stacji paliw FH „JAMAX” J. Łyczewski, Smolno Wielkie 116 (woj. lubuskie)** – w próbce ON kwestionowano parametry: gęstość – 851,0 kg/m³ przy normie max 845,0 kg/m³, skład frakcyjny – do 350°C destyluje 31,5%(V/V) przy normie min 85%(V/V); 95%(V/V) destyluje do temp. 404,5°C przy normie max 360°C; zawartość siarki – 3417 mg/kg przy normie max 50 mg/kg.
 - **Na stacji paliw BRB SEJF Sp. z o.o. Krotoszyce (woj. dolnośląskie)** – w próbce ON kwestionowano parametry: skład frakcyjny – 80,0%(V/V) destyluje do 341,5°C dalej następuje całkowity rozkład przy normie – do 350°C destyluje min 85%(V/V); zawartość siarki – 440 mg/kg przy normie max 50 mg/kg, temperatura zapłonu 42,0°C przy normie min 55°C.
 - **Na stacji paliw Petroleum Sp. z o.o., Daszyna 24A (woj. łódzkie)** – w próbce ON kwestionowano parametry: temperatura zapłonu < 40°C przy normie powyżej 55°C; zawartość siarki – 1300 mg/kg przy normie max 50 mg/kg; zawartość zanieczyszczeń 54 mg/kg przy normie max 24 mg/kg. W próbce benzyny bezołowiowej Pb95 kwestionowano: motorowa liczba oktanowa MON 82,8 przy normie min 85,0; prężność par 39,0 kPa przy normie 45,0 – 90,0 kPa; destylacja: do temperatury 70°C odparowuje 7,6%(V/V) przy normie 20,0 – 50,0%(V/V).
 - **Na stacji paliw „TAX”, Marcin Ciapała, Stare Żdźary 80, 26-806 Błotnica Stara (woj. mazowieckie)** – w dwóch próbkach ON kwestionowano parametr zawartość siarki – 530 i 520 mg/kg przy normie max 50 mg/kg.
 - **Na zakładowej stacji paliw PUHP EKO-STAL-SPRZĘT J. Szymczyk, Dąbrowa Górnicza, ul. Tworzeń 134 (woj. śląskie)** – w trzech próbkach ON kwestionowano parametry: skład frakcyjny – do

- 350°C destyluje – 91, 92 i 90,5%(V/V) destyluje do 343, 350 i 350°C dalej następuje całkowity rozkład przy normie min 85%(V/V); zawartość siarki – 108, 183 i 261 mg/kg przy normie max 50 mg/kg, temperatura zapłonu 25, 32 i 43°C przy normie min 55°C.
- **Na stacji paliw Dakota LTD Sp. z o.o. Głowno, ul. Targowa 10/12 (woj. łódzkie)** – w próbce ON kwestionowano: zawartość siarki – 1100 mg/kg przy normie max 50 mg/kg. Natomiast w próbce benzyny kwestionowano MON – 83,6 przy normie min 85, prężność par – 71 kPa przy normie dla okresu letniego 45,0-60,0 kPa; destylacja – do temp. 100°C odparowuje 38,7%(V/V) przy normie 46,0-71,0.

III. WYKORZYSTANIE USTALEŃ PRZEPROWADZONEJ KONTROLI

Dla poprawy sytuacji na polskim rynku paliw niezwykle istotne jest represyjne oddziaływanie na podmioty prowadzące obrót paliwami niewłaściwej jakości. W kontekście obecnych uregulowań prawnych i posiadanych kompetencji każdorazowe stwierdzenie niewłaściwej jakości paliw było podstawą do:

A. Kierowania zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa do właściwych miejscowo Prokuratur Rejonowych

W wyniku kontroli realizowanej w 2006 r. skierowano 139 zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa (według danych na 31 grudnia 2006 r.), z których w 123 przypadkach wszczęto dochodzenia. Z tego:

- umorzono postępowania w 42 przypadkach z następujących powodów:
 - brak znamion przestępstwa – 16;
 - czynu nie popełniono – 12;
 - nie wykryto sprawcy – 6;
 - znikoma szkodliwość czynu – 3;
 - nie podano – 5,
- skierowano do sądów 28 aktów oskarżenia,
- w 53 przypadkach postępowań jeszcze nie zakończono.

Z uzyskanych z WIH informacji wynika, że w związku ze skierowanymi przez prokuratury do sądów aktami oskarżenia, wydano dotychczas 1 wyrok skazujący oskarżonych na karę grzywny w wysokości 20.000,00 zł.

W pozostałych sprawach wnioski nie zostały dotychczas rozpatrzone przez prokuratury i sądy.

W 2006 r. toczyły się również postępowania dotyczące skierowanych do prokuratur zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa w wyniku kontroli realizowanych w 2005 r. Ogółem, za rok 2005, skierowano 265 zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, z których (według danych na 31 grudnia 2006 r.) w 262 przypadkach wszczęto dochodzenia. Z tego:

- umorzono dotychczas 88 postępowań z następujących powodów:
 - nie wykryto sprawcy – 37;
 - brak znamion przestępstwa – 29,;
 - czynu nie popełniono – 9;
 - znikoma szkodliwość czynu – 3;
 - nie podano – 10,
- skierowano do sądów **126** aktów oskarżenia,
- postępowań jeszcze nie zakończono w 48 przypadkach.

Z uzyskanych z WIH informacji wynika, że w związku ze skierowanymi aktami oskarżenia dotychczas wydano **61** wyroków skazujących oskarżonych na kary grzywny lub łączne kary pozbawienia wolności w zawieszeniu i kary grzywny. Uzyskane dane o wysokości nałożonych sankcji dotyczą jedynie **44** wyroków, w których zasądzone kary grzywny wyniosły łącznie **251.400,00 zł**. Orzeczone jednocześnie cztery kary pozbawienia wolności w zawieszeniu (o których posiadamy dane) wynosiły:

- 1 rok i 6 m-cy w zawieszeniu na trzy lata (w dwóch wyrokach),
- 6-mcy w zawieszeniu na dwa lata,
- 1 rok w zawieszeniu na trzy lata.

W pozostałych sprawach wnioski nie zostały dotychczas rozpatrzone przez prokuratury i sądy.

B. Przekazywania materiałów z przeprowadzonych kontroli do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

W roku ubiegłym przesłano do Urzędu Regulacji Energetyki informacje dotyczące **147** stacji paliw i baz paliwowych (w tym 42 w wyniku kontroli przeprowadzonej w 2005 r.), w których stwierdzono naruszenie warunków udzielonych koncesji na obrót paliwami ciekłymi oraz przepisów ustawy – Prawo energetyczne. W przygotowaniu znajdują się dalsze informacje.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na podstawie posiadanych kompetencji, może cofnąć koncesję w przypadku prowadzenia działalności z rażącym uchybieniem warunków ustalonych w koncesji, nałożyć karę pieniężną w wysokości do 15% przychodu osiągniętego przez przedsiębiorstwo w poprzednim roku podatkowym wynikającego z działalności koncesyjnej, oraz nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

W 2006 r., na podstawie przekazanych przez IH materiałów (dotyczących kontroli prowadzonych w różnych okresach), Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w wyniku przeprowadzonych postępowań:

- **26 przedsiębiorcom cofnął koncesję** na wykonywanie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi,
- na 74 przedsiębiorców nałożył **kary pieniężne w łącznej wysokości 3.565.700,0 zł**,
- **17 przedsiębiorcom odmówił wydania koncesji** na obrót paliwami ciekłymi.

C. Działania wewnętrzne Inspekcji Handlowej

Oprócz bieżącego kierowania odpowiednich informacji do URE i zawiadomień do Prokuratur Rejonowych:

- wydano **27** decyzji o wycofaniu z obrotu paliw niespełniających wymagań jakościowych oraz przekazano informacje o tych faktach wojewódzkim inspektoratom Ochrony Środowiska,
- przygotowywano i okresowo uaktualniano „*Listę skontrolowanych stacji paliw uwzględniającą uzyskane wyniki badań laboratoryjnych sprzedawanego w dniu kontroli paliwa*” upublicznianą na stronach internetowych Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (www.uokik.gov.pl),
- wykorzystywano wyniki kontroli w szerokich kontaktach jednostek terenowych Inspekcji Handlowej ze środkami masowego przekazu.

Warszawa, luty 2007 r.

COMIESIĘCZNE SPOTKANIE CZŁONKÓW ZESPOŁU DS. INTERDYSCYPLINARNEJ WSPÓŁPRACY MIĘDZYNARODOWEJ ORAZ CZŁONKÓW ZESPOŁU SPOŁECZNYCH DORADCÓW PREZESA URE

19 kwietnia br. odbyło się spotkanie, któremu przewodniczył Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dr Leszek Juchniewicz. W spotkaniu wziął udział prof. Zbigniew Hanzelka z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, który wygłosił pierwszą prezentację pt. „Jakość energii elektrycznej w warunkach rynku energii”.

Profesor zaprezentował uczestnikom spotkania wszechstronną analizę obszaru badania i kontroli jakości energii elektrycznej. Na początku prezentacji prelegent zwrócił uwagę na podstawowe zaburzenia elektromagnetyczne tj. odkształcenia, zapady napięcia i krótkie przerwy w zasilaniu. Profesor stwierdził, iż odbiorcy mają zaufanie do firm zewnętrznych (osób trzecich) zajmujących się jakością energii elektrycznej i jej badaniem jako działalnością biznesową. Profesor zaprezentował pogląd, że przypuszczalnie krótkie przerwy i zapady będą drugim (po wartości napięcia) zaburzeniem jakości zapięcia, które pojawi się w regulacjach jakościowych. Następnie krótko scharakteryzował systemy monitoringu jakości napięcia w niektórych krajach członkowskich Unii Europejskiej (np. Włochy, Norwegia). Prelegent przedstawiając główne założenia normy PN 50160:2002, dotyczącej napięcia w publicznych sieciach zasilających, podkreślił, że jest ona krytykowana w Unii Europejskiej za zbyt liberalizm, ponieważ jakość napięcia jest lepsza od minimalnych standardów ustalonych w tejże normie.

Następnym prelegentem był Marek Rogóż, reprezentujący zarówno Akademię Górniczo-Hutniczą, jak i firmę ENION SA. Swoją prezentację mówca poświęcił prototypowemu systemowi monitorowania jakości energii Topas.

Ostatnią prezentację pt. „Jakość energii elektrycznej – problemy i wyzwania” przedstawił Leszek Kukuła z Departamentu Taryf URE. Prelegent przedstawił uczestnikom spotkania m.in. określone przez CEER¹⁾ najważniejsze ograniczenia i braki zapisów normy EN 50160, a mianowicie:

- branie pod uwagę typowych warunków eksploatacji i to jedynie dla 95% czasu;
- nie są określone standardy dla napięć wyższych niż 35 kV;
- nie uwzględnia się prądów harmonicznnych;
- nie są wspomniane standardy dla odbiorców przyłączonych do sieci energetycznej.

Po prezentacjach nastąpiła dyskusja. Podniesiono problem rozgraniczenia odpowiedzialności za bieżący stan napięcia. Prof. Hanzelka odwołał się do normy 50160 i wyraził pogląd, że za zmiany odpowiada dostawca (kontrola, reakcja), a za zdarzenia – odbiorca. Odbiorca powinien mieć świadomość, że musi zabezpieczyć się wyższą ochroną własną (przed zdarzeniami). Dr Tomasz Kowalak – Dyrektor Departamentu Taryf URE dodał, że odbiorca na taką okoliczność powinien się ubezpieczyć. Odniósł się do niepotrzebnego odróżnienia przerw planowanych i przerw nieplanowanych i wskazał na potrzebę innego spojrzenia na tę kwestię. Profesor Hanzelka podjął polemikę i nie poparł uregulowań prawnych w zakresie odpowiedzialności odbiorcy. Zaproponował rozwiązanie tej kwestii za pomocą kontraktów, bowiem rozwiązują one lepiej problem zapadów dla dostawcy i odbiorcy. Zgodził się natomiast z dyr. Kowalakiem w sprawie niepotrzebnego rozróżnienia przerw planowanych i nieplanowanych. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii – Jacek Bełkowski zauważył, że to właśnie dostawca powinien się ubezpieczyć na okoliczność zdarzeń. Podniósł kwestię egzekwowania jakości energii przez odbiorców, informując uczestników spotkania o zdecydowanie nierzetelnym podejściu wielu zakładów energetycznych do tego problemu, nawet gdy zaniżenia napięcia są ewidentne. Niektóre zakłady energetyczne nie reagują na reklamacje, a bonifikaty i odszkodowania zdarzają się w bardzo małym zakresie. Rzecznik podkreślił, że odbiorca powszechny, komunalny ma za małe możliwości, niewystarczające do ochrony przed zmianami jakości. Wszyscy uczestnicy spotkania zdecydowanie zgodzili się z tą oceną.

Następnie wywiązała się dyskusja nad prototypem nowego urządzenia Topas, służącego do mierzenia jakości energii. W jej trakcie konstruktor urządzenia

1) *Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005*, Council of European Energy Regulators, http://www.ceer-eu.org/portal/page/portal/CEER_HOME/CEER_PUBLICATIONS/CEER_DOCUMENTS/2005/CEER_3RDBR-QOES_2005-12-06.PDF.

dr Marek Rogóż odpowiadał na pytania m.in. o metodologię badawczą i konstrukcyjną, a także o możliwość opatentowania i wprowadzenia systemu na rynek.

Poruszono także wątek niezależności operatora pomiarów jakości energii elektrycznej. Padały głosy, że niektóre zakłady elektryczne nie rozliczają się z parametrów określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki. Prof. Hanzelka wyraził pogląd, że w odniesieniu do operatora pomiarów jest możliwość połączenia operatora ilościowego z jakościowym, ponieważ istnieje odpowiednie oprzyrządowanie. Podnoszono także kwestię przewagi dostawcy nad odbiorcą w obszarze kontrolo-

wania i monitorowania jakości energii. Prof. Hanzelka zwrócił uwagę, że zgodnie z raportem CEER Polska nie monitoruje jakości dostaw energii elektrycznej.

Prezes URE dr Leszek Juchniewicz zakończył spotkanie konkluzją, że dopiero odkrywana jest w Polsce problematyka jakości energii elektrycznej oraz zaapelował o jak najszerszy udział w pracach nad zagadnieniami związanymi z jakością energii elektrycznej.

*Opracował: Rafał Roston,
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

Warszawa, dnia 31 maja 2007 r.

KOMUNIKAT

w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2008 roku

Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, **ogłaszam** jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami **Ozg** i **Ozk**, o których mowa w art. 9a ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązujące w 2008 r. w wysokości:

Ozg = 117,00 [zł/MWh], tj. 97,74% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;

Ozk = 17,96 [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- 2) różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

z upoważnienia
Wiceprezes

Wiesław Wójcik



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

Warszawa, dnia 31 maja 2007 r.

KOMUNIKAT

w sprawie możliwości jednoczesnego uzyskiwania świadectw pochodzenia za tę samą ilość wytworzonej energii elektrycznej z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w kogeneracji

W związku z pojawiającymi się pytaniami przedsiębiorstw energetycznych, dotyczącymi możliwości jednoczesnego uzyskiwania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji za tę samą ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, będących jednocześnie jednostkami kogeneracji, uprzejmie informuję, że w przypadku jednoczesnego spełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków uprawniających do uzyskania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, **nie jest możliwe** uzyskanie obu rodzajów świadectw za tę samą ilość wytworzonej energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 9e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343), potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii jest świadectwo pochodzenia tej energii. Jednocześnie w myśl art. 9l ust. 1¹⁾ ustawy – Prawo energetyczne, potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest świadectwo pochodzenia tej energii. Ponadto zgodnie z § 5 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2005 r. Nr 261, poz. 2187 oraz z 2006 r. Nr 205, poz. 1510), 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 procentowemu udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w energii chemicznej paliwa zużywanego do wytwarzania energii.

Należy podkreślić, że ustawodawca przewidział odrębny mechanizm wsparcia wytwarzania energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji oraz odrębny mechanizm wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Regulacje dotyczące powyższych rozwiązań nie przewidują możliwości uzyskiwania świadectw pochodzenia w ramach obydwu systemów za tę samą ilość wytworzonej energii elektrycznej. Jednoczesne zakwalifikowanie zakupu tej samej ilości energii, jako wypełnienia obydwu obowiązków stanowiłoby bowiem zafałszowanie rzeczywistego obrazu produkcji danego rodzaju energii.

Dokonując oceny możliwości jednoczesnego uzyskania przez podmioty produkujące energię elektryczną wytwarzaną w odnawialnym źródle energii będącym jednocześnie jednostką kogeneracji, prawa do uzyskiwania świadectw pochodzenia z tytułu wytworzenia energii odnawialnej (w ustawodawstwie unijnym zwanymi „zielonymi certyfikatami”) oraz z tytułu wytworzenia energii elektrycznej z kogeneracji, obok rozwiązań przyjętych na gruncie prawa polskiego, wziętem także pod uwagę Dyrektywę 2001/77/WE²⁾, Dyrektywę 2004/8/WE³⁾ oraz zapisy „Wspólnotowych wytycznych w zakresie pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego”⁴⁾.

1) W myśl art. 11 ustawy z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124) wypełnienie i ocena wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za okres od dnia 1 stycznia 2007 r. do dnia 30 czerwca 2007 r. nałożonego na podstawie art. 9a ust. 8 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, następuje na podstawie przepisów dotychczasowych.

2) Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE L z dnia 27 października 2001 r.).

3) Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca Dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U. UE L z dnia 21 lutego 2004 r.).

4) Wspólnotowe wytyczne dotyczące pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego (2001/C 31/03), Dz. U. UE C z dnia 3 lutego 2001 r.

Dyrektywa 2001/77/WE dotycząca mechanizmów wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w pkt 12 Preambuły wymienia wytyczne Wspólnoty dotyczące zakresu pomocy państwa w zakresie ochrony środowiska, w kontekście istniejącej potrzeby wewnętrznej integracji kosztów zewnętrznych wytwarzania energii elektrycznej. Natomiast Dyrektywa 2004/8/WE regulująca zasady wspierania kogeneracji, w pkt 24 Preambuły stwierdza, że wsparcie publiczne powinno być zgodne z postanowieniami wytycznych Wspólnoty w sprawie pomocy państwa w zakresie ochrony środowiska, w tym postanowieniami dotyczącymi zakazu kumulacji pomocy.

Zapisy „Wspólnotowych wytycznych dotyczących pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego” w pkt E.3.3.2. *Opcja 2* (ppkt 61-62) dopuszczają wsparcie odnawialnych źródeł energii przez państwa członkowskie poprzez wykorzystanie mechanizmów rynkowych takich jak zielone certyfikaty, które zagwarantują wszystkim producentom energii odnawialnej możliwość skorzystania pośrednio z gwarantowanego zapotrzebowania na produkowaną przez nich energię, po cenach wyższych od cen rynkowych energii konwencjonalnej. Jednak w pkt E.3.3 zatytułowanym „Zasady mające zastosowanie do pomocy operacyjnej na odnawialne źródła energii”, w pkt 56 stwierdza się, że: „Pomoc operacyjna może tu być uzasadniona **w celu pokrycia różnicy między kosztami produkcji energii z odnawialnych źródeł energii i ceną rynkową takiej energii**”. Analogicznie, w pkt E.3.4. (ppkt 66-67) zatytułowanym „Zasady dotyczące pomocy operacyjnej dla produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła” wskazano, że wsparcie podmiotów produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła może się odbywać w przypadku, gdy koszty produkcji takiej energii elektrycznej lub ciepła przekraczają cenę rynkową. Ponadto wsparcie może być przyznane tylko zgodnie z zasadami mającymi zastosowanie do odnawialnych źródeł energii wskazanymi w pkt 58-66.

Stosowane przez państwo członkowskie systemy wsparcia energii odnawialnej oraz energii wytwarzanej w kogeneracji, nie mogą zatem w nadmierny i nieuzasadniony ekonomicznie sposób wspomagać działalności przedsiębiorców produkujących energię elektryczną. Przyznana pomoc powinna się ściśle ograniczać do pokrycia dodatkowych kosztów produkcji w porównaniu z cenami rynkowymi energii konwencjonalnej.

Dodatkowo należy wskazać, że w pkt H ppkt 74 wspomnianych wyżej wytycznych zawarty jest zapis, zgodnie z którym: „w przypadku pomocy służącej różnym celom a dotyczącej takich samych kosztów kwalifikowanych, **będzie stosował się najbardziej korzystny pułap pomocy**”.

Należy jednocześnie podkreślić, że przyjmowane przez Komisję Europejską wspólnotowe wytyczne mają na celu zapewnienie jednolitej praktyki i jednolitego rozumienia przepisów przez państwa członkowskie. Stanowią one akt tzw. prawa miękkiego (*soft law*) i choć nie mają charakteru prawnie wiążącego, to ich adresaci powinni wziąć ich postanowienia pod rozwagę.

