



Urząd Regulacji
Energetyki

02

2010

NR 2 (70) 1 marca 2010 ISSN 1506-090X cena 15 zł

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

Implementacja CSR w sektorze energetycznym
– korzyści dla przedsiębiorstw

Niemiecki przykład wdrożenia projektu
„Finansowanie i narzędzia pomocowe
w zakresie ubóstwa energetycznego
w budownictwie komunalnym”

XVII Europejskie Forum Regulacyjne

Interwencja państwa w procesy gospodarcze
a pomoc publiczna

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. 66-16-315 fax 66-16-321
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. 66-16-233 fax 66-16-225
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 fax 66-16-225
Automatyczna infolinia o numerach telefonów	tel. 66-16-156

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

SPIS TREŚCI

- 2 Korzyści dla przedsiębiorstw sektora energetycznego wynikające z implementacji zasad Społecznej Odpowiedzialności Biznesu
- 7 „Finansowanie i narzędzia pomocowe w zakresie ubóstwa energetycznego w budownictwie komunalnym” – przykłady wdrożone w Niemczech
- 16 XVII Europejskie Forum Regulacyjne – jaki będzie kształt europejskiego rynku gazu?
- 26 Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 8 grudnia 2009 r. w sprawie ogłoszenia raportu dla Komisji Europejskiej dotyczącego wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych za 2008 r.
- 34 Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw
- 67 Finansowanie inwestycji w energetyce – test prywatnego inwestora a pomoc publiczna
- 75 URE uczy, URE radzi... Multimedialny konkurs w Lublinie

Szanowni Czytelnicy,

jednym z priorytetowych działań Urzędu Regulacji Energetyki jest propagowanie Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (CSR – Corporate Social Responsibility). Prezes URE, jako pierwszy organ administracji rządowej, rozpoczął w 2008 r. prace nad koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu elektroenergetycznego, wspieraniem odbiorcy wrażliwego społecznie i standardami efektywności energetycznej. Coraz częściej na łamach Biuletynu URE publikujemy zatem materiały poświęcone tematyce CSR, i tak jest także w bieżącym numerze.

Pierwszy artykuł kierowany jest głównie do przedsiębiorstw energetycznych działających w sektorze energetycznym. Autorzy: Piotr Jaroń i Łukasz Wędziński podpowiadają przedsiębiorstwom, jakie działania