Wobec tego, w mojej ocenie, przyjęcie koncepcji, iż przedsiębiorstwa posiadające źródła odnawialne będące jednocześnie jednostkami kogeneracji mogą korzystać z obydwu systemów wsparcia w odniesieniu do tej samej ilości energii elektrycznej, **stanowiłoby niczym nieuzasadnione uprzywilejowanie tych podmiotów** na rynku, w stosunku do pozostałych wytwórców energii elektrycznej. W związku z powyższym stanąłem na stanowisku, że **nie można łączyć** obydwu systemów wsparcia w ramach istniejącego stanu prawnego. Producenci energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji będącej jednocześnie energią odnawialną powinni wybrać, z którego systemu wsparcia w odpowiedniej części produkcji chcą skorzystać (w odniesieniu do tej samej ilości wytworzonej energii elektrycznej) i złożyć wnioski o wydanie wybranych rodzajów świadectw pochodzenia, w odpowiedniej ilości.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

z upoważnienia
Wiceprezes



Wiesław Wójcik

Liberalizacja rynku energii – informacje na stronie internetowej URE

W celu pobrania informacji dotyczących otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu należy:

- 1) wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl, kliknąć na pozycję „6 kroków jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?”;

- 2) ze strony, która się wówczas pojawi, można pobrać informacje dotyczące otwarcia rynku.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 2007.04.30)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	MVV EPS Polska SA – Warszawa	8,98	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Koźnice)	8,84	
Szczecin	PW TEST Kłoda W., Olejnicka D. Sp.j. – Szczecin	14,47	
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Koszalin	1,99	
	Miejska Energetyka Ciepła – Jednoosobowa Sp. Gminy Miejskiej w Kołobrzegu Sp. z o.o.	3,34	
	Spółka Komunalna Wschowa Sp. z o.o. w organizacji	3,26	
	Zakład Usług Komunalnych – Polanów	3,81	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Szprotawa)	6,43	
	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdańsk	-0,08	
Gdańsk	Komunalna Energetyka Ciepła KOMEK Sp. z o.o. – Kętrzyn	3,29	
	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdańsk - Wrzeszcz	3,98	
	ELANA-ENERGETYKA Sp. z o.o. – Toruń	3,31	
Poznań	Amica Wronki SA – Wronki	6,67	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Obszar ZEC „Zachód – Biedrusko” (woj. pomorskie)	16,31	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Obszar ZEC „Zachód – Biedrusko” (woj. lubuskie)	26,40	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa ZAZAMCZE – Włocławek	2,34	
	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	-0,25	
	INFRATECH Sp. z o.o. spółka komandytowa – Chełmno	3,87	
	GEOTERMIA – CZARNKÓW Sp. z o.o. – Czarnków	3,79	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.	5,90	
	G.EN.GAZ ENERGIA SA – Poznań	3,67	
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Piła	3,22	
	Lublin	MEGATEM EC – Lublin Sp. z o.o.	4,01
		Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	2,43
		Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mońki	2,70
		Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego w Łapach SA	6,92
Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej (Miasto Wysokie Mazowieckie)		8,30	
Elektrociepłownia Białystok SA		4,48	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Białystok		1,75	
Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o. – Lublin		12,73	
Zakłady Azotowe PUŁAWY SA – Puławy		1,83	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Łomży Sp. z o.o.		5,77	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Bielsk Podlaski		1,90	
Łódź		Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.	19,70
		Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto i Gmina Końskie)	7,62
	Łódzki Zakład Usług Komunalnych (Miasto Łódź)	18,75	
	Energetyka Ciepła Miasta Skarżysko Kamienna	4,55	
Wrocław	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	3,96	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Oława	4,57	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Miejskiej Sp. z o.o. – Polkowice	-5,81	
	KGHM POLSKA MIEDŹ SA – Lubin	40,32	
	CLIMA HEAT Sp.j. Andrzej Migdański, Jan Wierzbicki – Jelenia Góra	11,40	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL SA – Lubin	42,86	
Katowice	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ENCo Sp. z o.o. – Bytom	9,43	
	ELEKTROCIEPŁOWNIA MARCEL Sp. z o.o. – Radlin	3,00	
	LIDMAN ENERGETYKA CIEPŁNA Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza	2,56	
	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o. – Chorzów	1,40	
	„Esoks-serwis” Sp. z o.o. – Radlin*	-	
	TERMA – DOM Sp. z o.o. – Zabrze	1,10	
	Zakłady Mechaniczne BUMAR-ŁĄBĘDY SA – Gliwice	2,46	
	Zakład Energo-Mechaniczny Łąbędy Sp. z o.o. – Gliwice	1,80	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tychy	15,50	
	Przedsiębiorstwo EKSPAR Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie	6,04	

Kraków	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o. – Chełmek	9,84
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Oświęcim	5,56
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów)	5,87
	Elektrociepłownia Gorlice Sp. z o.o. – Gorlice	3,83
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Słomniki)	10,56
	Usługi Komunalne „TRZEBINIA” Sp. z o.o. – Trzebinia	5,54
	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o. – Nowa Dęba	15,27
	Federal – Mogul Gorzyce SA – Gorzyce	27,11
	RAF – ENERGIA Sp. z o.o. – Jedlicze	22,81
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ustrzyki Dolne	0,26
	Wytwórnia Filtrów PZL – Sędziszów – Sędziszów Małopolski	0,79
	Zakład Usług Komunalnych ENERGOKOM Sp. z o.o. – Rakszawa**	-

* Nowe przedsiębiorstwo energetyczne.

** Przedsiębiorstwo wznowiło działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 2007.04.30)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Wrocław	FORTUM DZT SERVICE Sp. z o.o. – Świebodzice	2007.02.22
	ENTERM Sp. z o.o. – Kłodzko	2007.03.13
Katowice	Zakład Elektroenergetyczny H.Cz. ELSSEN Sp. z o.o. – Częstochowa	2007.01.10
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tychy	2007.01.10
	Elektrociepłownia Szopienice Sp. z o.o. – Katowice	2007.02.23

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 2007.05.30)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Rafineria Nafty „Jedlicze” SA	2007.02.14
2	Zakład Elektroenergetyczny H.Cz. „ELSEN” Sp. z o.o.	2007.02.14
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ADM” SC	2007.02.23
4	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie SA	2007.02.23
5	Zakłady Chemiczne „ORGANIKA – AZOT” SA	2007.02.23
6	BHH-MIKROTECH Sp. z o.o.	2007.02.23
7	KGHM Polska Miedź SA	2007.03.02
8	Katowicki Holding Węglowy SA	2007.03.02
9	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	2007.03.09
10	Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA	2007.03.16
11	Federal-Mogul Gorzyce SA	2007.03.16
12	Zakład Usług Technicznych MEGA Sp. z o.o.	2007.03.16
13	„PKP ENERGETYKA” Sp. z o.o.	2007.03.16
14	„ELANA – ENERGETYKA” Sp. z o.o.	2007.03.23
15	Kopalnia Węgla Kamiennego „Kazimierz Juliusz” Sp. z o.o.	2007.03.23
16	POZNAŃ PLAZA Sp. z o.o.	2007.03.23
17	KRAKÓW PLAZA Sp. z o.o.	2007.03.23
18	RUDA ŚLĄSKA PLAZA Sp. z o.o.	2007.03.23
19	Zakłady Chemiczne „Organika – Sarzyna” SA	2007.04.02
20	Zakłady Mechaniczne „BUMAR-LĄBĘDY” SA	2007.04.02
21	„Huta Szczecin” SA	2007.04.02
22	Zakład Elektryczny „EL-WO” Marta Żelazowska	2007.04.05
23	Huta Batory Sp. z o.o.	2007.04.05
24	„CYNK-ŻAR” J. Kowalczyk, L. Rak Sp.j.	2007.04.05
25	Nida Media Sp. z o.o.	2007.04.05
26	Toruńskie Zakłady Urządzeń Młyńskich „SPOMASZ” SA	2007.04.05
27	Kompania Węglowa SA	2007.04.05

28	Zakłady Samochodowe „JELCZ” SA	2007.04.05
29	BOT Elektrownia Turów SA	2007.04.13
30	H. Cegielski – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	2007.04.13
31	Zakłady Azotowe Anwil SA	2007.04.13
32	ARCTIC PAPER KOSTRZYŃ SA	2007.04.13
33	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	2007.04.13
34	Sadyba Centre SA	2007.04.13
35	BUMA SERVICE Sp. z o.o.	2007.04.24
36	Metalchem Serwis Sp. z o.o.	2007.04.24
37	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	2007.04.27
38	„UNIHUT” SA	2007.05.07
39	Zakład Energetyki-Błachownia Sp. z o.o.	2007.05.16
40	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o.	2007.05.23
41	Energo-Tech Sp. z o.o.	2007.05.23
42	Południowy Koncern Węglowy SA	2007.05.23
43	„KOLPORTER EXPO” Sp. z o.o.	2007.05.23
44	Zakłady Tworzyw Sztucznych „Ząbkowice – Erg” SA	2007.05.30
45	Jastrzębska Spółka Węglowa SA	2007.05.30

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 2007.02.14)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrownia Chorzów SA	2007.02.14

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 2007.05.30)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Fenice Poland Sp. z o.o.	2007.02.14
2	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	2007.02.23
3	Fabryka Maszyn „Glinik” SA	2007.03.02
4	Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.	2007.03.09
5	Zakłady Automatyki Przemysłowej ZAP SA	2007.03.09
6	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	2007.03.09
7	ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o.	2007.03.23
8	„Elektrociepłownia Starachowice” Sp. z o.o.	2007.04.02
9	Elektrix Sp. z o.o.	2007.04.02
10	CMC Zawiercie SA	2007.04.05
11	Euro-Energetyka Sp. z o.o.	2007.04.13
12	Fabryka Maszyn Budowlanych i Lokomotyw BUMAR-FABLOK SA	2007.04.27
13	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	2007.05.07
14	Elektrociepłowne Kujawskie Sp. z o.o.	2007.05.30

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2007.05.16)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	CMC Zawiercie SA	2007.02.14
2	Huta Batory Sp. z o.o.	2007.03.16
3	Zakłady Azotowe „PUŁAWY” SA	2007.03.23
4	G.EN. Gaz Energia SA	2007.03.23
5	TOP GAZ Sp. z o.o.	2007.04.02
6	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	2007.04.02
7	Zakłady Azotowe Anwil SA	2007.05.16

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych

(stan na 2007.05.30)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	2007.02.14
2	Fenice Poland Sp. z o.o.	2007.02.14
3	Huta Buczek Sp. z o.o.	2007.02.23
4	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	2007.03.02
5	Nowoczesne Produkty Aluminiowe „SKAWINA” Sp. z o.o.	2007.03.02
6	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	2007.03.16
7	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2007.03.16
8	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2007.03.16
9	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2007.03.16
10	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2007.03.16
11	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2007.03.16
12	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	2007.03.16
13	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM SA	2007.03.16
14	KRI Sp. z o.o.	2007.03.23
15	Media Odra Warta Sp. z o.o.	2007.04.13
16	Energomedia Sp. z o.o.	2007.04.27
17	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	2007.05.07
18	ANCO Sp. z o.o.	2007.05.30
19	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM SA	2007.05.30

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

(stan na 2007.06.05)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	RWE STOEN Operator Sp. z o.o.	00-347 Warszawa, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41	Dee
2	TERMINAL INTEGRO Sp. z o.o.	00-474 Warszawa, ul. Jasna 24	Wpc
3	ŁZE Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
4	ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
5	ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
6	ZELT Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
7	ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
8	RZE Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
9	LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
10	ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Dee
11	„GRAWAL” Grażyna i Waldemar Dziubak	00-525 Warszawa, ul. Krucza 41/43 lok. 4	Opc
12	EMFESZ NG Polska Sp. z o.o.	00-540 Warszawa, Al. Ujazdowskie 41	Oee
13	US.EN.EKO Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 59	Dpg, Opg
14	Inter Chem Trading Sp. z o.o.	00-609 Warszawa, Al. Armii Krajowej 26	Opc
15	„ENTRADE” Sp. z o.o.	00-784 Warszawa, ul. Dworkowa 3	Opc
16	POLENERGIA SA	00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87	Dpg
17	Megawatt Polska Sp. z o.o.	01-013 Warszawa, ul. Kacza 9F	Wee
18	Korlea Polska Sp. z o.o.	01-209 Warszawa, ul. Hrubieszowska 2	Oee
19	WARTER Sp.j.	01-445 Warszawa, ul. Ciołka 19/25	Wee
20	Endesa Polska Sp. z o.o.	02-306 Warszawa, ul. Niemcewicza 26/U6	Oee
21	Smart Card Polska Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Przy Parku 2 lok. 4	Opc
22	Zakład Produkcji Cystern LDS Sp. z o.o.	02-495 Warszawa, ul. Gierdziejewskiego 1	Opc
23	MVV EPS Polska SA	02-954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10	Occ
24	PRATERM SA	04-555 Warszawa, ul. Bronisława Czecha 36	Oee
25	Stacja Paliw Płynnych i Gazowych Agata Pelka	05-075 Warszawa, ul. Sikorskiego 31	Opc
26	STILLA Sp. z o.o.	05-077 Warszawa-Wesoła, ul. Gościńiec	Opc
27	M.C.H. Sowiński Andrzej	05-085 Kampinos, ul. Chopina 11	Opc
28	Centrum Dystrybucji Gazu Sp. z o.o.	05-120 Legionowo, ul. Mieszka I-go 25	Opc
29	„MEGA 2” Sp. z o.o.	05-200 Wołomin, ul. Reja 29A	Opc
30	EKOWAT Kazimierz Bąk	05-300 Mińsk Mazowiecki	Wee
31	AUTO-Gaz SC Bogdan Nowak, Leszek Witan	05-462 Wiązowna, Duchnów, ul. Wspólna 24	Opc

32	MONDEO Jacek Górski	05-500 Piaseczno, ul. Tulipanów 56	Opc
33	PPHU Edward Dręzek	05-505 Wola Prażmowska, ul. Główna 51	Opc
34	Stacja Paliw Aneta Paluch	05-530 Góra Kalwaria, Sierzchów, Mazowiecka dz. 112	Opc
35	„ALKA” Janiszewska Alina	05-820 Piastów, ul. Hallera 14 A	Opc
36	„STARA PRZĘDZALNIA” Sp. z o.o.	05-822 Milanówek, ul. Średnia 176	Dee, Oee
37	Firma Handlowo-Uslugowa Biedrzycki Marek	06-425 Kraniewo, Stoniawy 67 B	Opc
38	POLK-GAZ Ireneusz Polkowski	07-111 Wierzbno, Sulki 15	Opc
39	„DIB-Gaz” Maria Beata Szymańska	07-206 Somianka, Wielątki Rosochate 7 A	Opc
40	OLBGAS Irena Olbryś	07-409 Ostrołęka, ul. Nowomiejska 12	Opc
41	Narcyzus Grabowski Harvey PL	07-410 Ostrołęka, ul. Goworowska 11/16	Opc
42	FHU „GRZYBEK” Piotr Grzyb	07-410 Ostrołęka, ul. Traugutta 59	Opc
43	PHU „KRISDAR” SC B. Wisła i D. Czyż	07-411 Rzekuń, Kolonia 15 A	Opc
44	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	08-110 Siedlce, ul. Leśna 8	Wee
45	OIL-TRANS Katarzyna Gruszczyńska	08-404 Górzno, Górzno Kolonia 108 A	Opc
46	PHU PARTNER SC Witak Mariusz, Poszytek Rafał	08-410 Wola Rębkowska, Podsadowiec 16	Opc
47	Działalność Handlowa Bernard Bogusz	08-430 Żelechów, ul. Dąbrowskiego 3	Opc
48	Stacja Paliw „TOM-GAZ” Tomasz Cieśla	08-460 Sobolew, Kownacica 34	Opc
49	MDZ GAZ Dominik Kretkiewicz	09-100 Płońsk, ul. Wyszogrodzka 22	Opc
50	Beata Mysiakowska	09-110 Sochocin, Kołoząb 16	Opc
51	A&M SC A. Długolecki, M. Długolecki	09-200 Sierpiec, ul. Kościuszki 4	Opc
52	„Spec-Gaz” Izabela Wróblewska	09-402 Płock, ul. R. Traugutta 6 m. 11	Opc
53	Ekopol Waldemar Kwiatkowski	09-402 Płock, ul. Wschodnia 16 A	Wee
54	Krzyszyna Wyżykowska	09-411 Biała, Siecień 4	Opc
55	Nova Oil Sp. z o.o.	09-412 Stare Proboszczewice, Nowe Proboszczewice, ul. Zb. Szacherskiego 14	Opc
56	Leszek Kalinowski Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „LE'ON”	10-601 Olsztyn, ul. Metalowa 6	Opc
57	N.V. Nuon Energy Trade & Wholesale	1096 BA Amsterdam, Królestwo Niderlandów, Spaklerweg 20	Oee
58	PHU Henryk Waśniewski	11-230 Bisztynek, ul. Kolejowa 11	Opc
59	Lidia Rygielska Firma Handlowo-Uslugowa „GAZ”	11-300 Biskupiec, ul. Chrobrego 27/29	Opc
60	AUTO-CENTRUM Sp.j. Dariusz Olizarowicz, Marek Koszewski	12-200 Pisz, ul. H. Sienkiewicza 4 b	Opc
61	Firma Handlowo-Uslugowa „Sam-Diego” Stefan Brzeziński	13-100 Nidzica, ul. Litwinki 48	Opc
62	Ewa Tarnarzewska „TADO-GAZ”	13-306 Kurzętnik, Brzozie Lubawskie 1	Opc
63	Marta Bauman „TIM”	13-330 Krotoszyny, Bielice 22 a	Opc
64	Damian Oczyński Firma Handlowo-Uslugowa	14-105 Łukta, ul. Kwiatowa 4	Opc
65	Przedsiębiorstwo Handlowe JARZĄB Krzysztof Jarząb	14-200 Iława, ul. Paderewskiego 24	Opc
66	Iławskie Wodociągi Sp. z o.o.	14-202 Iława, ul. Wodna 2	Wee
67	A. Malinowska, R. Malinowska, P. Malinowski, S. Langowska FHU DOJLIDO SC	14-230 Zalewo, ul. Tartaczna 3	Opc
68	Dorota Kiezik	15-130 Białystok, Nowodworze gm. Wasilków	Opc
69	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Muraszkowski Marek	15-780 Białystok, ul. Scalenkowa 25/64	Opc
70	WIATRAK Sp.j. Maciej Kownierowicz, Krzysztof Sobczak	16-010 Wasilków, ul. Sosnowa 20	Wee
71	PHU „SADGAZ” Krzysztof Sadowski	16-020 Czarna Białostocka, ul. Torowa 13/45	Opc
72	„GRYF-GAZ” Radosław Niżyński	16-070 Choroszcz, ul. Mickiewicza 74	Opc
73	PHU „ANGAZ” Andrzej Czapplejowicz	16-100 Sokółka, ul. Kraśniane 29a	Opc
74	„SDK” Kibittlewski Daniel	16-400 Suwałki, ul. Czwartaków 24	Opc
75	Ryszard Andrzejczuk PHU ROLMEX	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Leśmiana 7	Opc
76	Leszek Orłowski „LAZO” – dystrybucja gazu płynnego	18-420 Jedwabne, ul. Cmentarna 20	Opc
77	Józef i Dariusz Plona Stacja Paliw Sp.j.	18-520 Stawiski, ul. Łomżyńska	Opc
78	A.P. Milewscy Piotr Milewski	19-110 Goniądz, Downary Plac 5	Opc
79	Agnieszka Maksimczyk „PHU” AGAZ	19-314 Kalinowo, ul. Michała Kajki 22	Opc
80	Dorota Gwiazdowska – Auto-Komis Gąski	19-406 Gąski, Gąski 1	Opc
81	„ONTARIO” Sp. z o.o.	20-092 Lublin, ul. Obywatelska 14/15	Opc
82	PHU LM GAZ SC Krzysztof Mendra, Grzegorz Lech	20-439 Lublin, ul. Głuska 3	Opc

83	„LUK-OIL” Stacja Paliw SC Zbigniew Nurzyński, Waldemar Żeleźnik	21-200 Parczew, Przewłoka 82	Opc
84	Stanisław Kiewel Rozlewnia Gazu	21-300 Radzyń Podl., ul. Kocka10	Opc
85	PETRODOM TRADE Sp. z o.o.	21-500 Biata Podlaska, ul. Sidorska 59G	Opc
86	Radzikowska Henryka Danuta RAD-GAZ	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Strzakiły 5A	Opc
87	NELSON Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Fabryczna 6	Opc
88	Mariusz Kubina	22-160 Rejowiec, ul. Kościuszki 79	Opc
89	Wojciech Kamela „Sklep Przemysłowy”	22-234 Urszulín, ul. Lubelska	Opc
90	PHU DANKAR Grzegorz Wójcik	22-310 Kraśniczyn, Stara Wieś 45	Opc
91	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o. w Zamościu	22-400 Zamość, ul. Lipowa 5	Opc
92	Jarostaw Kulanica Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „Raptor”	23-400 Biłgoraj, Al. Młodości 18	Opc
93	STACJA AUTOGAZU Anna Serafin	23-400 Biłgoraj, ul. W. Jagiełły 44	Opc
94	D.H.U. Kowal Tomasz	23-425 Biszczka, Biszczka 289	Opc
95	DAKO SC Jarostaw Rękas, Piotr Osuch	24-335 Łaziska, Piotrawin 95B	Opc
96	Jolanta Gruszka G-SPEED Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	25-320 Kielce, ul. Domaszewska 71	Opc
97	OLEUM Sp. z o.o.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12	Opc
98	KOLPORTER EXPO Sp. z o.o.	25-659 Kielce, ul. Strycharska 6	Dee, Oee
99	Krzysztof Jasiński Firma Produkcyjno-Uslugowo-Handlowa „JASIŃSKI”	25-735 Kielce, ul. Piekoszowska 55/40	Opc
100	Beata Osman PHU „MOTOZBYCH”	26-015 Pierzchnica, Kalina Górecka 2A	Opc
101	CREATIVE FUTURE	26-021 Daleszyce, ul. Mójcza 25	Wee
102	Bogumiła Saladra	26-085 Miedziana Góra, Przyjmo 22	Wee
103	Helena Kulińska HEL-GAZ	26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Asfaltowa 1	Opc
104	LIMAX Lidia i Stanisław Leśkiewicz Sp.j.	26-200 Końskie, ul. Zielona 2	Opc
105	Dariusz Adamczyk	26-300 Opoczno, Bukowiec Opoczyński 26	Opc
106	Firma Handlowa Falecka – Kucharski „Partnerzy” SC Irena Falecka, Marian Kucharski	26-307 Białaczów, Skronina 11A	Opc
107	Stowarzyszenie Elektryków Polskich – oddz. Radomski	26-600 Radom, ul. Struga 7A	Wee
108	OMEGA FURNITURE Sp. z o.o.	26-652 Zakrzew, Milejowice 68G	Opc
109	REMUR-TRANS Sp. z o.o.	26-680 Wierzbica	Opc
110	JOKER Cz. Iwański, A. Szymański Sp.j.	26-700 Zwolen, ul. Mieczysławów 68	Mpc
111	Grzegorz Korycki PPHU	26-807 Radzanów, Radzanów 13	Opc
112	Niwicki Marek „Firma Handlowo-Uslugowa”	27-200 Starachowice, ul. Wojska Polskiego 10/13	Opc
113	Jarostaw Basa „JAR-GAZ” Zakład Dystrybucji Gazu	27-225 Pawłów, Radkowice 58A	Opc
114	Sylwester Zielonka Elektrownia Wiatrowa	27-300 Lipsko, ul. Boży Dar 20	Wee
115	Grażyna Stachurska	27-300 Lipsko, ul. Mała 5/4	Opc
116	Andrzej Kondrat „MARYCHA” Gaz Group	27-600 Sandomierz, ul. Gierlachów 74	Opc
117	Stacja Paliw S.B. i E. WIŚNIEWSCY Sp.j.	28-520 Kraśniów, Kraśniów 25	Opc
118	FHU „PABLO” Pałka Paweł	30-334 Kraków, Os. Komandosów 6/110	Opc
119	Gregorian I Sp. z o.o.	30-427 Kraków, ul. Żywiecka 1	Opc
120	Firma Handlowo-Uslugowa „KF” Krzysztof Foszczyński	30-611 Kraków, ul. Por. Halszki 24/40	Opc
121	„PETRO-GAS” Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Stróża Rybna	Opc
122	„PROTON” Król Marek	30-837 Kraków, ul. Aleksandry 29/1	Wee
123	PALMAR SC Paweł Marciński, Andrzej Waligóra	31-234 Kraków, ul. Kuźnicy Kollatajowskiej 4/32	Opc
124	PETRO-OIL Sp. z o.o.	31-429 Kraków, ul. Łukasiewicza	Wpc
125	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „PRIM” Urszula Adamska	31-944 Kraków, Os. Spółdzielcze 10/41	Opc
126	Polski Związek Motorowy Okręgowy Zespół Działalności Gospodarczej Sp. z o.o.	31-982 Kraków, ul. Bp. Tomickiego 4	Opc
127	FHU AUTO-GAZ Dorota Wróbel	32-020 Wieliczka, Sułów 101	Opc
128	Firma „T&B”	32-085 Modlnica, ul. Giebuttów 285	Opc
129	TRANSMLECZ Sp. z o.o.	32-086 Węgrzce, ul. Forteczna 5	Opc
130	Zakład Handlowo-Uslugowo-Transportowy ARTGAZ Bożena Nogiec	32-087 Zielonki, Garlica Duchowna 24	Opc
131	Tomasz Skarżyński Młyn Usługowy	32-200 Miechów, Przesławice 81	Wee
132	PEC Chrzanów Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Pogorska 36	Wee
133	FHU Różak Marek	32-852 Dębno, Jastew 99	Opc
134	Firma Handlowo-Uslugowa „MARCO” Hnatów Marek	32-860 Czchów, Piaski Drożków 21	Opc
135	„GAZ-FULL” Aneta Piechowicz	32-861 Iwkowa, Iwkowa 700	Opc

136	Przedsiębiorstwo Transportu Kolejowego „KOLTAR” Sp. z o.o.	33-101 Tarnów, ul. Kwiatkowskiego 8	Opc
137	FAST-GAZ Wiesława Mikołajczyk	33-113 Zgłobice, Zbylitowska Góra, ul. Krakowska 60B	Opc
138	POWERGAZ Sławomir Gwiżdż	33-300 Nowy Sącz, ul. Kamienna 9	Opc
139	GAZOMAX Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	34-206 Krzeszów, Krzeszów 78	Opc
140	ENERGY LIFE Joanna Cwalina	34-400 Nowy Targ, ul. Nadmłynówka 81	Opc
141	Hydroenergia PHU Obuwnictwo	34-700 Rabka-Zdrój, ul. Garncarska 49	Wee
142	Import-Eksport, Handel Wewnętrzny i Zagraniczny Towarami Konsumpcyjnymi, Kuśnierstwo-Garbarstwo	34-730 Mszana Dolna, Łostówka 165	Opc
143	Nowak Tomasz PPHU „Kordian” Stacja RES-GAZ	35-307 Rzeszów, Al. Armii Krajowej 42	Opc
144	AUTO-CENTRUM Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Rejtana 67	Opc
145	Stacja Paliw Matrix Elżbieta Czapla	36-030 Błażowa, Błażowa Dolna 219 B	Opc
146	PFH AUTO-GAZ Duda Jan	36-100 Kolbuszowa, ul. Konopnickiej 3	Opc
147	Firma Handlowo-Uslugowa CARO-PLUS Agnieszka Pasieczna	37-100 Łańcut, ul. Kraszewskiego 336	Opc
148	Osetek Robert „GAZ-PAL”	37-632 Stary Dzików, ul. Kościuszki 49 a	Opc
149	„ALCHEMIA” Paweł Wajs	38-400 Krosno, ul. Szklarska 5/3	Opc
150	IVS Sp. z o.o.	39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 11	Opc
151	VECTA OIL Sp. z o.o.	40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29	Opc
152	Przedsiębiorstwo Obrotu Energią i Paliwami EGW Sp. z o.o.	40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29 lok. 17	Opc
153	Euro Komputer Systemy Sp. z o.o.	40-273 Katowice, ul. Gen. Kazimierza Pułaskiego 7	Opc
154	Famur International Trade SA	40-698 Katowice, ul. Armii Krajowej 41	Oee
155	Andrzej Kaszuba, Marek Sałata FHU SC	41-200 Sosnowiec, ul. Plonów 10	Opc
156	PPHU Artykuły Metalowe i Instalacyjne „Tanie Ciepło” Joanna Ślusorz	41-400 Mysłowice, ul. Orła Białego 63/2	Opc
157	BIOCOL SA	41-503 Chorzów, ul. Narutowicza 15	Wpc
158	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO-ENERGIA Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	Dee, oee
159	PETROMIX Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 94	Opc
160	STAN – POL SC Stanisław Przygoda, Grażyna Przygoda	42-152 Opatów, ul. Kościuszki 130	Opc
161	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne w Częstochowie Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Niepodległości 30	Opc
162	Firma Wielobranżowa „MARS” Marian Świętek	42-256 Olsztyn, ul. Storczykowa 3	Opc
163	MOTO GAZ Andrzej Łukaszewicz	42-300 Myszków, ul. Jana Pawła II 99	Opc
164	AMPER Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Równoległa	Opc
165	Stacja Paliw „DAMM” Arkadiusz Heliosz	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Tołstoja 34	Opc
166	Górnik Jerzy Przedsiębiorstwo Handlowo- -Uslugowe „GÓRNIK”	43-100 Tychy, ul. Katowicka 173	Opc
167	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Mikołów Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Żwirki i Wigury 4	Wcc, Pcc
168	AQUA SA	43-300 Bielsko Biała, ul. 1 Maja 23	Wee
169	MOUNTEL Sp.j. Michał Przybył, Arkadiusz Łaskiewicz	43-374 Buczkowice, ul. Jama 104	Wee
170	Gasket Car Recycling Sp. z o.o.	43-382 Bielsko Biała, ul. Wypoczynkowa 10	Opc
171	Ewa Szczur Firma BEN	43-400 Cieszyń, ul. Mennicza 2	Wee
172	Jan Krężelok, Waldemar Roszkowski FHU DIVER SC	43-474 Koniaków, Koniaków 461	Opc
173	Białas Maciej FHPU „MAR-KAL-PLAST”	43-603 Jaworzno, ul. Źródłana 3	Opc
174	Vattenfall Distribution System Operator SA	44-100 Gliwice, ul. Wybrzeże Armii Krajowej 19	Dee
175	Wojciech Krukowski PW KRUK	44-102 Gliwice, ul. Zbożowa 5	Opc
176	Sławomir Babczuk KAMI-GAZ	44-190 Knurów, ul. Dworcowa 44	Opc
177	Morcinek Wojciech	44-240 Żory, ul. Wyzwolenia 43	Opc
178	„GRANPOL” Zakład Kamieniarski Hurtownia Granitów Mieczysław Wierzbicki	46-250 Wołczyn, ul. Poznańska 54	Opc
179	Marian Mendel „And Mar”	46-325 Rudniki, Żytniów 31	Opc
180	Bożena Michalec FHU „BOMICH”	47-208 Reńska Wieś, Większyce, ul. Głogowska 32a	Opc
181	Krzysztof Piotrowski PETRO-TANK	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Gajowa 30	Opc
182	Cukrownia Cerekiew SA	47-260 Polska Cerekiew, Ciężkowice, ul. Fabryczna 13	Wee

183	CAREFLEET SA	53-605 Wrocław, Plac Orłąt Lwowskich 1	Opc
184	Soska Marek TRANSPETROL	54-242 Wrocław, ul. Jelenia 46/21	Opc
185	Grzegorz Bronowicki FHU	55-020 Żórawina, Al. Niepodległości 64	Opc
186	Majcher Barbara Firma Handlowo-Uslugowo- -Transportowa „EKO”	55-106 Zawonia, ul. Wrzosowa 12	Opc
187	PHU Gemini Piotr Dudka	56-120 Brzeg Dolny, ul. Słowackiego 9/44	Opc
188	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „GASS” SC Andrzej Zawada, Piotr Siwocha	58-200 Dzierżoniów, ul. Batalionów Chłopskich 95A	Opc
189	TANK PARTNER Sp. z o.o.	59-700 Bolesławiec, ul. A. Mickiewicza 6	Opc
190	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe LANT Henryk Wilkiel	59-706 Gromadka Krzyżowa, Krzyżowa	Opc
191	„A&K AGMAR” Sp. z o.o.	59-726 Świętoszów, ul. Ułańska 2 H	Opc
192	„MIRON OIL” Sp. z o.o.	60-425 Poznań, ul. Dąbrowskiego 381A	Opc
193	REPKO-OIL Sp. z o.o.	62-080 Tamowo Podgórze, Sierostaw, ul. Leśna 13	Opc
194	Ryszard Paszek Przedsiębiorstwo Handlowo- -Uslugowe LPG Auto-Gaz	62-105 Łekno, ul. Pałucka	Opc
195	BIS-BEL Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Konikowo 10	Opc
196	SAWIK Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Wrzesińska 83	Opc
197	Artur Stolarczyk Firma Usługowo-Handlowa „ART - POL”	62-510 Konin, ul. Karłowicza 4/63	Opc
198	Karol Michalski PHU KAR	62-570 Rychwał, ul. Grabowa 23a	Opc
199	„EKO-JAZ BIS” Sp. z o.o.	62-700 Turek, ul. Hubala 1	Opc
200	Tomasz Gatka Handel i Usługi DIESEL	62-731 Przykona, ul. Turkowska 5	Opc
201	Janusz Zimny Firma Handlowo-Uslugowa „AGAMEX”	62-865 Szczytniki, ul. Pamiątków 12	Opc
202	OPTIMAL-OIL Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Sobieskiego 5	Opc
203	Energetyka WAGON Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Wysocka 52	Dee, Oee
204	„GO-BI” Sp. z o.o.	64-010 Krzywiń, Jerka, Os. Brzozowiec 37	Opc
205	Robert Skrzypczak „WIELPOL” Eksport-Import	64-050 Wielichowo, ul. Lipowa 65a	Opc
206	AKWAWIT-BRASCO SA	64-100 Leszno, ul. Święciechowska 2	Wpc
207	Arkadiusz Tyl Przedsiębiorstwo Handlowo- -Uslugowe AUTO-GAZ	64-500 Szamotuły, ul. Składowa 4	Opc
208	Dawid Mikołajczak Stacja Paliw	64-605 Ocieszyn, Ocieszyn 19A	Opc
209	„TOM-SERWIS” Sp. z o.o.	64-700 Czarnków, ul. Gdańska 54	Opc
210	Robert Fąferek PHU FAFIREK	64-700 Czarnków, ul. Staromiejska 24	Opc
211	Barbara Drzewiecka Firma Handlowo-Uslugowa „OPALTRANS”	64-920 Piła, ul. Hutnicza 23	Opc
212	Joanna Troczińska-Stepun Firma „STEPUN”	64-980 Trzcianka, ul. Gen. Wł. Sikorskiego 69A	Opc
213	JAKOB International Tadeusz Kucera	66-304 Brójce Lutol Suchy, Lutol Suchy 74 A	Opc
214	Jarosław Grabas Stacja Paliw JARO	66-320 Trzciel, Mostki 15	Opc
215	Stacja Paliw Agnieszka Maj	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Podmiejska 15C	Opc
216	PHU LECH-HAND Sp. z o.o.	66-530 Drezdenko, ul. Poznańska 33	Opc
217	Mariusz Gnybek Ogrodnictwo MAG	68-120 Iłowa, ul. Piaskowa 4	Wee
218	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe GLOBAL - Aneta Białonoga	68-200 Żary, ul. Zakopiańska 5a/1	Opc
219	Waldemar Piekarczyk Handel Hurtowy i Detaliczny Import-Export	68-200 Żary, ul. Zwycięzców 26c/28	Opc
220	PH Katarzyna Michalak	70-442 Szczecin, ul. Ludomiła Rayskiego 23/16	Opc
221	FLOCK BEST Sp. z o.o.	70-451 Szczecin, ul. Wielkopolska 29	Opc
222	Mariusz Essen, Dariusz Urbański MADAR SC	70-754 Szczecin, ul. Piwna 19	Opc
223	CHROM Emilia Chromicz	70-792 Szczecin, ul. Zajęcza 14d	Opc
224	Nortex Transport Sp. z o.o.	70-812 Szczecin	Opc
225	ELECTRA TRADING Sp. z o.o.	71-050 Szczecin, ul. Generała Stanisława Macz- ka 28	Opc
226	Kappa Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156	Oee
227	Omikron Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156	Wee
228	Ewa Fijałkowska	72-300 Gryfice, ul. Grudziądzka 3/2	Wee
229	Mała Elektrownia Wodna Władysława Wojnarowska	72-314 Radowo Małe, Troszczyno Dolne	Wee
230	GAS Mariusz Gajo	72-400 Kamień Pomorski, ul. Jana Długosza 11A	Opc
231	CZECH-KARBON s.r.o.	728 00 Ostrava-Moravska, Prokesovo namesti 6/2020	Oee
232	STAMIR II Mirosław Bielański	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Spokojna 18/2	Opc
233	TUR-OIL Turek Łukasz	73-155 Węgorzyno, ul. Boczna 3	Opc
234	PETROTRANS POLSKA Sp. z o.o.	74-100 Gryfino, ul. Flisacza 35d/9	Opc
235	WKN POLSKA Sp. z o.o.	75-713 Koszalin, ul. Korczaka 6	Wee

236	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe Halina Dąbrowska	76-004 Sianów Trawica, Trawica 13	Opc
237	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Jarosław Nalepa	76-009 Bonin, Bonin 13G	Opc
238	Piotr Bigoński Gospodarstwo Rolne Szkółka Roślin Ozdobnych Hortulus	76-038 Dobrzyca 76, Będzino	Wee
239	„OKTAN-BG” Józef Grzenkowicz, Ryszard Brzeski, Beata Brzeska, Anna Grzenkowicz Sp.j.	76-230 Potęgowo, Nowa Dąbrowa 1B	Opc
240	Ignacy Czapiewski Elektrownia Wodna	77-310 Debrzno, Nierybie 1	Wee
241	FPH BIOZET Krystyna Kwiatkowska	78-100 Kołobrzeg, ul. Chodkiewicza 26a/20	Wee
242	Carbon Sp. z o.o.	78-100 Kołobrzeg, ul. Kołataja 1	Dpg, Opg
243	Firma Handlowo-Usługowa Paweł Dembik	78-200 Białogard, ul. Grunwaldzka 50	Opc
244	KRIOTON Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. Krzywopłaty 42	Opg
245	TRIAS Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. Krzywopłaty 42	Opg
246	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe MAKAR Barbara Makarońska	78-600 Wałcz, ul. Kołobrzaska 39	Opc
247	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe STAKOS SC Mieczysław Stańczyk, Marek Kosowicz	78-640 Tuczno	Opc
248	Beata Bartoszewicz „BEATA”	81-674 Gdynia, ul. Mała 12	Opc
249	„FLORET” Sp. z o.o.	82-200 Malbork, ul. Kotarbińskiego 14	Opc
250	„EKO-GAZ” Syrowski Marian	82-300 Elbląg, ul. Krakusa 21	Opc
251	Elbląskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Elblągu Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Rawska 2-4	Wee
252	Bogumił Sobociński Handel Produktami Naftowymi oraz Akcesoriami	82-335 Gronowo, Fiszewo 21 A	Opc
253	Przedsiębiorstwo Produkcji Kruszyw Sp. z o.o.	82-450 Stary Dzierzgoń, ul. Stare Miasto	Opc
254	Marcin Eggert „MARTIS”	83-200 Starogard Gdański, ul. Zielona 29	Opc
255	„PILOT MORSKI I DOMINO” SC Maria i Zenon Szymańscy	83-322 Stężyca, ul. dr. Majkowskiego 20	Opc
256	PPHU „RUS-GIF” Grzegorz Marszałkowski	83-400 Kościerzyna, Skorzewo, ul. Kościerska 1C	Opc
257	Krzysztof Krotoszyński „CJS” Firma Handlowa	85-163 Bydgoszcz, ul. Słowiańska 19/39	Opc
258	Michał Pełka KAMPEL	87-100 Toruń, ul. Hallera 2/4	Opc
259	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej CONNEX Toruń Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Poznańska 290	Opc
260	Gabor Eco Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Szosa Chelmińska 168/9	Wee
261	Grażyna Biestek Firma Hotelarsko-Gastronomiczna „OAZA”	87-200 Wąbrzeźno, ul. 1 Maja 37A	Opc
262	PHU „SOJAR” SC A., J. Romanowscy	87-510 Skrwilno, Okalewo 133	Wee
263	Kazimierz Górniewicz, Sabina Górniewicz PHU GALON	87-605 Tłuchowo, Turza Wilcza 11	Opc
264	Aleks-Fruit Sp. z o.o.	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Przemysłowa 8	Opc
265	PPUH CZEJ-DAG Sp. z o.o.	87-705 Sinarzewo 20	Wee
266	PETROPOL Sp. z o.o.	87-720 Ciechocinek, Podole 55B	Opc
267	M. Smoliński, R. Piotrowski SP-BIS Sp.j.	87-800 Włocławek, ul. Zielna 47	Wee
268	Produkcja i Sprzedaż Energii Elektrycznej Jacek Niewiadomski	88-100 Inowrocław, ul. Rejna 2	Wee
269	Alina Haras Stacja AUTO-GAZ	88-140 Gniewkowo, ul. Kątna 14	Opc
270	Henryk Piróg MAG-BENZ Stacja Paliw	88-190 Barcin, Barcin Wieś 1	Wee
271	FHU FROST Dariusz Kurkiewicz	88-200 Radziejów, Skibin 26A	Wee
272	„Enea” Piotr Usielski	90-416 Łódź, ul. 6-go Sierpnia 14	Opc
273	Jeziorski Michał „E-PROM”	91-039 Łódź, ul. Klonowa 8	Opc
274	KOMPACT Sp. z o.o.	91-042 Łódź, ul. Sierakowskiego 14 m. 7	Opc
275	ENTECH Sp. z o.o.	91-222 Łódź, ul. Szczecińska 48/58	Opc
276	Maria Wężyk „SOSENKA” BAR	91-604 Łódź, ul. Łodzianka 18	Opc
277	Anita Kaczmarek „DARS”	92-703 Łódź, ul. Brzezińska 239	Opc
278	FOREX SC Michał Koprowski, Krzysztof Klimczak, Bogusław Skorupa	93-368 Łódź, ul. Tuszyńska 60/64	Opc
279	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Transportowo-Usługowe „ADWA” Sp. z o.o.	93-704 Łódź, ul. Trzykrotki 14	Opc
280	Ewa Wadlewska „WADLEX” PPHU	94-025 Łódź, ul. Objazdowa 17	Opc
281	Paweł Paszewski PW Telenerg-Bis	94-056 Łódź, ul. Babickiego Józefa 12/70	Oee
282	Sylwester Sokół PPHU „SOKÓŁ”	95-015 Głowno, ul. Sikorskiego 3A	Opc
283	Agnieszka Kruk „AGMAR”	95-054 Ksawerów, Kolonia Wola Zaradzyńska, ul. Wschodnia 113	Opc
284	Jarosław Okruszek FPHU WIND	95-081 Dłutów, ul. Pabianicka 31	Wee

285	PPHU WIATROPOL SC Renata i Radosław Sałagaccy	95-200 Pabianice, ul. Słoneczna 38	Wee
286	Zakład Wodociągów i Kanalizacji WOD-KAN Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, Mokra Prawa 30	Wee
287	PPHU JOLANTA KRÓLAK	96-214 Cielądz, Cielądz 180	Opc
288	„PROPAN-BUTAN” Jadwiga Kamińska	96-330 Puszcza Mariańska, Marianów 6	Opc
289	„J & J” SC Krzysztof Jaśki, Tomasz Jaśki	97-306 Grabica, Kafar 3A	Opc
290	ENERGIA 3000 Sp. z o.o.	97-320 Wolbórz, ul. Modrzewskiego 78	Wee
291	Energia ML Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, Opiesin 60	Wee
292	Piotr Wojtaszczyk Stacja Auto – Gaz	98-235 Błaszki, ul. Przemysłowa 3	Opc
293	KOMPAN Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. Fabryczna 7a	Opc
294	„POLMAX” Sp. z o.o.	98-320 Osjaków, ul. Targowa 53	Opc
295	Miroslaw Ziemlicki PHU „MIR-GAZ”	99-220 Wartkowice, Sucha Góra 23	Opc
296	Jadwiga Rosiak Stacja Paliw Sklep Spożywczo-Przemysłowy	99-235 Pęczniew, Rudniki 53	Opc
297	Stacja Paliw Irena i Jerzy Wieteska Sp.j.	99-413 Chaśno, Goleńsko 72a	Wee
298	Morgan Stanley & Co. International PLC	E14 4QA Londyn, 25 Cabot Square, Canary Wharf	Oee

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 2007.06.05)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	BelOil-Bis Sp. z o.o.	00-701 Warszawa, ul. Czerniakowska 24/21
2	S.E.T. Energy Supply Sp. z o.o.	00-896 Warszawa, ul. Ogrodowa 28/30
3	MINI GAZ Anna Szymańska	01-259 Warszawa, ul. Studzienna 5/15
4	M & D ORION Sp. z o.o.	01-450 Warszawa, ul. Astronomów 3/412
5	PHU POLTRADE Przemysław Sajdakowski	01-476 Warszawa, ul. Kaliskiego 23/37
6	AB Invest Sp. z o.o.	02-042 Warszawa, ul. Mochackiego 17 lok. 56
7	Zespół Zarządców Nieruchomości WAM Sp. z o.o.	02-097 Warszawa, ul. Wolnej Wszechnicy 5
8	Sosnowiec Plaza Sp. z o.o.	02-511 Warszawa, ul. Belgijska 11/2
9	Iberdrola Energia Odnawialna Sp. z o.o.	02-626 Warszawa, Al. Niepodległości 69
10	PRAGMAT Sp. z o.o.	02-964 Warszawa, ul. Europejska 125
11	MR AUTO CENTRUM Sp.j. Maciej Wojtczuk, Robert Stefański	03-287 Warszawa, ul. Berensona 19 E
12	BCC OPTY Sp. z o.o.	04-965 Warszawa, ul. Złotej Jesieni 8
13	PHU BUD PLAZA Dariusz Dawicki	05-101 Nowy Dwór Mazowiecki, Suchocin 17A
14	PPHU „MONREX” Robert Szymański Usługi Transportowo-Spedycyjne	05-124 Skrzyszew, Krubin, ul. Nowodworska 26
15	„EGA” Marianna Gańko	05-250 Radzymin, Al. Jana Pawła II 30
16	„ARTUR” Regona Suchenek	05-280 Jadów, Nowinki 52
17	GASKA Igor Skoczek	05-430 Celestynów, ul. Osiecka 2
18	FH „TOP-GAS” SC D. Czasak, M. Nowak	05-500 Piaseczno, ul. Okulickiego b/n
19	PHU MITAR SC. Jan Michalczak, Paweł Michalczak	05-555 Tarczyn, ul. 1-go Maja 46
20	Obsługa i Naprawa Pojazdów Mechanicznych Krzysztof Mydlowski	05-622 Belsk Duży, ul. Skowronki 27
21	ETON Stacja Paliw Janusz Kwiecień, Krzysztof Ryś Sp. z o.o.	05-640 Mogielnica, ul. Przylesie 8
22	Sybil Maximus Sp. z o.o.	05-830 Nadarzyn, Wolica 114D
23	Ewa Chojnowska Stacja Paliw	06-231 Młynarze, Załęże Wielkie
24	Sztymelski Sebastian	06-300 Przasnysz, ul. Akacjowa 2/33
25	„RAF-CAR” AUTO NAPRAWA Jacek Zduniak	06-323 Jednoróżec, ul. Piastowska 35 A
26	Ewa Bronowska LUCO	06-400 Ciechanów, ul. Powstańców Wlkp. 13/72
27	TAD-POL Tadeusz Cichocki	06-445 Strzegowo, ul. Wyzwolenia 52
28	PHU Petropol Kamii Nowakowski	06-450 Głinojeck, Zygmunto 38
29	PPUH AS Anna Smolińska	06-500 Mława, ul. Janusza Korczaka 7
30	Zdzisław Szybor	06-550 Szreńsk, ul. Młyńska 3

31	T.B. PETROL Tomasz Kruczyński	08-110 Siedlce, ul. Nauczycielska 3
32	Galeria Fryzur Kosmetyka Solarium Alicja Olszewska	09-140 Raciąż, ul. Płocka 35
33	PHU „BART-CHEM” Sp. z o.o.	09-317 Lutocin, Swojecin 65
34	GRANDI Sp. z o.o.	09-400 Płock, Al. Piłsudskiego 28 lok. 6
35	Robert Majewski	09-402 Płock, ul. Kochanowskiego 33 m. 38
36	PHU „RENO-GAZ” Renata Ambroziak	09-450 Wyszogród, ul. Sienkiewicza 2
37	Stacja Paliw i Auto Myjnia	11-440 Reszel, ul. Bolesława Chrobrego 5 B
38	Firma Handlowo-Uslugowa W.B.W. Wiesława Bielicka	11-600 Węgorzewo, ul. Przemysłowa 5
39	Andrzej Firański FHU „DAFI”	13-324 Grodziczno, Grodziczno 37
40	Dariusz Kostecki PHU DARKO	14-100 Ostróda, ul. Garnizonowa 22/14
41	Zbigniew Pawłowski Firma Handlowo-Uslugowa TOK	14-200 Iława, ul. Suska 4
42	Wesołowska Irena Kantor Wymiany Walut	15-500 Braniewo, ul. Królewiecka 50
43	Bołkun Wacław Augustowski Zakład Gazownictwa Bezprzewodowego	16-300 Augustów, ul. Storczykowa 19
44	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-400 Olecko, ul. Składowa 7
45	PPHU ROL-BUD Jerzy Jaczyński	19-530 Szczuczyn, ul. Łomżyńska 25
46	PETRON Sp. z o.o.	20-447 Lublin, ul. Diamentowa 1
47	GAZ POLSKA Sp. z o.o.	21-050 Piaski, Kolonia Siedliszczki 5B
48	RESTA SC Renata Basaraba, Stanisław Basaraba	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Bohaterów 57A
49	Barbara Redzik	21-425 Huta-Dąbrowa, Huta-Dąbrowa 110
50	Agnieszka Kondracka Stacja LPG BARTEK	21-530 Piszczac, Ortel Królewski 1
51	Jan Kalita	22-400 Zamość, ul. Lwowska 29 m. 4
52	Marianna Bancercz, Rafał Bancercz, Magdalena Omiotek PHU PETRO-MART SC	23-100 Bychawa, ul. Sienkiewicza 88
53	Widz Artur	23-302 Godziszów, Zdziłowice Drugie 65
54	Rafał Rachuna Firma Handlowo-Uslugowa „ERGAZ”	25-205 Kielce, ul. Wojska Polskiego 222A
55	1-2-3 Sp. z o.o.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12
56	„MANTA” Sp. z o.o.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12
57	PPHU „KEM-MAT” Krzysztof Matla	25-510 Chlewiska, ul. Czachowskiego 73 A
58	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Końskich	26-200 Końskie, ul. Zielona 11
59	„AUTO-GAZ” Stacja Paliw Zbigniew Surosz	26-660 Jedlińsk, ul. Warszawska 1
60	Stacja Paliw AUTO-GAZ Waldemar Jaworski	26-670 Pionki, ul. Augustowska 1
61	„AUTO-GAZ” Zygmunt Kopania	27-100 Iłża, Krzyżanowice 174
62	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Mircu	27-220 Mirzec, ul. Majorat 11
63	AGA-MIR Mirosław Przepiórka	27-300 Lipsko, ul. Zwoleńska 10
64	M.B. BUS Mirosław Buszkiewicz	27-350 Sienno, Olechów Stary 14
65	Miejskie Wodociągi i Kanalizacja Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Sienkiewicza 91
66	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ABM-GAZ” SC Mozal Barbara, Mozal Łukasz	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Waryńskiego 53
67	Marek Warelis „GAZ – MAR”	27-440 Ćmielów, Łysowody 7
68	Jerzy Janeczko „EKO GAZ” Detaliczna Sprzedaż Paliw	27-530 Ożarów, ul. Jarzębinowa 10
69	Zbigniew Puka	27-600 Sandomierz, ul. Trzeźniowska 11
70	WW Sp. z o.o.	28-100 Busko-Zdrój, ul. Partyzantów 1
71	Kostrzewa Zbigniew Firma Handlowo-Uslugowa „PSN – ENERGY”	28-300 Jędrzejów, ul. Reymonta 22
72	STACJA PALIW SC Andrzej Filosek, Barbara Filosek	28-425 Złota, Złota 221
73	Ryszard Cham Handel Węglem Transport Towarowy	28-506 Czarnocin, Swoszowice 23
74	SALLUM Sp. z o.o.	30-049 Kraków, ul. Chopina 22/1
75	ET-ON Sp. z o.o.	30-243 Kraków, ul. Księcia Józefa 337 C
76	ENION POWER Sp. z o.o.	30-960 Kraków, Dajwór 27
77	km petro	31-236 Kraków, Al. 29-Listopada 162
78	MARGA Sp. z o.o.	31-564 Kraków, Al. Pokoju 78
79	Kominus Sp. z o.o.	32-015 Kłaj, Łęzkowice 112
80	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe Duet B Krzysztof Baran	32-020 Wieliczka, Os. Szymanowskiego 7/12
81	Zakład Handlowo-Uslugowo-Transportowy ARTGAZ Bożena Nogiec	32-087 Zielonki, Garlica Duchowna 24
82	Stacja Tankowania Gazem Płynnym Kiszka Piotr	32-440 Sułkowice, ul. Sportowa 85
83	ARTPOL Wacław Zoń	32-590 Libiąż, ul. Chrzanowska 14
84	SOLVENT WISTOL SA	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1
85	ITG Polska Sp. z o.o.	32-864 Gnojnik, ul. Biesiadki 82
86	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4
87	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7
88	Przedsiębiorstwo Transportu Kolejowego „KOLTAR” Sp. z o.o.	33-101 Tarnów, ul. Kwiatkowskiego 8

89	Stacja Paliw Płynnych Jan Bury	34-205 Stryszawa, Stryszawa 329
90	TRANS TRADE ŻYWIEC Sp. z o.o.	34-400 Żywiec, ul. Browarowa 90
91	Firma SPV Prusak Jan	36-042 Lubenia, Siedliska 439
92	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe KAM SC Antoni Majcher, Krzysztof Majcher, Stanisław Kołcz	37-200 Przeworsk, ul. Wiśniowa 5a
93	MAX-AUTO Pokwapisz Sławomir	37-470 Zaklików, Zdziechowice Drugie 170
94	Stacja Paliw „PAMAR” Mastaj Paweł	38-223 Osiek Jasielski, Osiek Jasielski 153
95	Stacja Paliw SC 3 x K Kornecki Jerzy, Kornecka Kazimiera	38-535 Tyrawa Wołoska
96	Firma Usługowa BŁYSK Sp. z o.o. Zakład Pracy Chronionej	39-200 Dębica, ul. Gawrzyłowska 37
97	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Szypowskiego 1
98	Aleksander Karwański PPHU „O.K.”	40-036 Katowice, ul. Ligonja 30/2
99	CENTROZAP SA	40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29
100	A&M SC Michał Przekwas, Andrzej Okuński	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Mickiewicza 34/37
101	OIL SYSTEM Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Hajducka 15
102	Halina Kądziołka Usługi Transportowe – Handel	41-700 Ruda Śląska, ul. Ciołkowskiego 1
103	„EUROSPED” Karol Matura, Wojciech Hareża Sp.j.	41-902 Bytom, ul. Dworska 6
104	Krzysztof Ptak i Wspólnicy Sp.j. POL-PTAK	42-110 Popów, Popów – Parcela 3
105	„PKS Diagnostyka i S.O.” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Legionów 59
106	Ratyna Kazimierz Usługi Przewozowo-Handlowe	42-260 Kamienica Polska, Rudniki Wielkie, ul. Modrzewiowa
107	Mirosława Pokrzepa Firma Usługowo-Handlowa „MIRGAS”	42-300 Myszków, ul. Powstania Styczniowego 2
108	Agnieszka Okularczyk Firma Usługowo-Handlowa „Sigma”	42-605 Tarnowskie Góry, ul. J. Korola 14
109	FHU „R.A.S.” Robert Sikora	43-100 Tychy, ul. Dmowskiego 8/306
110	Benek Leszek FORGAZ	43-100 Tychy, ul. Strzelecka 69
111	Bibianna i Grzegorz Pojda	43-245 Studzionka, ul. Powstańców 51
112	Janusz Kosica Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. 3 Maja 25
113	Zakład Usługowo-Handlowy Bogdan Burian	43-384 Jaworze, ul. Cyprysowa
114	Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o.	43-400 Cieszyn, ul. Mostowa 2
115	Mirosław Marzoll Transport Towarowy Eksport – Import „MARZOLL”	43-400 Cieszyn, ul. Sienkiewicza 4
116	Dudek Zenon PHU „STETON”	43-430 Skoczów (Ochaby Małe), ul. Dębowiecka 26
117	ELBAS – POSTOŁÓW Sp. z o.o.	43-438 Brenna, ul. Wyzwolenia 1b
118	Rafał Grzywa GRAMEX	43-600 Jaworzno, ul. Rzemieśnicza 16
119	Rybnik Plaza Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Raciborska 16
120	TEDEX PRODUCTION Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Pszczyńska 88
121	Zakład Produkcji Ciepła „ZORY” Sp. z o.o.	44-245 Żory, ul. Węglowa 11
122	TRANSGAS-POL Sp. z o.o.	44-251 Rybnik, ul. Kłokocińska 51
123	MAGNUS Sp. z o.o.	45-231 Opole, ul. Oleska 133
124	„PETRO-KĘDZIERZYN” Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn-Koźle, ul. Szkolna 15
125	KLF Sp. z o.o.	47-280 Pawłowiczki, ul. Wyzwolenia 1
126	Franciszek Solich Zakład Usługowo-Handlowy	47-460 Chałupki, ul. Raciborska
127	Tomasz Frydel TEKSAKO	48-280 Pawłowiczki, ul. Wyzwolenia 1
128	„WRZOS” Wojciech Kijak	48-300 Nysa, ul. Wyspiańskiego 1
129	„ROL-TANK” Marta Janas	48-314 Pakosławice, Pakosławice 53 A
130	Piotr Frydel „PMP”	49-100 Niemodlin, ul. 700-lecia Niemodlina 9/5
131	PPHU GAZ-ON Bombik Andrzej	49-318 Skarbimierz, Pawłów
132	Grzegorz Szymczyk, Romana Szymczyk Stacja Paliw Leśniczówka 1	49-340 Lewin Brzeski, Leśniczówka 1
133	ECO2 Sp. z o.o.	50-512 Wrocław, ul. Tarnogajska 18
134	PPHU MARCON Marcoń Bartłomiej	51-168 Wrocław, ul. Sołtysowicka 26
135	Wratislavia – Bio Sp. z o.o.	51-501 Wrocław, ul. Monopolowa 4
136	EnergiaPro Gigaterm Sp. z o.o.	53-314 Wrocław, Plac Powstańców Śląskich 20
137	TRANSPETROL Tomasz Kozłowski	53-609 Wrocław, ul. Wagonowa 34
138	„EKOPAL-WROCLAW” Sp. z o.o.	54-130 Wrocław, ul. Bulwar Ikara 14/14
139	PPHU FENIX Mieczysław Wesółowski	54-220 Wrocław, ul. Bobrza 30/3
140	Irga Robert Usługi Transportowe	55-010 Święta Katarzyna, Radwanice, ul. Wąska 9/2
141	Wojtasik Dorota CENTRUM GAZ	55-040 Kobierzyce, Bielany Wrocławskie, ul. Tyniecka 4
142	Majcher Barbara Firma Handlowo-Usługowo-Transportowa „EKO”	55-106 Zawonia, ul. Wrzosowa 12
143	„MALIA” Sp. z o.o.	55-300 Środa Śląska, ul. Rakoszycka 2
144	„TOMS” Sp. z o.o.	59-540 Świerzawa, ul. Parkowa 6
145	PHU „TOP-GAZ” Paweł Bielak	59-800 Lubań, ul. Boczna 15
146	PETRO-WIGOR Sp. z o.o.	60-453 Poznań, ul. Sianowska 126

147	COGEN Sp. z o.o.	60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11
148	ENEA SA	60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11
149	ENEA Operator Sp. z o.o.	61-108 Poznań, ul. Panny Marii 2
150	ENERGO UTECH DEVELOPMENT Sp. z o.o.	61-418 Poznań, ul. Pietrusińskiego 4/6
151	„EXPOBAU” Sp. z o.o.	62-007 Biskupice Wlkp., ul. Mieszka I nr 10
152	Technologie Gazowe PIECOBIOGAZ Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo k/Poznania, ul. Skórzewska 35
153	Janina Bilicka BI-GAZ	62-200 Gniezno, ul. Poznańska 104
154	Przemysław Kopydłowski Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe „PRZEMKO”	62-290 Mieścisko, ul. Kościuszki 3
155	Tadeusz Neczyński PW YATA	62-510 Konin, ul. Wyzwolenia 4/43
156	Wiesław Fita „ATIF”	63-600 Kępno, ul. Wiosny Ludów 5/22
157	Dariusz Jerzyk EKO-PLUS	63-640 Bralin, ul. Kępińska 57
158	Ryszard Jan Górecki Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „GORTEX”	63-645 Łęka Opatowska, ul. Kościelna 7
159	Firma Handlowa Dorota Korsun	64-200 Wolsztyn, ul. Adama Asnyka 16
160	Przemęcka Spółdzielnia „SAMOPOMOC”	64-234 Przemęt, Błotnica, ul. Spółdzielcza 4
161	Grzegorz Puk Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe	64-423 Lubosz, Niemierzewo 23
162	HOCHLAND POLSKA Sp. z o.o.	64-530 Kaźmierz, ul. Okrężna 2
163	Kinga Monika Bartol-Warguła Firma Wielobranżowa	64-600 Oborniki, ul. Armii Krajowej 15/13
164	M-OIL Sp. z o.o.	64-915 Jastrowie, ul. Roosevelta 8
165	BBS POLSKA Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Kombatantów 34/210
166	USA AUTO SEVILLE Krzysztof Oziembłowski	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Koniawska 12
167	EKO-MEW Reszka, Błatkiewicz i Mieszko SC	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Wełniany Rynek 1/15
168	F.P.E. Sp. z o.o.	67-100 Nowa Sól, ul. Zielonogórska 85
169	Ryszard Pięta Stacja Paliw	67-124 Nowe Miasteczko, ul. T. Kościuszki 35
170	Firma Handlowo-Ustugowa FENIKS Ernest Klimek	70-100 Szczecin, ul. H. Dąbrowskiego 38
171	LEVEL Maria Paryska	71-069 Szczecin, ul. Europejska 17
172	Restauracja Bar OKTAN BP Serwis Marian Pastuszek	72-001 Kołbaskowo
173	PALSECUS Trading Sp. z o.o.	72-105 Kliniska Wielkie Pucice, ul. Wiejska 13 d
174	„An-Mon” Monika Pydych	72-200 Nowogard, ul. Krótka 5
175	ARGUS SC Andrzej Rączka, Grzegorz Usidus	75-007 Koszalin, ul. Rynek Staromiejski 1 m. 2
176	AUTO RAJCA Sp.j.	75-216 Koszalin, ul. Przemysłowa 1A
177	Wojciech Stanisławski Gospodarstwo Uprawy Grzybów Shitake	76-010 Polanów, ul. Sławieńska 7
178	PPHU ESTRY-METYLOWE Sp. z o.o.	76-251 Kobylnica, ul. Słupska 25
179	Firma ExPro Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Ustugowo-Transportowe	77-207 Piaszczyzna, Piaszczyzna 10
180	Paweł Żak Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe „PETROL”	77-430 Krajenka, ul. Witosa 36
181	„Pb” Dariusz Stegienta	78-111 Ustronie Morskie, ul. Targowa 2
182	Usługi Ogólnobudowlane i Transportowe Mirosława Derlecka	80-180 Gdańsk, ul. Częstochowska 28/5
183	PETROPOL Sp. z o.o.	80-319 Gdańsk, ul. Derdowskiego 19 A
184	Przedsiębiorstwo COMAL Sp. z o.o.	80-342 Gdańsk, ul. Bałtycka 5
185	Grupa Lotos SA	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135
186	B&B Trading Sp. z o.o.	80-750 Gdańsk, ul. Stągiewna 11
187	ENERGA-OBROT SA	80-870 Gdańsk, ul. Mikołaja Reja 29
188	GTS Sp. z o.o.	81-127 Gdynia, ul. Kwiatkowskiego 60
189	Biopaliwa SA	82-200 Malbork, ul. Daleka 110
190	Sławomir Najda KACPER	82-400 Sztum, Sztumskie Pole, ul. Sienkiewicza 60
191	GAZ-DOM Henryk Ośko	82-400 Sztum, ul. Ogrodowa 3
192	Destylarnia Sobieski SA	83-200 Starogard Gdański, ul. Skarszewska 1
193	Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe MITA Arkadiusz Fiuk	84-300 Lębork-Mosty, ul. Witosa 42
194	Do-Wat Sp.j. W., A., D. Drzewieccy	85-079 Bydgoszcz, ul. Kościuszki 27
195	Elektrownie Wiatrowe – ZU-AN Sp. z o.o.	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154
196	„VERA” Sp. z o.o.	86-011 Wtelno, ul. Morzewiec 1
197	Quality Sp. z o.o.	86-070 Dąbrowa Chełmińska, Gzin 11
198	Maciej Krupiński Firma Handlowo-Ustugowa „Gaz-Tor”	87-122 Grębocin, Rogówko 31
199	ELEKTRO-GAW SC Mirosław Gawłowski, Ewelina Gawłowska, Robert Gawłowski	87-840 Lubień Kujawski, Wola Olszowa 7
200	Agnieszka Kandarian PHU Petrokan	87-875 Topólka, Sadłóg 15
201	Maks-Wiatr Alicja Spychalska	87-880 Brześć Kujawski, Pikutkowo 12
202	Przedsiębiorstwo Usługowe SKŁAD SC	88-170 Pakość, Kościelec 94
203	Kopalnia Żwiru i Piasku SC Emanuel i Daniel Kowalczyk	88-170 Pakość, Radłowo 65

204	Rolnicza Spółdzielnia Produkcyjna „ROZKWIT”	88-400 Żnin, Dobrylewo
205	Zbigniew Nowecki Firma Handlowa „OLL-MAX”	89-110 Sadki, Radzicz 38A
206	Romuald Cemel PPHU	89-310 Łobzenica, Dzwierszno Wielkie 51
207	„SEMI SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ I WSPÓLNICY” Sp.j.	90-216 Łódź, ul. Rewolucji 1905 r. nr 59A
208	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „TIMEX” SC Zbigniew Wiewióra, Teresa Wiewióra	95-040 Koluszki, ul. Polna 33
209	Małgorzata Depta Handel Detaliczny Paliwami	95-050 Konstantynów Łódzki, ul. Łódzka 73
210	FULL GAZ BIS D. Łyżwa, J. Wadlewski Sp.j.	95-050 Konstantynów, ul. Narutowicza 13
211	Stanisław Wójcik PH ELSTAN	96-315 Wiskitki, Pl. Wolności 29
212	Janusz Cechmistrz Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe CEMAR	96-512 Młodzieszyn, Justynów 23
213	AS ELIOT Sp.j. Jacek Skrok, Elżbieta Kalman	96-515 Teresin, ul. Granice 12A
214	Sylwia Olejnik PHU „NORIM”	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Zawadzka 78/94
215	Dariusz Gryz „DARGAZ”	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Jasna 6 m. 4
216	Zbigniew Gąsior „Dystrybucja Gazu”	97-306 Grabica, Kamocin 44A
217	STACJA PALIW MOSZCZENICA SC Bogdan Kaźmierczak, Marcin Bielewicz, Filip Bielewicz	97-310 Moszczenica, ul. Piotrkowska 69
218	Elektrownia Wodna Kamieński Sp. z o.o.	97-360 Kamieński, ul. Wieluńska 50 lok. 25
219	Michał Stępień „REDGAZ”	97-420 Szczerców, ul. Piłsudskiego 90
220	Ireneusz Witczak Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	98-220 Warta, Rożdżały 2
221	Andrzej Włodarczyk PPHU IMPORT-EKSPORT	98-300 Wieluń, Gaszyn, ul. Źródłana 24
222	Rygielski Krzysztof Gospodarstwo Rolne – Gorzelnia Rolnicza	99-140 Świnice Warckie, Parski 39
223	Arkadiusz Uciński FHU „AROL”	99-140 Świnice Warckie, Wola Świniecka 20
224	Mirosław Ziemiński PHU „MIR-GAZ”	99-220 Wartkowice, Sucha Góra 23

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 2007.06.04)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA	00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 59a	2007.02.07	Wee	zmiana warunków koncesji na podst. art. 155 KPA
2	Wojciech Kondracki Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe INKLUZ	18-400 Łomża, Al. Piłsudskiego 58	2007.02.07	Wcc, Pcc	ZPiZPD, zmiana siedziby
3	Energia Praszka Sp. z o.o.	46-320 Praszka, Plac Grunwaldzki 13	2007.02.07	Pcc	modernizacja sieci poprzez wydzielenie sieci i przyłączenie do nowego źródła op. gazem
4	AVRIO MEDIA Sp. z o.o.	61-248 Poznań, ul. Dziadoszańska 10	2007.02.07	Dpg	zmiana siedziby, przedłużenie promesy koncesji, zmiana na podst. art. 155 KPA
5	FPHU REZOS	34-730 Mszana Dolna, ul. Ogrodowa 11B	2007.02.07 2007.04.17	Opc Opc	zmiana nazwy oraz siedziby; zmiana warunku 2.2.2. koncesji
6	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	17-200 Hajnówka, ul. Łowcza 4	2007.02.08	Wcc, Pcc, Occ	przedłużenie okresu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych
7	Firma Handlowo-Usługowa BARTON	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Astronomów 13/5	2007.02.08	Opc	zmiana nazwy
8	SAJT DEVELOPMENT Sp. z o.o.	41-219 Sosnowiec, ul. Braci Mieroszewskich 124	2007.02.08	Dee	ZPiZPD
9	INFRATECH Sp. z o.o. Spółka komandytowa	86-200 Chelmno, ul. 3 Maja 3-4	2007.02.09	Wcc; Pcc	zmiana nazwy oraz zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł ciepła, zmiana paliwa; zmiana nazwy

10	AKWAWIT-BRASCO SA	64-100 Leszno, ul. Święciechowska 2	2007.02.12 2007.05.14	Wcc Wcc	zmiana koncesjonariusza; zmiana nazwy
11	Towarzystwo Inwestycyjne Elektrownia-Wschód SA	20-112 Lublin, ul. Złota 2	2007.02.13	Pee, Oee	zmiana siedziby
12	Wielkopolska Wytwórnia Żywności PROFI SA	63-520 Grabów n/Prosną, ul. Kolejowa 3	2007.02.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu
13	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-200 Jarocin, ul. Kasprzaka 1a	2007.02.14	Wcc	-
14	Zakład Usługowy Stolarski – Józef Ormaniec	57-410 Ścinawka Średnia, Ścinawka Dolna 145	2007.02.14	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
15	Trans Południe Sp. z o.o.	39-200 Dębica, Podgrodzie 8B	2007.02.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
16	Dariusz Kowalczyk, Dorota Kowalczyk PW WIND-STAL SC	62-613 Osiek Mały, ul. Kolska 21	2007.02.14 2007.03.21	Wee Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; postano- wienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
17	Federal-Mogul Gorzyce	39-432 Gorzyce, ul. Odlewników 52	2007.02.15	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej, REGON na NIP i KRS
18	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6 C	2007.02.15 2007.03.02	Wee Wcc	ZPiZPD
19	Centrum Paliw i Rozpuszczalników Sp. z o.o.	62-300 Września, Ślomo 1 b	2007.02.15 2007.05.14	Opc Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
20	G.EN. GAZ ENERGIA SA	60-650 Poznań, ul. Obornicka 235	2007.02.15 2007.02.22	Wcc Sgz	zmiana rodzaju paliwa; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
21	A & W Sp. z o.o.	40-065 Katowice, ul. Mikołowska 100a/606	2007.02.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
22	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. we Wronkach	64-510 Wronki, ul. Ratuszowa 3	2007.02.16	Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana nazwy, zmiana warunków prowadzenia działalności
23	JASCHEM Zakład Petrochemiczno-Rafineryjny Jasło Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	2007.02.16	Wpc, Mpc, Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
24	ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Składowa 13	2007.02.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
25	TANK-PARK SC Stacja Paliw, Zbigniew Pyclik, Stanisław Nikiel	43-374 Buczkowice, ul. Bielska 1140	2007.02.16	Opc	zmiana numerów w ewidencji działalności gospodarczej oraz wygaśnięcie koncesji w odniesieniu do Zdzisława Szalbot
26	Elektrownia Wodna i Wiatrowa SC A. Kubiak, J. Kubiak, A. Wysocka, B. Kryszak	88-190 Barcin, ul. Św. Wojciecha 13	2007.02.16	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
27	Teresa Bojarska Stacja Paliw Stronie Śląskie	57-550 Stronie Śląskie, ul. Polna 12	2007.02.16	Opc	zmiana warunków prowadzenia działalności
28	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	86-105 Świecie n/W, ul. Ciepła 9	2007.02.19	Wcc, Pcc	zwiększenie ilości eksploatowanych sieci ciepłowniczych
29	Państwowe Przedsiębiorstwo Użyteczności Publicznej Poczta Polska	00-940 Warszawa, Plac Małachowskiego 2	2007.02.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana jednostek organizacyjnych
30	PPUH Hanna Możdżonek	05-300 Mińsk Mazowiecki, Maliszewo, ul. Sosnowa 11	2007.02.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu oraz REGON na NIP
31	FH-U PAPI SERVICE Bartłomiej Dyka & Andrzej Bachleda-Curuś Sp.j.	34-520 Poronin, ul. Kasprowicza 28	2007.02.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP

KONCESJE

ZMIANY W WARUNKACH KONCESJI

32	Monika Piekarczyk-Lukassek PHH LUKASSEK IMP – EXP	65-954 Zielona Góra, ul. Keramzytowa 36	2007.02.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
33	Łódzki Zakład Usług Komunalnych (Miasto Łódź)	94-102 Łódź, Nowe Sady 19	2007.02.20	Wcc	ZPIZPD
34	Stacja Paliw Stanisława Walkiewicz, Adam Misilo SC	37-204 Tryńcza, Gorzyce 102	2007.02.20	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
35	Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Otolińska 21	2007.02.20	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
36	SOLVENT WISTOL SA	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1	2007.02.20	Mpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
37	Jarosław Kucharski, Katarzyna Kucharska-Orczyk PPHU KUCHARSCY Sp.j.	27-230 Brody, Lubienia, ul. Iłżecka 5	2007.02.20	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
38	A. Stankowska, J. Czopik KRAK-OIL Sp.j.	31-564 Kraków, Al. Pokoju 81	2007.02.20	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
39	POENERGIA SA	00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87	2007.02.22 2007.05.18	Dee Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
40	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	34-400 Nowy Targ, ul. Długa 21	2007.02.23	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
41	Spółdzielnia Mieszkaniowa ZAZAMCZE	87-800 Włocławek, ul. Hutnicza 20	2007.02.23	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, wprowadzenie numeru NIP i KRS, zmiana warunków prowadzenia działalności
42	ARC-GAS Sp. z o.o.	27-300 Lipsko, ul. Spacerowa 14A	2007.02.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
43	GWARANT GRUPA KAPITAŁOWA Sp. z o.o.	40-065 Katowice, ul. Fabryczna 15	2007.02.23	Opc Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby, REGON na NIP
44	Katarzyna Szaferska, Marcin Matuszewski TANKBUS III SC	62-310 Pyzdry, ul. Wrzesińska 29	2007.02.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
45	Spółdzielnia PHU WIATRAK Włoszakowice	64-140 Włoszakowice, ul. Karola Kurpińskiego 33	2007.02.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
46	Partnerska Stacja Paliw Shell T. Załęski	10-801 Olsztyn, ul. Sielska 45 A	2007.02.23	Opc	zmiana nazwy
47	Krystyna i Tomasz Staniszewscy KATEES	05-084 Leszno, ul. Warszawska 36a	2007.02.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
48	PAL Pacewicz, Antoniuk Sp.j.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Wawrzyniaka 64	2007.02.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
49	NITROERG SA	43-150 Bieruń, ul. Chemików 133	2007.02.27	Dee, Oee	zmiana podmiotu poprzez połączenie ZTS ERG-Bieruń SA z NITRO ERG SA i utworzenie nowego podmiotu NITROERG SA
50	PKS Sp. z o.o.	26-900 Kozienice, ul. Warszawska 59	2007.02.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
51	Janusz Lucjan Filipkowski, Krzysztof Chojnowski, Jarosław Chojnowski Dystrybucja Gazu PROPAN-BUTAN SC	19-203 Grajewo, ul. Wiórowa 18	2007.02.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy

52	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Powstańców Śląskich 54	2007.02.27	Occ	sprzedaż ciepła z własnego źródła ciepła, po połączeniu z wytwórcą Przedsiębiorstwem ENMA Sp. z o.o.
53	W. Kędzia, K. Szrejter Amrax Sp.j.	09-113 Łódź, ul. Romualda Traugutta 25	2007.02.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, adresu
54	Zakład Energetyki Ciepłej Tczew Sp. z o.o.	83-100 Tczew, ul. Rokicka 16	2007.02.28	Wcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy ciepłej
55	TERCHARPOL Sp. z o.o.	41-103 Siemianowice Śląskie, ul. Bytomska 39	2007.03.01	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
56	EDEN PLUS M. Zachwieja, P. Zachwieja Sp.j.	64-100 Leszno, ul. Obrońców Lwowa 18	2007.03.02	Opc	ZPIZPD, zmiana NIP
57	Kowalczyk Andrzej PHU Merkury Kopalnia Surowców Mineralnych WOJDAL	88-170 Pakość, Radłowo 65	2007.03.02	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
58	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	45-158 Opole, ul. Harcerska 15	2007.03.05	Wcc Pcc	zmiana mocy zainstalowanej 4,9 MW; nowa sieć
59	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	27-500 Opatów, ul. Partyzantów 42	2007.03.05	Wcc	ZPIZPD
60	Zakład Usług Komunalnych	63-900 Rawicz, ul. Winiary 4 b	2007.03.06	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji
61	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	61-859 Poznań, ul. Grobla 15	2007.03.06	Dpg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
62	JANEX Firma Handlowa Jan Busse	59-300 Lubin, ul. Parkowa 55/7	2007.03.06	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
63	VATTENFALL TRADING SERVICES Sp. z o.o.	00-121 Warszawa, ul. Sienna 39	2007.03.06	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
64	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-100 Gryfino, ul. Targowa 16	2007.03.07	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności, zmiana warunków koncesji
65	Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE	28-100 Busko Zdrój, ul. Kilińskiego 41	2007.03.07	Wcc	ZPIZPD
66	Elektrownia Połaniec SA – Grupa Electrabel Polska	28-230 Połaniec, Zawada 26	2007.03.07 2007.03.15 2007.06.01	Wee, Oee Wcc, Pcc Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; zmiana nazwy; decyzja na podst. art. 155 KPA, przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana pkt 2 na str. 2
67	ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	83-010 Straszyn, ul. Hoffmanna 5	2007.03.07	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
68	Janusz Marulski Stacja Paliw JANKO	87-320 Górzno, ul. Floriana	2007.03.07	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
69	PHU ENERGIA Jarosław Socha	26-085 Miedziana Góra, Ćmińsk Rządowy – Świątek 20	2007.03.07	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
70	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	85-315 Bydgoszcz, ul. Ks. J. Schulza 5	2007.03.08	Wcc, Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności
71	Dalkia Łódź SA	90-972 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	2007.03.08	Wee	ZPIZPD
72	Zakład Zagospodarowania Odpadów	61-827 Poznań, ul. Marcinkowskiego 11	2007.03.08	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
73	Grupa Lotos SA	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	2007.03.12	Mpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
74	„POL-DAW” MAŃCZAK Sp.j.	89-061 Olimpin, ul. Nasypowa 2d	2007.03.12	Opc	zmiana siedziby
75	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Słupca)	62-400 Słupca, ul. Kilińskiego 37b	2007.03.13	Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności, wprowadzenie NIP

76	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-300 Myślubórz, ul. Lipowa 13	2007.03.13 2007.03.28 2007.04.23	Wcc, Pcc; Wcc Wcc	zmiana mocy zainstalowanej, przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności, decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
77	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Turku SA	62-700 Turek, ul. W. Milewskiego 9	2007.03.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
78	Spółdzielnia Kótek Rolniczych	78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Starogrodzka 33	2007.03.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
79	CAZET KAMPINOS Zakład Chemii Budowlanej Z. Zapadka, C. Zapadka Sp.j.	05-085 Kampinos, Łazy 53	2007.03.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
80	POH TOMEX J. Majewski, R. Skwarek, Z. Mateja Sp.j.	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Rolnicza 10	2007.03.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
81	STAMAD Ireneusz Robert Madej STAMAD	72-410 Golczewo, Kretlewo 4 B	2007.03.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
82	EURO-CONSIGNMENT Sp. z o.o.	70-405 Szczecin, ul. Struga 42 lok. 212	2007.03.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
83	Mała Elektrownia Wodna Sp. z o.o.	10-764 Olsztyn, ul. Tęczowa 13	2007.03.13	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
84	Szचेcińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	71-533 Szczecin, ul. Dembowskiego 6	2007.03.14	Wcc	ZPIZPD
85	Przedsiębiorstwo PROMAX Sp.j. Zofia Fórmanek-Okrój, Wiesław Okrój	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Wolności 19	2007.03.14	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
86	Daniel Dudziński „DUDIPETRO”	60-774 Poznań, ul. Śniadeckich 4/5	2007.03.14	Opc	zmiana siedziby
87	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Wągrowcu Sp. z o.o.	62-100 Wągrowiec, ul. Jeżyka 52	2007.03.15	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności, wprowadzenie KRS i NIP
88	UNEX Sp. z o.o.	20-869 Lublin, ul. Beskidzka 51A	2007.03.15	Opc	zmiana siedziby
89	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	22-500 Biała Podlaska, ul. Pokoju 26	2007.03.16	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji
90	MVV EPS Polska SA	02-954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10	2007.03.16	Wcc, Pcc	zmiana zakresu prowadzonej działalności
91	Kapituła Katedralna Pelplińska	83-130 Pelplin, ul. Biskupa Dominika 11	2007.03.16	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
92	Elżbieta Lipka Niepubliczny Zakład Usług Pielęgniarskich EL-MED. Ślusarstwo Usługowo-Produkcyjne	42-230 Koniecpol, Radoszewnica, ul. Koniecpolska 90	2007.03.16	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
93	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-400 Golub – Dobrzyń, ul. Szosa Rypińska 44	2007.03.19	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności, wprowadzenie NIP i KRS
94	ANWIM SA	01-237 Warszawa, ul. Ordoña	2007.03.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu
95	MDSA Sp. z o.o.	00-071 Warszawa, ul. Krakowskie Przedmieście 47/51	2007.03.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu oraz oznaczenia przedsiębiorcy
96	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	77-100 Bytów, ul. Przemysłowa 5	2007.03.20	Wcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy cieplnej
97	Tomasz Wyrostek Automan Przedsiębiorstwo Prywatne	24-200 Bełżyce, Wronów 17	2007.03.20	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu

98	ESPPOL Sp. z o.o.	01-237 Warszawa, ul. Ordona 1 a	2007.03.20	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
99	Zdzisław Iwaniuk WART-GAZ	91-496 Łódź, ul. Nastrojowa 45 m. 4	2007.03.21	Opc	zmiana siedziby
100	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Konin Sp. z o.o.	62-510 Konin, ul. Gajowa 1	2007.03.22	Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji, wprowadzenie nowych warunków prowadzenia działalności
101	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	2007.03.22	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, wprowadzenie nowych warunków prowadzenia działalności
102	PRZYSTAŃ SC Andrzej Żbik, Barbara Żbik	98-313 Konopnica, Rychlocice 137	2007.03.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
103	Waldemar Wetoszka, Sławomir Górny Stacja Paliw ORZEŁ Wetoszka-Górny SC	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Biała 31	2007.03.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
104	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Miodowa 1	2007.03.26	Wcc, Pcc	ZPiZPD
105	Grzegorz Osiowski FHU TANK-SYSTEM	33-300 Nowy Sącz, ul. Barbackiego 141	2007.03.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
106	BEN – GAZ J.K. Janiga Sp.j.	59-225 Chojnow, Stacja Paliw	2007.03.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
107	Andrzej Bieńkowski PW BEGAZ	06-300 Przasnysz, ul. Piłsudskiego 100	2007.03.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 2.1.2 na str. 2
108	EUROWIND POLAND Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Grunwaldzka 212	2007.03.27	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana ważności promesy
109	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. (Miasto Chodzież)	64-800 Chodzież, ul. Paderewskiego 2	2007.03.27	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, wprowadzenie nowych warunków prowadzenia działalności
110	KRI SA	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo, ul. Serdeczna 8	2007.03.28	Dpg, Opg, Ogz	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
111	PHU CZE-KOL SC Celina Zawisza, Jan Jaźluk	49-200 Grodków, Kolnica 106a	2007.03.28	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
112	Jan Kaźmierczak	97-438 Rusiec, Kuźnica 1	2007.03.28	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
113	Zakład Usług Transportowych Nowiński Wiesław	08-111 Krzesk, Tęczki 42	2007.03.28	Opc	-
114	Zespół Elektrowni Wodnych Dychów SA	66-627 Bobrowice, Dychów 6A	2007.03.29	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
115	Zdzisław Nadworny PPUH NAD-GAZ	87-220 Radzyń Chełmiński, Radzyń-Wybudowanie 40	2007.03.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
116	Janusz Wojciechowski HAL-GAZ PHU	95-100 Zgierz, ul. Boya- Żeleńskiego 35a m. 4	2007.03.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
117	MAST SC Maria Gawel, Małgorzata Gawel-Subroweit	32-340 Wolbrom, ul. Szosa Okulska 11	2007.03.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
118	IYI OIL Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, Al. Grunwaldzka 2B3 lok. C	2007.03.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu

119	FORTUM Wrocław SA	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	2007.03.30	Wcc	zwiększenie mocy zainstalowanej o 2,754 MW
120	Stacja Paliw Andrzej Gorwa, Marian Majsnerowski Sp.j.	63-820 Piaski, ul. Warszawska 63	2007.03.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
121	Laborex Sp. z o.o.	35-105 Rzeszów, ul. Przemysłowa 13	2007.03.30	Wpc, Mpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, wykreślenie w całości pkt 1 na str. 2
122	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Szczecińska 41A	2007.03.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
123	Farma Wiatrowa ŁEBCZ Sp. z o.o.	60-324 Poznań, ul. Marcelesińska 90	2007.03.30	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
124	OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	2007.04.02	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, ZPiZPD
125	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Kościuszki 5	2007.04.02	Wcc	ZPiZPD
126	PHU Krzysztof Maluśki	64-000 Kościan, ul. Poznańska 73	2007.04.02	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
127	„L.F.P.” Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, ul. Rybickiego 12	2007.04.02	Opc	zmiana siedziby
128	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV SA	55-011 Siechnice, ul. Polna 12	2007.04.03	Dee, Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
129	Elektrociepłownia Białystok SA	15-124 Białystok, ul. Gen. Władysława Andersa 3	2007.04.03	Pcc	ZPiZPD
130	Fabryka Maszyn Rolniczych PILMET SA	54-156 Wrocław, ul. Metalowców 25	2007.04.03	Pee, Oee	zbycie majątku elektroenergetycznego, zaprzestanie działalności w zakresie Oee
131	PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYCZNE Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Węgierska 144a	2007.04.03	Dee, Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP
132	AGO – TRANS Sp. z o.o.	39-200 Dębica, ul. Transportowców 5	2007.04.03	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
133	Spółdzielnia Usług Drogowo-Rolniczych	37-306 Grodzisko Dolne 125 C	2007.04.03	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
134	GIS CZ. SAGAN Sp. z o.o.	21-100 Lubartów, Kolonja Łucka 145	2007.04.03	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia nazwy spółki
135	PPUH „EMPORIUM”	24-200 Bełżyce, ul. Bychawska 5/3	2007.04.03	Opc	zmiana nazwy
136	Dalkia Polska SA	00-380 Warszawa, ul. Kruczkowskiego 8	2007.04.04	Wcc	zmiana zakresu
137	MOTOGAZ Zbigniew Męczyński, Marek Cieślak, Jacek Cieślak	04-238 Warszawa, ul. Szpacza 2	2007.04.04	Opc	zmiana siedziby
138	PETROART Sp. z o.o.	02-001 Warszawa, Al. Jerozolimskie 91 lok. 404	2007.04.04	Opc	zmiana siedziby
139	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych A. Brzozowski Sp. z o.o.	45-057 Opole, ul. Ozimska 16	2007.04.05	Dpg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
140	Marian Matłok Firma Transportowa TRANSMAR	55-100 Trzebnica, ul. Prusicka 51	2007.04.05	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
141	FPHU KAMUS SC Jarosław i Tadeusz Wieteska	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Seweryna 5 m. 8	2007.04.05	Opc	zmiana siedziby
142	TEDEX PRODUCTION Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Pszczyńska 88	2007.04.05	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
143	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	60-960 Poznań, ul. Gdyska 54	2007.04.06	Wcc, Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, wprowadzenie technologii współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi
144	Firma Produkcyjno-Usługowo- -Handlowa „Eksport-Import” Andrzej Pikul	33-206 Luszowice, ul. Tarnowska	2007.04.06	Opc	zmiana nazwy i adresu

145	Stacja Paliw Deptuła Sp.j.	07-420 Kadzidło, ul. Trasa Mazurska 56	2007.04.11	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
146	Bożena Wójcicka-Turos Dystrybucja Gazu Bezprzewodowego Propan-Butan	24-100 Puławy, Klikawa, ul. Puławska 81	2007.04.11	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
147	Małgorzata Chudy, Małgorzata Krótka Hurtownia Artykułów Przemysłowych MEGA-HURT SC	62-650 Kłodawa, Cząstków 29	2007.04.11	Opc	zmiana współnika spółki cywilnej
148	Zespół Elektrowni Wodnych ŁYNA SA	10-373 Olsztyn, Wadąg 6B	2007.04.11	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
149	ZŁOMSTAL Halina Królikowska	88-231 Bytoń, Brylewo 1	2007.04.11	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
150	Jacek Santy PPUH EKOENERGIA	98-240 Szadek, Szadkowice Ogródzim Os., ul. 40-lecia PRL 12	2007.04.11	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
151	OLMON Sp. z o.o.	27-300 Lipsko, ul. Partyzantów 24/26	2007.04.11	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
152	PPUH CERTO-STAL SC Sławomir Sarniak, Bożena Warszewska	62-613 Osiek Mały, ul. Kolska 25	2007.04.11	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
153	DALKIA POZNAŃ SA	60-321 Poznań, ul. Świerzawska 18	2007.04.12	Wcc, Pcc, Occ	ZPiZD; przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków wykonywania działalności
154	DELTA Kusa, Nagórski SC	78-520 Złocieniec, ul. Czaplincecka 27	2007.04.12	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
155	„KARO” Ludwika Sadowska	05-541 Warszawa, ul. Ludwika Narbutta 40/13	2007.04.12	Opc	zmiana nazwy
156	KOMUNALNIK Sp. z o.o.	69-200 Sulęcín, ul. Chrobrego 3	2007.04.13	Wcc	ZPiZPD
157	POLPETROL E. Wawrzyniak Sp.j.	30-415 Kraków, ul. Ks. J. Tischnera 10	2007.04.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
158	„PEPEBE Włocławek”	87-809 Włocławek, Al. Jana Pawła II nr 15	2007.04.13	Wcc	przedłużenie terminu ważności koncesji oraz zmiana warunków wykonywania działalności
159	Stacja Paliw INTER-WOLF SC J. i W. Honiek Sp.j.	42-600 Tworóg, ul. Tarnogórska	2007.04.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
160	BP Express Sp. z o.o.	31-358 Kraków, ul. Jasnogórska 1	2007.04.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
161	GAZGROD Sp.j. Rzeski, Piasecki, Osiał	96-300 Żyrardów, ul. Jaktorowska 17	2007.04.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
162	Zakład Usług Komunalnych	78-010 Polanów, ul. Wolności 4	2007.04.13	Wcc, Pcc	zmiana adresu, zmiana kotłów w dwóch kotłowniach
163	Pogorzelski i Knapiński BUDROL Sp.j.	95-100 Zgierz, ul. Kolejowa 14	2007.04.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
164	Jerzy Groszek OPAL	21-050 Piaski, Kłębów 73C	2007.04.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
165	Związek Przedsiębiorców Rolnych	71-410 Szczecin, ul. Niedziałkowskiego 21	2007.04.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
166	ENERGO Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Kleszczelowska 84 A	2007.04.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
167	Alina Wrzosek, Leszek Wrzosek PHU AUTO-GAZ WRZOSEK SC	07-320 Małkinia, ul. Nurska	2007.04.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
168	Bogumiła Wrzosek, Roman Wrzosek ZAKŁAD DYSTRYBUCJI GAZU SC	07-320 Małkinia, ul. St. Wyspiańskiego 18	2007.04.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy

169	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Świdnicy Sp. z o.o.	58-105 Świdnica, ul. Pogodna 1	2007.04.17	Wcc	zwiększenie mocy zainstalowanej o 0,264 MW
170	Tomasz Kolarski	63-600 Kępno, ul. Parkowa 17	2007.04.17	Opc	zmiana siedziby; REGON na NIP i KRS
171	Elektrociepłownia Tychy SA	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 47	2007.04.18	Wcc	przedłużenie terminu obowiązywania koncesji
172	Przedsiębiorstwo Transportu Kolejowego Holding SA	41-800 Zabrze, ul. Wolności 337	2007.04.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
173	Vattenfall Heat Poland SA	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	2007.04.19	Wcc, Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
174	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-435 Gdańsk – Wrzeszcz, ul. Biała 1 B	2007.04.19	Wcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy ciepłej
175	Mała Elektrownia Wodna MA-KÓW – Tomasz Królak	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Gen. Józefa Bema 17	2007.04.19	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
176	Windvest-Poland Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Grunwaldzka 212	2007.04.23	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
177	POLGAZ Jarosław Kitliński i Wspólnicy Sp.j.	96-200 Rawa Mazowiecka, ul. Tomaszowska 40	2007.04.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu
178	PPHU FENIX – Mieczysław Wesółowski	54-220 Wrocław, ul. Bobrza 30/3	2007.04.23	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
179	AGRO-OILS Sp. z o.o.	62-505 Konin, ul. Przemysłowa 153	2007.04.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
180	FORTA Cezary Nowak	16-150 Suchowola, Plac Kościuszki 21	2007.04.23	Opc	zmiana siedziby
181	PHU OTPOL O. Oleś, R. Polak Sp.j.	42-700 Lubliniec, ul. Oleska 36	2007.04.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
182	PEC Chrzanów Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Pogorska 36	2007.04.26	Wcc, Pcc	zmiana mocy zainstalowanej
183	Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszwicy Sp. z o.o.	88-150 Kruszwica, ul. Goplańska 2	2007.04.26	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji; wprowadzenie numeru NIP i KRS; nowe warunki wykonywania działalności
184	ADEX Adam Zajkowski	18-100 Łapy, ul. Piłsudskiego 5	2007.04.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu
185	Wiesław Fita, Krzysztof Fita ATIF SC	56-513 Międzybórz, OSE 16 B	2007.04.26	Opc	wygaśnięcie decyzji koncesyjnej z powodu likwidacji spółki cywilnej
186	Andrzej Wojtunik Dystrybucja Gazu Propan-Butan	26-400 Przysucha, ul. Wiejska 55	2007.04.26	Opc	zmiana siedziby
187	Andrzej Karwowski Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PUH ROL-DREW	06-300 Przasnysz, Bartniki 102	2007.04.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
188	„BETA” Kiwer Sławomir	58-533 Mysłakowice, ul. Stawowa 3	2007.04.26	Opc	zmiana nazwy
189	Urszula Iwona Zarzeczna	91-224 Łódź, ul. Szczecińska 6	2007.04.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
190	Stanisław Reducha Biebrzańskie Przedsiębiorstwo Nasiennie-Handlowe KŁOS	16-315 Lipsk, ul. Pusta 38	2007.04.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
191	PHU MAL-SPED S. Jabłoński, T. Wojciechowski Sp.j.	20-554 Lublin, ul. Pana Balcera 1/95	2007.04.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
192	PHU SPEED MAX Jacek Janicki	04-247 Warszawa, ul. Chełmżyńska 10b	2007.04.26	Opc	zmiana nazwy
193	NOWY AKCENT 2005 Sp. z o.o.	93-126 Łódź, ul. Przybyszewskiego 99	2007.04.26	Opc	zmiana siedziby
194	MEGAWAT Sp. z o.o.	64-610 Rogoźno, ul. Fabryczna 7	2007.04.27	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji; nowe warunki wykonywania działalności

195	ALUTECH Sp. z o.o.	32-650 Kęty, ul. Kościuszki 111	2007.04.27	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej, REGON na NIP i KRS
196	KOPEX SA	40-172 Katowice, ul. Grabowa 1	2007.04.27	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2
197	ZOS-PTK Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Kłokocińska 51	2007.04.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby, REGON na NIP
198	Bożena Siuta BaRoMa	38-312 Ropa, Ropa 706	2007.04.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
199	LINIA K&K Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. Szymanowskiego 17/2	2007.04.30	Dpg, Opg	decyzja na podst. KPA art. 155, zmiana pkt 1 na str. 2
200	Tomasz Michno Eko-Energia 97	74-400 Dębno, Barnówko 49C	2007.04.30	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy
201	AGROPEX H.B. Szewczak, M. Jęczmionka Sp.j.	20-731 Lublin, ul. Poznańska 49	2007.04.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy oraz adresu
202	STATKRAFT MARKETS GmbH	Dusseldorf, Niederkasseler Lohweg 175	2007.04.30	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
203	RELAX Wind Park I Sp. z o.o.	00-078 Warszawa, Plac Piłsudskiego 1	2007.04.30	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby
204	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	62-700 Turek, ul. Polna 4	2007.05.02	Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji; wprowadzenie numeru NIP i KRS, nowe warunki wykonywania działalności
205	Wiatrowski Piotr FH „XYZ”	77-100 Bytów, ul. Przemysłowa 2	2007.05.02	Opc	zmiana adresu
206	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Spółdzielcza 12	2007.05.04	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji; zmiana warunków wykonywania działalności
207	ELEKTROWNIA RYBNIK SA	44-207 Rybnik, ul. Podmiejska	2007.05.04	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana zakresu działalności
208	Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów – Konin SA	62-510 Konin, ul. Kazimierska 45	2007.05.04	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana zakresu działalności
209	FC M COMPANY Monika Stróżak	20-869 Lublin, ul. Mełgiewska 7-9	2007.05.04	Opc	zmiana adresu
210	TEMPEKS Przedsiębiorstwo Usługowo-Wdrożeniowe B. Żurawski	60-126 Poznań, ul. Knapowskiego 28	2007.05.05	Wcc	zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł ciepła; REGON na NIP i KRS
211	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Środzie Wlkp.	63-000 Środa Wlkp., ul. Harcerska 16	2007.05.07	Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji; zmiana warunków wykonywania działalności
212	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	76-150 Darłowo, ul. Żeromskiego 15	2007.05.08	Wcc	zmiana terminu obowiązania, REGON na NIP i KRS, ZPiZPD
213	PRO-EKO PPHU Marta Sowa	43-502 Czechowice- Dziedzice, ul. Łukowa 52	2007.05.08	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
214	BARD Sp. z o.o.	37-300 Leżajsk, Stare Miasto 28	2007.05.08	Opc	zmiana siedziby
215	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Staszica 13	2007.05.09	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków wykonywania działalności
216	DIS-EXPO Sp. z o.o.	27-530 Ożarów, ul. Wyszmontów 124a	2007.05.09	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
217	Halina Flis ZDG HALGAZ	05-800 Pruszków, ul. Robotnicza 51	2007.05.09	Opc	zmiana przedmiotu prowadzonej działalności

218	Spółdzielnia Kółek Rolniczych Grodzisk Mazowiecki	05-824 Grodzisk Mazowiecki, ul. Szaflarowa 5, Izdebnko Kościelne	2007.05.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
219	CANPOL Zofia Chańska i S-ka Sp.j.	74-520 Cedynia, Osinów Dolny	2007.05.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy
220	WARTER Sp.j.	01-445 Warszawa, ul. Ciołka 19/25	2007.05.09 2007.05.23	Wee Wpc, Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby
221	Mucha Monika	26-670 Pionki, Al. Lipowe	2007.05.09	Opc	zmiana adresu i nazwy
222	„Pod Skocznią” Sp. z o.o.	34-400 Nowy Targ, ul. Składowa 7 A	2007.05.09	Opc	zmiana siedziby
223	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Wysocka 57	2007.05.10	Wcc, Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji, ZPiZPD, nowe warunki wykonywania działalności
224	Orchis Energia Sopot Sp. z o.o.	81-740 Sopot, ul. Polna 62	2007.05.10	Wcc, Pcc	zmiana nazwy
225	BENZINEX E. R. Porębscy Sp.j.	34-123 Choczniak, ul. Kościuszki 367	2007.05.10	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
226	BEST Łukaszuk – Rybiński Sp.j.	16-050 Michałowo, ul. Białostocka 68	2007.05.10	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2
227	Mirosław Zieliński Firma GAZ. Hurt-Detal. Artykuły Przemysłowe. Dystrybucja Gazu	26-400 Przysucha, ul. Radomska 24A	2007.05.10	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
228	FH „DUET” Marek Kampka, Beata Kampka Sp.j.	48-120 Baborów, ul. Powstańców 90	2007.05.10	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
229	AZOTY – ADIPOL SA w Chorzowie	41-503 Chorzów, ul. Narutowicza 15	2007.05.11	Pee, Oee	zmiana nazwy
230	Edward Koszałka KOMEX	47-330 Zdzeszowice, ul. Karola Miarki 48	2007.05.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
231	Stanisław Wiesław Płoski PHU PATHAS	06-500 Mława, ul. Polna 29	2007.05.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
232	Kinga Pachulska KINGAZ	03-968 Warszawa, ul. Saska 8 m. 1	2007.05.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
233	Marian Malej MAL-MAR	95-060 Brzeziny, ul. Jordanów 12a	2007.05.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
234	Ewa Tomczykowska PHU E.T.	05-135 Wieliszew, ul. Niepodległości 100	2007.05.14	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
235	Edyta Grzona Firma SPEED	62-510 Konin, ul. Spółdzielców 18	2007.05.14	Opc	zmiana nazwiska koncesjonariusza
236	PPHU Iwona i Wiesław Pasztaleniec SC	37-455 Radomyśl n/Sanem, Chwałowice 144	2007.05.14	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
237	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Szypowskiego 1	2007.05.15	Oee	zmiana zakresu działalności
238	Antoni Kisała EURO-CENTER	37-100 Łańcut Dąbrówki 199	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
239	Zbigniew Brzozowski MILON PHU Hurt-Detal	09-407 Płock, ul. Otolińska 25	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
240	MEGA NIEZGODA i SULIK Sp.j.	44-100 Gliwice, Gliwice-Lotnisko	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu
241	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o.	78-449 Borne Sulinowo, ul. Lipowa 6	2007.05.15	Wcc Pcc	zmiana ilości źródeł ciepła; modernizacja sieci polegająca na wymianie sieci na preizolowaną
242	Beata Rogozińska, Genowefa Wydra FHTU GAZ SC	34-730 Mszana Dolna, ul. Starowiejska 2	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy

243	Artur Wasiak MEGA-TRANS	62-600 Koło, ul. Zawadzkiego 43	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
244	Zenon Chrzanowski PHU ZEN-GAZ	77-200 Miastko, Węgorzynko 6a	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
245	PPHU SPARK SC Bogusława, Andrzej Soleccy	56-300 Milicz, ul. Wojska Polskiego 34B/9	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
246	Gminna Spółdzielnia Samopomoc Chłopska w Dobrzyca	63-330 Dobrzyca, ul. Koźmińska 19	2007.05.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP oraz zmiana pkt 1 na str. 2
247	PHU PIEPRZYK Antoni Pieprzyk	63-900 Rawicz, Dębno Podlaskie, ul. Rawicka 2a	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
248	Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” T. Ciarkowski, M. Czechowski Sp.j.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Zastawna 1	2007.05.16	Wcc, Pcc	zmniejszenie ilości sieci ciepłowniczych
249	ONEX Sp. z o.o.	09-407 Płock, ul. Spółdzielcza 23	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana adresu, REGON na NIP
250	OMNIBUS Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, Parkowa – teren WPkiW	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
251	Michał Jagielski PPHU MICHPOL	42-289 Woźniki, Śliwa 1 A	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
252	„WOJT-GAZ Wojtkowska Jolanta”	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Grabowska 262	2007.05.16	Opc	rozszerzenie zakresu działalności o obrót benzynami i olejem napędowym; REGON na NIP i KRS
253	Polgas Dystrybucja-Gazu- -Gastronomia-Transport Bożena Karwowska	19-300 Elk, Siedliska 73A	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
254	Andrzej Kowalik, Brygida Kowalik PHU ANKO Sp.j.	74-320 Barlinek, ul. Fabryczna 2	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz REGON na NIP
255	SYNTAL-TERM Zbigniew Jezierski	44-121 Gliwice, ul. Łabędzka 59	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
256	Ewa Głazik Stacja Paliw AMI	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Kosmowska 12	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
257	Jeremiusz Jurczyk GROKAR	66-220 Łagów, Toporów, ul. Świerczewskiego 13	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
258	A&R PALIWA Sp. z o.o.	05-20 Wołomin, ul. Łukaszczyka 14	2007.05.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
259	NERTHUS Wojciech Pokora	98-160 Sędziejowice, Marzenin, Plac Różany 2	2007.05.16	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
260	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	33-100 Tamów, ul. Sienna 4	2007.05.17	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
261	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-500 Giżycko, ul. Białostocka 35	2007.05.17	Wcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy ciepłej
262	Stacja Paliw BRO-PAL Brożyna Marzena AUTO SERVIS	38-450 Dukla, ul. Cergowa 159 c	2007.05.17	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
263	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	09-411 Płock, ul. Chemików 7	2007.05.18	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
264	EL-WIL Sp. z o.o.	00-586 Warszawa, ul. Flory 9	2007.05.18	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2

265	MISTRAL Sławomir Dąbrowski, Krzysztof Dąbrowski, Jarosław Pękala Sp.j.	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Ściegiennego 58	2007.05.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2
266	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej CONNEX Sanok Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Bema 3	2007.05.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
267	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	02-004 Warszawa, ul. Chałubińskiego 3a	2007.05.18	Wcc	-
268	Morgan Stanley & Co. International PLC	E14 4QA Londyn, 25 Cabot Square, Canary Wharf	2007.05.18	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
269	P.L. Energia Sp. z o.o.	78-230 Karfino, ul. Krzywopłaty 42	2007.05.19	Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
270	Zakłady Sprzętu Motoryzacyjnego POLMO SA	87-300 Brodnica, ul. Lidzbarska 15	2007.05.21	Wcc	zmiana formy prawnej, REGON na NIP i KRS, przedłużenie terminu ważności koncesji, nowe warunki wykonywania działalności
271	Kopalnia Soli KŁODAWA SA	62-650 Kłodawa, Al. 1000-Lecia 2	2007.05.21	Wcc, Pcc	zmiana formy prawnej, przedłużenie terminu ważności koncesji, REGON na NIP i KRS, nowe warunki wykonywania działalności
272	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68	2007.05.22	Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, nowe warunki wykonywania działalności
273	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-700 Krotoszyn, ul. Kołłątaja 5	2007.05.23	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, ZPIZPD, wprowadzenie numeru KRS i NIP, nowe warunki wykonywania działalności
274	STATOIL POLAND Sp. z o.o.	00-465 Warszawa, ul. Puławska 86	2007.05.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
275	PUH GRER Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Wybrzeże Armii Krajowej 18	2007.05.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
276	Marek Szymonek, Beata Szymonek, Andrzej Kolankowski, Marek Kolankowski TOPGAZ SC	42-506 Będzin, ul. Barlickiego 4	2007.05.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
277	PPHU JAN-POL Jan Oratyński	26-300 Opoczno, ul. Inowodzka 24A	2007.05.23	Opc	decyzja częściowa zmieniająca obrót olejami opałowymi, wydana w wyniku błędu referenta
278	ENER - G POLSKA Sp. z o.o.	00-854 Warszawa, Al. Jana Pawła II 23, Atrium International Business Center	2007.05.23	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
279	Mała Elektrownia Wodna NOWY MŁYN SC W. Kotarska, L. Kotarski	19-300 Elk, Nowa Wieś Elcka, ul. Maleckich 2	2007.05.23	Wee	decyzja na podst. art. 155, KPA zmiana pkt 1 na str. 2, zmiana mocy
280	SKOTAN SA	40-007 Katowice, ul. Uniwersytecka 13	2007.05.23	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, zmiana oznaczenia podmiotu, od którego Koncesjonariusz dzierżawi bazy paliw
281	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-400 Tarnobrzeg, ul. Wiślniej 1	2007.05.24	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
282	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej EKOTERM Sp. z o.o.	34-300 Żywiec, ul. Folwark 14	2007.05.24	Wcc	ZPIZPD

283	Józef Szafrński Rozlewnia Gazu Płynnego GOSPOŚIA – GAZ	62-604 Kościelec, ul. Straszaków 72	2007.05.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
284	PHU PETROLUX Józef Stasiewicz	82-300 Nowakowo, gm. Elbląg, ul. A. Struga 33/7	2007.05.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
285	Marlena Malinowska Malinowy Bzyk	05-155 Leoncin, Wilków n/Wisłą 25	2007.05.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
286	Krzysztof Gadomski PETROSTAR NATALIA	09-164 Dzierżążnia, Starczewo Wielkie 38	2007.05.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
287	OLGROS Ewa Groszek, Maciej Groszek i Wspólnicy Sp.j.	08-110 Siedlce, ul. St. Starzyńskiego 13	2007.05.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
288	Amica Wronki SA	64-510 Wronki, ul. Mickiewicza 52	2007.05.25	Wcc	przedłużenie terminu ważności koncesji, wprowadzenie numeru NIP i KRS; nowe warunki wykonywania działalności
289	Zakłady Chemiczne ZACHEM SA	85-825 Bydgoszcz, ul. Wojska Polskiego 65	2007.05.28	Pcc, Occ	przedłużenie terminu ważności koncesji, wprowadzenie numeru NIP i KRS, nowe warunki wykonywania działalności
290	ZAG Bogusław Morgała	44-230 Czerwionka-Leszczyny, ul. Nad Bierawką 15	2007.05.28	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
291	RWE Stoen SA	00-347 Warszawa, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41	2007.05.29	Dee, Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 2 na str. 2, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, przedłużenie terminu ważności koncesji
292	Largo-Trade Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Jastrzębska 12	2007.05.29	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
293	B. Chaduła Chaduła-Chaduła Sp.j. Eksport-Import	42-500 Będzin, ul. Krasickiego 5	2007.05.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
294	Ireneusz Wildman Usługi Transportowo-Handlowe WILDPOL	83-210 Zblewo, ul. Dworcowa 4 B	2007.05.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu i oznaczenia przedsiębiorcy
295	Andrzej Wojciechowski EMPIRE Consortium International	05-530 Góra Kalwaria, ul. Wojska Polskiego 21	2007.05.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
296	Piotr Usarkiewicz IMPERIA	09-400 Płock, ul. Stary Rynek 6/306	2007.05.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana adresu, REGON na NIP
297	Aleksander Szczerba, Helena Kulikowska-Szczerba Stacja Benzynowa SC	14-405 Wilczęta 99	2007.05.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
298	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMEX Sp. z o.o.	12-100 Szczytno, ul. Gen. Andersa 2	2007.05.31	Wcc Pcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy cieplnej; REGON na NIP i KRS
299	Odlewnia Żeliwa „ŚREM” SA	63-100 Śrem, ul. Staszica 1	2007.05.31	Wcc	przedłużenie terminu ważności koncesji; wprowadzenie numeru KRS i NIP; nowe warunki wykonywania działalności
300	Elektrownia Stalowa Wola SA	37-450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 13	2007.05.31	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, przedłużenie terminu ważności koncesji oraz zmiana pkt 2 na str. 2

301	Alina Nawara, Abdellah Bourkane PPH NAWIR Nawara, Bourkane Sp.j.	88-100 Inowrocław, Sławęcinek 45	2007.05.31	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
302	BUMA SERVICE Sp. z o.o.	30-415 Kraków, ul. Wadowicka 6 wejście 11	2007.05.31	Dee, Oee	zmiana obszaru działania
303	ENDICO Sp. z o.o.	58-506 Jelenia Góra, Al. Jana Pawła II 33	2007.05.31	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana pkt 1 na str. 2
304	Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Gdańsku Gospodarstwo Pomocnicze w Toruniu	87-100 Toruń, ul. Ks. J. Popiełuszki 3	2007.05.31	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
305	J&S ENERGY SA	00-078 Warszawa, Plac Piłsudskiego 2	2007.06.01	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
306	PETRODOM DOMAŃSCY Sp.j.	21-500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 129	2007.06.01	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP
307	Stanisław Gęborys	22-400 Tomaszów Lub., ul. Hubala 1	2007.06.01	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
308	Jan Pilarz CHEMPEST Krzepice	42-160 Krzepice, ul. Przemysłowa 16	2007.06.01	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu
309	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Płocka 30/32	2007.06.04	Wcc, Pcc	przedłużenie terminu ważności koncesji; REGON na NIP i KRS; nowe warunki wykonywania działalności
310	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	85-950 Bydgoszcz, ul. Energetyczna 1	2007.06.04	Wcc; Wee	przedłużenie terminu ważności koncesji, REGON na NIP i KRS; nowe warunki wykonywania działalności; przedłużenie terminu ważności koncesji; REGON na NIP i KRS; wprowadzenie pojęcia kogeneracji; nowe warunki wykonywania działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja 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

Sgz – skraplanie gazu ziemnego

Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą

ZPiZPD – zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 2007.06.01)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	EUROMAX Sp. z o.o.	47-400 Racibórz, ul. Jasna 1	2007.02.02	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
2	WMP Investment SA	00-815 Warszawa, ul. Sienna 93/35	2007.02.07	Oee	–
3	Stacja Paliw Płynnych Piotr Borowski	64-030 Śmigiel, Koszanowo 5	2007.02.07	Opc	–
4	PERFECTA Sp. z o.o.	85-741 Bydgoszcz, ul. Fabryczna 11	2007.02.07	Opc	–
5	Stanisław Zielonka „PIEKARNIA”	28-144 Gnojno, Balice 37	2007.02.12	Opc	zaprzestanie działalności

6	PHU PIEM Paweł Maciejewski	98-313 Konopnica, ul. Szyknielów 79	2007.02.13	Opc	zaprzestanie działalności
7	Rafał Ratajczak	66-120 Kargowa, Smolno Wielkie 21	2007.02.14	Opc	zaprzestanie działalności
8	„TRANS-OIL” SA	43-300 Bielsko-Biała, ul. Michałowicza 12	2007.02.16	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
9	Przedsiębiorstwo Produkcji i Usług KOTŁOREM Marzena Nowak, Andrzej Nowak, Henryk Nowak Sp.j.	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 14A	2007.02.16	Opc	zaprzestanie działalności
10	Agata Katarzyna Jakutowicz Firma Handlowo-Usługowa Petro-Mag	32-400 Myślenice, ul. Rynek 17/18	2007.02.19	Opc	zaprzestanie działalności
11	PW „PETROL” Sp. z o.o.	41-219 Sosnowiec, ul. Szymanowskiego 1	2007.02.19	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
12	DUO Szajbel, Kmieciak Sp.j.	42-221 Częstochowa, Łgota, ul. Częstochowska 90	2007.02.19	Opc	zaprzestanie działalności
13	PETROTOM Sp. z o.o.	53-609 Wrocław, ul. Fabryczna 10	2007.02.19	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
14	FHU MAXI-SPRZĘT Marian Szelaż	32-700 Bochnia, ul. Trudna 32A	2007.02.20	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
15	Petromar Sp. z o.o.	50-088 Wrocław, ul. Grabiszyńska 163 lok. 213	2007.02.20	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
16	RCPaliwa Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2	2007.02.21	Mpc, Opc	zaprzestanie działalności
17	Paweł Wódkowski Firma Przewozowa OLA	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Cieszyńska 33	2007.02.21	Opc	zaprzestanie działalności
18	ARGO SA	62-510 Konin, ul. Pionierów 26b	2007.02.21	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
19	Przedsiębiorstwo AMAL Sp. z o.o.	91-358 Łódź, ul. Stawowa 15	2007.02.21	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
20	Zakłady Mebli Giętych FAMEG SA w upadłości	97-500 Radomsko, ul. 11 Listopada 2	2007.02.26	Wcc, Pcc, Wee	sprzedaż elektrociepłowni i sieci ciepłowniczych
21	Robert Włodarczyk „ELROB” Elżbieta i Robert Włodarczyk	98-345 Mokrosko, Krzyworzeka 288	2007.02.26	Opc	nieprzestrzeżenie warunków koncesji
22	Andrzej Kułakowski, Andrzej Miszta AUTO-GAZ RODOS SC	13-306 Kurzętnik, Brzozie Lubawskie 1	2007.02.27	Opc	—
23	POLGAD Sp.j. L. Popowski, M. Gadomska, S. Gadomska	18-423 Przytuły, Nowa Kubra 12A	2007.02.27	Opc	zaprzestanie działalności
24	EKOGAZ SC Józef Prokop, Jarosław Karyś	26-065 Piekoszów, ul. Czarnowska 39	2007.02.27	Opc	zaprzestanie działalności
25	TELTAR Sp. z o.o.	39-400 Tarnobrzeg, ul. Sienkiewicza 145	2007.02.27	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
26	Anna Rusakiewicz PHU SZEJTAN	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Spichrzowa 6	2007.02.27	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
27	GRUPA S&A SOPOT Sp. z o.o.	49-130 Tułowice, ul. Świerczewskiego 33	2007.03.01	Mpc, Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
28	Firma Miroko Henryk Mirowski, Włodzimierz Mirowski Sp.j.	41-208 Sosnowiec, ul. 27 Stycznia 8	2007.03.02	Opc	—
29	Warkom Sp. z o.o.	77-416 Tarnówka	2007.03.02	Wee	zaprzestanie działalności
30	Jan Doligalski „Zakład Usług Sprzętowo-Transportowych”	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Przemysłowa 10	2007.03.06	Opc	—
31	GTC MARS Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41	2007.03.07	Pee, Oee	zaprzestanie działalności
32	Przedsiębiorstwo Paliwowe HDT Sp. z o.o.	43-382 Bielsko-Biała, ul. Lajkonika 20	2007.03.08	Mpc, Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
33	ARTEMIDA Sp. z o.o.	81-363 Gdynia, ul. Starowiejska 41-43 lok. 26	2007.03.08	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
34	Tomasz Rozmus, Jarosław Pałka IMPERIAL SC	30-663 Kraków, ul. Wielicka 181a	2007.03.09	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
35	PHU „TRAWOL” Sp. z o.o.	41-906 Bytom, ul. Nowocelna 2	2007.03.09	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
36	UTIL Sp. z o.o.	05-825 Grodzisk Mazowiecki, Plac Zygmunta Starego 4/1	2007.03.12	Wee	zaprzestanie działalności
37	CAR-GAZ Piotr Jurkiewicz, Grzegorz Wójcik SC	41-200 Sosnowiec, ul. Stawowa 4	2007.03.12	Opc	zaprzestanie działalności

38	Eugeniusz Kopciński HURT-RADOM	26-604 Radom, ul. Janiszpolska 36 B	2007.03.13	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
39	Tadeusz Stankiewicz Zakład Produkcyjno-Handlowy STAN	44-100 Gliwice, ul. Architektów 38	2007.03.13	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
40	NOORT Sp. z o.o.	51-132 Wrocław, ul. Kępińska 12	2007.03.13	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
41	Huta Batory w upadłości SA	41-506 Chorzów, ul. Dyrekcyjna 6	2007.03.15	Pee, Ppg, Opg	zaprzestanie działalności
42	Hanna Mazurek „BP SERVICE CENTER”	61-493 Poznań, ul. Hetmańska 98	2007.03.15	Opc	-
43	Europejskie Konsorcjum Kolejowe WAGON Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Wrocławska 93	2007.03.15	Dee, Oee	-
44	Stacja AUTO-GAZ Małgorzata Sadowska	91-041 Łódź, ul. B. Limanowskiego 134 m. 44	2007.03.20	Opc	zaprzestanie działalności
45	MAŁE CENTRUM HANDLOWE SC Andrzej Sowiński, Beata Sowińska	05-085 Kampinos, ul. Fryderyka Chopina 11	2007.03.21	Opc	-
46	KOMEKS PHUP Zakład Pracy Chronionej Sp. z o.o.	26-500 Szydłowiec, ul. Metalowa 1	2007.03.22	Opc	zaprzestanie działalności
47	Bożena Kalisz PH AUTO-GAZ	58-310 Szczawno Zdrój, ul. Lipowa 20	2007.03.22	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
48	Grażyna Wawrzyńczak – Królak	03-994 Warszawa, ul. Wał Miedzeszyński 406A	2007.03.23	Opc	zaprzestanie działalności
49	Robert Jaworski PW STALMET	88-100 Inowrocław, ul. Wojska Polskiego 4/55	2007.03.23	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
50	FHU ROB-GAZ Robert Redlicki	58-340 Głuszyca, ul. Bohaterów Getta 48/4	2007.03.27	Opc	-
51	RTB SA	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	2007.03.28	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
52	EKO-PAL Sp. z o.o.	64-850 Ujście, ul. Portowa 10	2007.03.28	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
53	Solaris Sp. z o.o.	81-558 Gdynia, ul. Wierzbowa 30	2007.03.28	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
54	PUH ATUT Sp. z o.o.	08-110 Siedlce, ul. Sokołowska 62-29	2007.03.29	Opc	zaprzestanie działalności
55	Robert Artur Bąk MENAGO PW	70-781 Szczecin, ul. Seledynowa 77/10	2007.03.29	Opc	zaprzestanie działalności
56	TANK-OIL Sp. z o.o.	05-082 Stare Babice, ul. Kresowa 1	2007.03.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
57	MOTOR-GAZ W. Kacperczyk, I. Włodarczyk Sp.j.	26-600 Radom, ul. Młodzianowska 92	2007.03.30	Opc	zaprzestanie działalności
58	AGRO-INTER-SERVICE Sp. z o.o.	62-570 Rychwał, ul. Grodziecka 5	2007.03.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
59	EMIRAT Jrośław Dobrut, Mirosław Krzeczek Sp.j.	72-010 Police, ul. Kamienna 3	2007.03.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
60	Hurtownia Produktów Naftowych NAFTOL Sp. z o.o.	81-036 Gdynia, ul. Pucka 3	2007.03.30	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
61	FUL-GAZ SC Czelej Dariusz, Bielecka Urszula	23-200 Kraśnik, ul. Przemysłowa 19	2007.04.02	Opc	zaprzestanie działalności
62	Firma Handlowo-Uslugowa „Zajkowski i Syn” Łukasz Zajkowski	78-550 Czaplinek, ul. Wasznika 5	2007.04.02	Opc	zaprzestanie działalności
63	Continental Chemicals Management Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
64	TAMAZ SA z siedzibą w Gródku Nowym gm. Obryte	06-100 Pułtusk, ul. Lenartowicza 5	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
65	PHU ROMANEKS SC Bożena Krzynówek, Roman Krzynówek	07-437 Lyse, ul. Sienkiewicza 65	2007.04.03	Opc	zaprzestanie działalności
66	ROL-POL Józef Osmański i inni Sp.j.	09-470 Bodzanów, Cieśle 82	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
67	BRAVO Sp. z o.o.	47-208 Reńska Wieś, Większyce, ul. Raciborska	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
68	PPHU TRIMEX-Plus Sp. z o.o.	49-120 Dąbrowa, ul. Spółdzielcza 3	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
69	PHF PAL-OIL Arkadiusz Jerzy Lachowski	58-560 Jelenia Góra, Plac Piastowski 30	2007.04.03	Opc	zaprzestanie działalności

70	PUH GASPOL SC	87-300 Brodnica, ul. Cmentarna 40/13	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
71	Usługi Transp., Sprzedaż Hurt. i Detal. Gazu Piotr Pawlak	98-232 Kalinowa, Morawki 23	2007.04.03	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
72	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	81-703 Sopot, ul. Władysława IV 9	2007.04.04	Pee, Oee	zaprzestanie działalności
73	W.H.A.L.E. Sp. z o.o.	91-463 Łódź, ul. Łagiewnicka 54/56 m. 109	2007.04.04	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
74	Agata Wacowska, Joanna Jankiewicz PW WERIS SC	42-440 Ogrodzieniec, ul. Kościuszki 129	2007.04.05	Opc	zaprzestanie działalności
75	Gazpartner Sp. z o.o.	78-200 Kołobrzeg, ul. Kołłątaja 1	2007.04.06	Sgz	zaprzestanie działalności
76	FH AL-TOM Alicja Duda	43-300 Bielsko-Biała, ul. Lotnicza 23	2007.04.11	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
77	PHU POLTRAK Sp. z o.o.	77-100 Bytów, ul. Styp-Rekowskiego 10	2007.04.11	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
78	PHU SOLDER M. Wałczek, S. Szmidt Sp.j.	81-451 Gdynia, Al. Zwycięstwa 96/98	2007.04.11	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
79	POL ENERGY Sp. z o.o.	85-036 Bydgoszcz, ul. Wełniany Rynek 11	2007.04.11	Opc	zaprzestanie działalności
80	Janina Kasiak	03-562 Warszawa, ul. Janikówka 9/58	2007.04.12	Opc	-
81	Przedsiębiorstwo MAXIMA Sp. z o.o.	40-761 Katowice, ul. Panewicka 91	2007.04.12	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
82	Węglowe Zakłady Przetwórcze SA	40-013 Katowice, ul. Stanisława 9	2007.04.13	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
83	Spółdzielnia Usług i Zaopatrzenia Kółek Rolniczych	63-233 Jaraczewo, ul. Golska 45	2007.04.13	Opc	zaprzestanie działalności
84	FOX-OIL Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 27	2007.04.16	Opc	zaprzestanie działalności
85	Ryszard Jagła PPHU GOMAR	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Armii Polskiej 14/4	2007.04.18	Opc	zaprzestanie działalności
86	K & K Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. Szymanowskiego 17/2	2007.04.20	Sgz	zaprzestanie działalności
87	Małe Elektrownie Wodne SA	40-142 Katowice, ul. Modelarska 9A	2007.04.23	Wee	zaprzestanie działalności
88	Jan Wojnarowski	72-300 Gryfice, Trzygłów 52A/2	2007.04.25	Wee	zaprzestanie działalności
89	GS Samopomoc Chłopska	14-202 Iława, ul. Grudziądzka 71	2007.04.26	Opc	-
90	GENERAL PETROL Leon Zwierzchowski, Katarzyna Kretschmer Sp.j.	66-300 Międzyrzecz, ul. Wojska Polskiego 11 skr. poczt. 56	2007.04.26	Opc	zaprzestanie działalności
91	PCK PETRO SA	26-600 Radom, ul. Św. Wacława 2/6	2007.04.27	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
92	BHZ MAREXIM SC	00-113 Warszawa, ul. E. Plater 55/20	2007.04.30	Opc	-
93	PHU „LEMARK” Sp. z o.o.	05-870 Błonie, Bramki 39	2007.04.30	Opc	-
94	P. T. H. „NELSON” Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Fabryczna 6	2007.04.30	Opc	zaprzestanie działalności
95	Spółdzielnia Kółek Rolniczych Tymbark	34-650 Tymbark 158	2007.04.30	Opc	-
96	ROKO SC Konrad i Roland Podpirka	68-120 Iława, ul. Czerna 39A	2007.04.30	Opc	-
97	STACJA PALIW Kazimierz Dudziński	82-420 Ryjewo, ul. Tartaczna 1	2007.04.30	Opc	-
98	PPUH GŁOGAZ Sp. z o.o.	95-015 Głowno, ul. Fabryczna 1	2007.04.30	Opc	-
99	Donat Paruzel	42-134 Truskolasy, Kuleje, ul. Długa 20	2007.05.08	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
100	Budownictwo Elektroenergetyczne „SELPOL” SA	91-222 Łódź, ul. Szczecińska 48/58	2007.05.08	Opc	zaprzestanie działalności
101	SOK DRINK – Dystrybucja Sp. z o.o.	12-250 Orzysz, ul. Giżycka 21	2007.05.09	Opc	-
102	Firma Transportowo-Usługowa TRANSCHEMIA Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Dąbrowskiego 70	2007.05.10	Opc	zaprzestanie działalności

103	SOLAN Sp. z o.o.	70-473 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 29/21	2007.05.14	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
104	PEKAES TRUCK SA	70-893 Szczecin, ul. Przyszłości 15A	2007.05.14	Opc	zaprzestanie działalności
105	Przedsiębiorstwo PETRO-TOR Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Ceglana 27A	2007.05.14	Opc	zaprzestanie działalności
106	Alicja Cios, Stawomir Chromiński ACS SC	08-110 Siedlce, ul. 11 Listopada/Jagielly	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
107	EURO-TANK SC Barbara Filosek, Andrzej Filosek, Alicja Skiba, Stanisław Skiba	28-400 Pińczów, ul. Batalionów Chłopskich 175	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
108	Transportowa Spółdzielnia Pracy AUTOTRANSPORT	31-422 Kraków, ul. Powstańców 1	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
109	PHU PALMAR Marcińska Renata Ewa	31-532 Kraków, ul. Grzegórzecka 29/7	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
110	Jan Mikrut Stacja Paliw	38-713 Lutowska, ul. Smolnik 9/5	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
111	Zbigniew Drewiczewski	41-908 Bytom, ul. Frenzla 46	2007.05.15	Opc	–
112	Anna Surma-Langier ENERGIA	42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniania 17	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
113	Andrzej Taborski PPUH ANTA	43-100 Tychy, ul. Strzelecka 69	2007.05.15	Opc	–
114	Halina Wysocka Pośrednictwo Handlowe- -Marketingowe-Uslugi	56-500 Syców, ul. Starzyńskiego 42	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
115	Stacja Paliw RADUŃ SC	78-642 Strączno 5 a	2007.05.15	Opc	zaprzestanie działalności
116	Gminna Spółdzielnia SAMOPOMOC CHŁOPSKA	33-230 Szczucin, ul. Kościuszki 61	2007.05.16	Opc	zaprzestanie działalności
117	PH PRO-AGRA Sp. z o.o.	47-400 Racibórz, ul. Środkowa 4	2007.05.16	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
118	PETROCARGO / OW BUNKER Sp. z o.o.	70-535 Szczecin, ul. Kurza Stopka 5	2007.05.16	Wpc	zaprzestanie działalności
119	PEKAES TRANSPORT SA	05-870 Błonie, ul. Modlińska 10	2007.05.17	Opc	zaprzestanie działalności
120	RWE Plus Polska Sp. z o.o.	00-546 Warszawa, ul. Lindleya 16	2007.05.23	Oee	zaprzestanie działalności
121	FH FAKTORIA Jarosław Czarnik	43-270 Brzeszcze, ul. Mickiewicza 2	2007.05.23	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
122	PH ASTER SC	60-577 Poznań, ul. Dąbrowskiego 138	2007.05.23	Opc	zaprzestanie działalności
123	PHU RAF-OL Sp. z o.o.	80-319 Gdańsk, ul. Żeromskiego 1-2	2007.05.23	Opc	zaprzestanie działalności
124	Rafineria Nafty GLIMAR SA	38-320 Gorlice, ul. Michalusa 1	2007.05.24	Opc	zaprzestanie działalności
125	Firma PHU ENTER Stączek Stanisław	38-400 Krosno, ul. Bema 80	2007.05.24	Opc	zaprzestanie działalności
126	PHU Lucyna Hadaś, Antoni Hadaś Sp.j.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Józefa Bema 162	2007.05.24	Opc	zaprzestanie działalności
127	Ryszard Kowalewicz AUTO-RIKO GAZ-KOMIS- -WYPOŻYCZALNIA	65-001 Zielona Góra, ul. Wiejska 10	2007.05.24	Opc	zaprzestanie działalności
128	GET Sp. z o.o.	54-610 Wrocław, ul. Knota 16	2007.05.25	Opc	zaprzestanie działalności
129	BUMAR-FABLOK SA	32-500 Chrzanów, ul. Fabryczna 3	2007.05.29	Ppg, Opg	–
130	LEGIZ SA	10-448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28	2007.05.30	Oee, Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
131	PHU AGROTANK Stachelek Tadeusz	18-525 Turośl, ul. Olsztyńska 2	2007.05.30	Opc	zaprzestanie działalności
132	Zakład Usługowo-Handlowy Jerzy Kutowski Jan Ozga Sp.j.	86-141 Lniano, ul. Wyzwolenia 4	2007.05.30	Opc	zaprzestanie działalności
133	Wiesław Roszko PHUP WISBIAL	15-196 Białystok, ul. Bogusławskiego 24	2007.05.31	Opc	zaprzestanie działalności
134	Anna Ilczuk, Krzysztof Kozłowski, Stanisław Kozłowski Stacja Paliw SC	22-150 Wierzbica, ul. Chelmska 25	2007.05.31	Opc	zaprzestanie działalności

135	Firma Handlowo-Uslugowa Jacek Stepun	64-980 Trzcianka, ul. B. Prusa 8	2007.05.31	Opc	-
136	Zakład Handlowo-Uslugowy GAZ-MIR Mirosław Maciejewski	13-200 Działdowo, ul. Grottgera 29	2007.06.01	Opc	-
137	Jerzy Stojewski PHU JUR-POL	41-200 Sosnowiec, ul. Szpaków 4c/26	2007.06.01	Opc	-
138	TORIN Sp. z o.o.	87-148 Łysomice, ul. Porzeczkowa 12	2007.06.01	Opc	zaprzeszanie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Sgz – skraplanie gazu ziemnego

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

(stan na 2007.05.31)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji
1	Zenon Bukowski FUH BUK-POL	87-122 Grębocin, ul. Kowalewska 9	2007.02.07
2	Zakład Projektowania i Usług Technicznych – A. i M. Brzozowscy Sp.j.	45-045 Opole, ul. Studzienna 3	2007.02.07
3	PRIMAVERA TRADING Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21 lok.707	2007.02.07
4	Stacja Paliw i Auto Myjnia	11-440 Reszel, ul. Bolesława Chrobrego 5 B	2007.02.07
5	Beata Bartoszewicz „BEATA”	81-674 Gdynia, ul. Mała 12	2007.02.07
6	WIWA HOLDING Katarzyna Paszkiewicz i Tomasz Paszkiewicz SC	16-300 Augustów, ul. Wojska Polskiego 74	2007.02.12
7	ZR Wilkowo Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Zacisze 1	2007.02.13
8	WIP Sp. z o.o.	71-001 Szczecin, ul. Południowa 25	2007.02.13
9	LLOYD PETROLEUM Anna Dobrowolańska	20-445 Lublin, ul. Zemborzycka 53	2007.02.13
10	„ART-WIENIA” Artur Gąsior, Wiesław Guzik Sp.j.	30-689 Kraków, ul. Landaua 5	2007.02.13
11	Ratyna Kazimierz Usługi Przewozowo-Handlowe	42-260 Kamienica Polska, Rudniki Wielkie, ul. Modrzewiowa	2007.02.14
12	„SDK” Kibitewski Daniel	16-400 Suwałki, ul. Czwartaków 24	2007.02.15
13	B&K Sp. z o.o.	31-357 Kraków, ul. Conrada 63	2007.02.16
14	EKO-MEW Reszka, Błatkiewicz i Mieszko SC	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Wełniany Rynek 1/15	2007.02.16
15	„POL-TECH MFG. CORP. POLSKA” Sp. z o.o.	56-200 Góra, ul. Sosnowa 2	2007.02.16
16	Komarnicka Emilia AMP	51-168 Wrocław, ul. Sołtysowicka 62A	2007.02.17
17	Ryszard Pięta Stacja Paliw	67-124 Nowe Miasteczko, ul. T. Kościuszki 35	2007.02.19
18	FHU „TOM MAX” Tomasz Natkaniec	01-922 Warszawa, ul. Conrada 24/40	2007.02.19
19	PHU Monika Łaska	02-112 Wiśniew, Okniny Nowe 45	2007.02.20
20	Zakład Wielobranżowy „SZKLINBUD” Bogusław Szkliniarz	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Laryszowska 1/A	2007.02.20
21	UHM Jarosław Majer	81-462 Gdynia, ul. Powstania Śląskiego 29	2007.02.21
22	Urząd Miasta i Gminy Ożarów Mazowiecki	05-850 Ożarów Mazowiecki, ul. Kolejowa 2	2007.02.22
23	PPHU IRBATO Ireneusz Konc	95-200 Pabianice, ul. Armii Krajowej 25	2007.02.22
24	Mariusz Balon PPUH BIM	85-799 Bydgoszcz, ul. Gen. L. Okulickiego 8A/10	2007.02.23
25	Fabryka Papieru Myszków Sp. z o.o.	42-300 Myszków, ul. Pułaskiego 6	2007.02.23
26	Pro-Consult Jakub Włosiński	65-120 Zielona Góra, ul. Kokosowa 39/5	2007.02.23
27	KWANT Sp. z o.o.	94-247 Łódź, ul. Solec 3/5	2007.02.26
28	FHUT „BARI” Krzysztof Włodarczyk	32-250 Charsznica, ul. Żarnowiecka 10	2007.02.26
29	FH „D&M” Dariusz Monastyrski, Mirosław Zubko	23-412 Łukowa, Łukowa 553A	2007.02.27
30	PHU MITAR SC Jan Michalczak, Paweł Michalczak	05-555 Tarczyn, ul. 1-go Maja 46	2007.02.28
31	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Anna Zajac	11-041 Olsztyn, ul. Ketlinga 5	2007.02.28
32	Anita Kaczmarek „DARS”	92-703 Łódź, ul. Brzezińska 239	2007.02.28
33	EKO-RIM Sp. z o.o.	51-501 Wrocław, ul. Swojczycka 32	2007.03.01
34	EKO-SERWIS Sp. z o.o.	71-837 Szczecin, ul. Policka 7	2007.03.05

35	J. Stożek PPUH „OMEGA” Sp.j.	34-730 Mszana Dolna, ul. Starowiejska 2	2007.03.06
36	Kraft Mirosław Robert „KRAFT-TRANS” Przed. Trans.-Spedyc.	26-600 Radom, ul. Giserska 10	2007.03.07
37	„Mostan” Sp. z o.o.	01-161 Warszawa, ul. Obozowa 20	2007.03.07
38	Chemprogres Sp. z o.o.	01-161 Warszawa, ul. Obozowa 20	2007.03.08
39	Galeria Fryzur Kosmetyka Solarium Alicja Olszewska	09-140 Raciąż, ul. Płocka 35	2007.03.08
40	STACJA L.P.G. „AUTO-GAZ” Rafał Lisecki	72-221 Osina Kikorze, Kikorze	2007.03.12
41	„MAX-PETROL” Patryk Górny	63-940 Bojanowo, Gołaszyn 54	2007.03.12
42	Szymon Atraszkiewicz PHU PROBUD	62-052 Komorniki, ul. Poznańska 152	2007.03.12
43	Mariusz Kubina	22-160 Rejowiec, ul. Kościuszki 79	2007.03.12
44	Bożena Michalec FHU „BOMICH”	47-208 Reńska Wieś, Większyce, ul. Głogowska 32a	2007.03.13
45	PETROPOL Sp. z o.o.	80-319 Gdańsk, ul. Derdowskiego 19 A	2007.03.14
46	PHU Sławomir Falana	48-220 Łącznik, ul. Sportowa 2	2007.03.14
47	Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe Siecino – Dobrzany WIT CZMIELEWSKI Renata Rogowska	78-506 Ostrowice Siecino, Siecino 4	2007.03.19
48	Spółdzielnia Kólek Rolniczych w Mircu	27-220 Mirzec, ul. Majorat 11	2007.03.20
49	AUTO GAZ Sprzedaż Paliw Płynnych	26-650 Przytyk, ul. Warszawska 6	2007.03.20
50	PHU „Kobar” Sp. z o.o.	06-200 Maków Mazowiecki, ul. Zrembowska 6	2007.03.20
51	Barbara Warta Przedsiębiorstwo Handlowe Warta Barbara	62-400 Słupca, Os. Niepodległości 16/31	2007.03.20
52	Adam Grys – Przedsiębiorstwo Transportowo- -Usługowo-Handlowe „Adam Grys”	26-004 Bieliny, Lechów 51A	2007.03.21
53	FHU „LANDRYNiA”	31-580 Kraków, ul. Armii Krajowej 83/133	2007.03.21
54	Tomasz Sienkiewicz TOM-OIL	81-153 Gdynia, ul. Adm. J. Unruga 111	2007.03.22
55	Waldemar Kowalik PPUH KARINA	37-733 Pikulice, Hermanowice 81	2007.03.23
56	Zbigniew Nowecki Firma Handlowa „OLL-MAX”	89-110 Sadki, Radzicz 38A	2007.03.23
57	OPTIMAL-OIL Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Sobieskiego 5	2007.03.26
58	METRO-OIL Sp. z o.o.	63-430 Odolanów, Nabyszyce 22	2007.03.26
59	Unimot Express Sp. z o.o.-	00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8	2007.03.29
60	„MIRSLIW” Róg Mirosław	37-100 Łańcut, ul. Polna 3a	2007.03.29
61	ECO ENERGY Sp. z o.o.	40-035 Katowice, ul. Kochanowskiego 116	2007.03.30
62	Tadeusz Błaszczak EKO-BEST	54-058 Wrocław, ul. Stabłowicka 36/1	2007.03.30
63	Stanisław Kiewel Rozlewnia Gazu	21-300 Radzyń Podl., ul. Kocka10	2007.04.02
64	Fabryka Farb i Lakierów Matfarb	76-251 Widzino, ul. Główna 6	2007.04.02
65	Agnieszka Kondracka Stacja LPG BARTEK	21-530 Piszczac, ul. Ortel Królewski 1	2007.04.02
66	Renata Chabros FULL-PROFIT	24-160 Wąwolnica, ul. Rynek 2	2007.04.03
67	AS ELIOT Sp.j. Jacek Skrok, Elżbieta Kalman	96-515 Teresin, ul. Granice 12A	2007.04.04
68	Kostrzewa Zbigniew Firma Handlowo-Ustugowa „Psn – Energy”	28-300 Jędrzejów, ul. Reymonta 22	2007.04.04
69	Iwona Delfina Gulińska PHU IWO-POL	80-390 Gdańsk, ul. Kołobrzeska 23 G/6	2007.04.05
70	RAM Sp. z o.o.	70-781 Szczecin, ul. Fioletowa 51/10	2007.04.05
71	PKSiS Oświęcim SA	32-600 Oświęcim, ul. Więźniów Oświęcimia	2007.04.05
72	Puk Grzegorz Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe	64-423 Lubosz, Niemierzewo 23	2007.04.06
73	Selkia Polska Sp. z o.o.	02-957 Warszawa, ul. Sobieskiego 1 lok. 15	2007.04.11
74	Radosław Król Firma Handlowo-Ustugowa	82-433 Mikołajki Pomorskie, ul. Dzierżońska 3A	2007.04.12
75	JANTAR Bogdan Chyła	80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40	2007.04.13
76	Do-Wat Sp.j. W.A.D. Drzewieccy	85-079 Bydgoszcz, ul. Kościuszki 27	2007.04.16
77	„MAKSON” Sp. z o.o.	60-774 Poznań, ul. Śniadeckich 40	2007.04.16
78	FULL GAZ BIS D. ŁYŻWA, J. WADLEWSKI Sp.j.	95-050 Konstanczyn, ul. Narutowicza 13	2007.04.17
79	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Marian Seydak	78-540 Kalisz Pomorski, ul. Szczecińska 39	2007.04.17
80	PPHU MODAWER Stanisław Wernik	96-500 Sochaczew, ul. Reymonta 24	2007.04.17
81	Andrzej Firański FHU „DAFI”	13-324 Grodziczno, Grodziczno 37	2007.04.17
82	Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe „SERVIS-TIR” Podlasiński i Spółka Jan Podlasiński i Łukasz Podlasiński SC	62-571 Stare Miasto, Modła Kolonia 5F	2007.04.18
83	JUKO ENERGY Sp. z o.o.	42-215 Częstochowa, ul. Armii Krajowej 68 B	2007.04.18
84	PHU „stepnows” Andrzej Turek, Hubert Turek	88-150 Kruszwica, ul. Lipowa 9	2007.04.19
85	ET-ON Sp. z o.o.	30-243 Kraków, ul. Księcia Józefa 337 C	2007.04.19
86	BelOil-Bis Sp. z o.o.	00-701 Warszawa, ul. Czerniakowska 24/21	2007.04.20
87	Dariusz Kostecki PHU DARKO	14-100 Ostróda, ul. Garnizonowa 22/14	2007.04.23
88	Barbara Redzik	21-425 Huta-Dąbrowa, Huta-Dąbrowa 110	2007.04.23
89	ATEC Sp. z o.o.	40-842 Katowice, ul. Daszyńskiego 47	2007.04.24
90	Dorota Partyka Stacja AUTOGAZU	26-242 Ruda Maleniecka, Ruda Maleniecka 102F	2007.04.25
91	„Stary Dwór” SC Dorota Kobus i Krzysztof Kobus	11-040 Dobre Miasto, ul. Stary Dwór 35	2007.04.26

92	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Końskich	26-200 Końskie, ul. Zielona 11	2007.04.26
93	Krzysztof Deptuła	06-230 Różan, ul. Kościuszki 23	2007.04.27
94	Dudek Zenon PHU „STETON”	43-430 Skoczów (Ochaby Małe), ul. Dębowiecka 26	2007.05.07
95	Andrzej Pitas Firma Handlowa ANDRZEJ	41-100 Siemianowice Śl., ul. Pułaskiego 3	2007.05.08
96	Andrzej, Alicja PITAS SC	41-100 Siemianowice Śl., ul. Pułaskiego 3	2007.05.08
97	PHU INET-SYSTEM Marian Biskup	31-752 Kraków, ul. K. Makuszyńskiego 4	2007.05.08
98	Falcon Oil Sp. z o.o.	02-979 Warszawa, ul. Kostrzyńska 24/11	2007.05.08
99	„Praktik” Magdalena Kapusta	26-631 Jastrzębia, Jastrzębia 108	2007.05.08
100	Fuks-Gaz SC Anna Krupa, Łukasz Jemiołowski	03-253 Warszawa, ul. Białolecka 184	2007.05.09
101	Stacja Paliw SC 3 x K Kornecki Jerzy, Kornecka Kazimiera	38-535 Tyrawa Wołoska	2007.05.10
102	MEDILOGISTYKA Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Medyczna 8	2007.05.14
103	PHU POLTRADE Przemysław Sajdakowski	01-476 Warszawa, ul. Kaliskiego 23/37	2007.05.16
104	km petro	31-236 Kraków, Al. 29-listopada 162	2007.05.16
105	„EKOPAL-WROCŁAW” Sp. z o.o.	54-130 Wrocław, ul. Bulwar Ikara 14/14	2007.05.17
106	T.B. PETROL Tomasz Kruczyński	08-110 Siedlce, ul. Nauczycielska 3	2007.05.18
107	„DIZAN” Dobkowski Daniel	12-140 Świętajno, ul. Grunwaldzka 4	2007.05.21
108	PHU Petropol Kamil Nowakowski	06-450 Głinojeck, ul. Zygmuntowo 38	2007.05.25
109	Zbigniew Jurkowski PROBEN 77	88-400 Żnin, ul. Wilczkowska 8	2007.05.29
110	Łukasz Bartos Gospodarstwo Rolne	26-065 Piekoszków, ul. Czamowska 6	2007.05.31

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGAŚŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 2007.05.31)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Antoni Machniewski Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ANTRANS	42-512 Psary, ul. Kasztanowa 1	2007.02.07	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
2	STATOIL GAZ Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Północna 52	2007.02.08	Wpc, Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
3	GERTECH SC	91-829 Łódź, ul. Zawiszy 8/10	2007.02.12	Opc	zaprzestanie działalności
4	Mateusz Benrot COVER-NAFT	82-400 Sztum, ul. Barczewskiego 56	2007.02.13	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
5	EXPOL-BIS Pawliszak Arkadiusz i Pawliszak Waldemar Sp.j.	26-110 Skarżysko- -Kamienna, ul. Wioślarska 1	2007.02.14	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Krzysztof Zagłoba ZUH GAZOMAX	77-400 Złotów, ul. Szkolna 18/16	2007.02.16	Opc	-
7	Sklep Ogrodniczo-Przemysłowy Zbyszek Wyżykowski	09-413 Sikórz, Siecień 4	2007.02.19	Opc	-
8	Dariusz Zochowski, Adam Góral OPTIMA-GAZ BIS SC	05-200 Wołomin, ul. Legionów 124 A	2007.02.22	Opc	-
9	TUR-OIL Turek Łukasz	73-155 Węgorzyno, ul. Boczna 3	2007.02.25	Opc	upływanie terminu ważności koncesji
10	Alina Królak PHU ALKA	15-197 Białystok, ul. Dolistowska 1	2007.02.26	Opc	-
11	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Powstańców Śląskich 54	2007.02.27	Opc	-
12	Janina Solarewicz, Paweł Solarewicz SOLGAZ SC	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Krokusowa 12	2007.02.28	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
13	Elżbieta Tomasiak PHU ELTOM	27-530 Ożarów, Sobów 125	2007.02.28	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
14	Hanna Małgorzata Linkiewicz LINEX PHU	63-700 Krotoszyn, ul. Osadnicza 42	2007.02.28	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
15	Ryszard Ubyśz Usługi Transportowe Handel	26-110 Skarżysko- -Kamienna, ul. Sokola 24/29	2007.02.28	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
16	Dariusz Ilnicki ILGAZ Zakład Gazyfikacji Bezprzewodowej	52-211 Wrocław, ul. Komorowice 3	2007.03.02	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
17	Piotr Ulkowski, Piotr Socha PHU AKT-OIL SC	82-300 Elbląg, Al. Grunwaldzka 2 C	2007.03.02	Opc	-

KONCESJE

WYGAŚNIĘCIA KONCESJI

18	Halina Łukasziewicz MOTO-GAZ	42-300 Myszków, ul. Prymasa Wyszyńskiego 11/49	2007.03.06	Opc	-
19	Stacja Paliw „CHANEL” Józef Majewski	95-030 Rzgów, ul. Katowicka 126	2007.03.13	Opc	zaprzeszanie działalności
20	Jarosław Zamel JARGAZ	62-030 Luboń, ul. Armii Poznań 71	2007.03.14	Opc	-
21	Renata Szłapak FHU	22-122 Leśniowice, ul. Majdan Leśniowski 3	2007.03.22	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
22	Lopko Roman PPUH Pi – GAZ	67-106 Otyń, ul. Spółdzielcza 10	2007.03.28	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
23	Stacja Paliw Roman Głowacki	95-030 Rzgów, ul. Katowicka 69	2007.03.29	Opc	zaprzeszanie działalności
24	PHU AUTO-GAZ Stefan Opaczyński	64-500 Gąsawy, ul. Słowiańska 4	2007.03.30	Opc	-
25	Agropal SC Zofia Ignatowska, Leszek Ignatowski	98-100 Łask, Kolonia Bałucz 41	2007.03.31	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
26	Fabryka Maszyn Rolniczych PILMET SA	54-156 Wrocław, ul. Metalowców 25	2007.04.03	Pee, Oee	-
27	FUH Tomasz Brożek	44-100 Gliwice, ul. Traugutta 14	2007.04.05	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
28	Piłczycki Park Biznesu Sp. z o.o.	54-156 Wrocław, ul. Stargardzka 2A	2007.04.05	Dee, Oee	-
29	Jarosław Wietrzyński PH PETRO – OKTAN	62-420 Strzałków, ul. Lipowa 4	2007.04.06	Opc	-
30	Andrzej Ulatowski REAL PLUS	73-110 Stargard Szcz., ul. Święte 26A	2007.04.12	Opc	-
31	Grzegorz Nowak, Tomasz Janowski FHU GT	42-200 Częstochowa, ul. Witosa 2/77	2007.04.18	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
32	POLAR SA	51-210 Wrocław, ul. Gen. T. Bora – Komorowskiego 6	2007.04.25	Pee, Oee	stwierdzenie wygaśnięcia
33	Wiesław Fita, Krzysztof Fita ATIF SC	56-513 Międzybórz, OSE 16 B	2007.04.26	Opc	-
34	Bogumił Snopiński AUTO-GAZ	42-310 Żarki, Kotowice, ul. Majowa 2	2007.04.27	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
35	Przemysław Poniewierski AUTO-GAZ MARYCHA	27-600 Sandomierz, ul. Gierlachów 74	2007.04.27	Opc	-
36	Andrzej Szatanik Firma Prywatna „Szatanik”	43-417 Kaczyce, ul. Średnicowa 29	2007.04.27	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
37	PHU „AKO-PLUS” Mieczysław Kowal	57-150 Prusy, ul. Słowiańska 30a/3	2007.04.30	Opc	-
38	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	42-284 Herby, ul. Lubliniecka 33	2007.05.17	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
39	Wojciech Marecki SERWIS-GAZ	04-740 Warszawa, ul. Czarnolecka 11a	2007.05.18	Opc	-
40	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Żmigród)	55-055 Żmigród, ul. Poznańska 6	2007.05.22	Wcc, Pcc	-
41	Andrzej Pietrzykowski, Tomasz Stolik PHU A-TOM GAZ SC	15-740 Białystok, ul. Antoniukowska 41A	2007.05.24	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji
42	PPHU „KEM-MAT” Elżbieta Matla	26-510 Chlewiska, ul. Czachowskiego 73a	2007.05.29	Opc	-
43	EC Fenice Poland Sp. z o.o.	35-078 Rzeszów, ul. Hetmańska 120	2007.05.31	Wcc, Pcc, Wee, Dee, Oee, Dpg, Opg	zaprzeszanie działalności
44	Wacław Skabek FH-P	42-400 Zawiercie, ul. Krzywa 3	2007.05.31	Opc	wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Oee – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

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

tel. (0-22) 828-02-31 (33)
fax (0-22) 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. (0-91) 424-16-30
fax (0-91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
ul. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk

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

tel. (0-61) 833-12-64
fax (0-61) 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. (0-81) 743-85-09 (30)
fax (0-81) 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. (0-42) 639-24-40
fax (0-42) 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. (0-71) 780-38-29
fax (0-71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6a
40-158 Katowice

tel. (0-32) 258-76-91
fax (0-32) 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. (0-12) 638-80-90
fax (0-12) 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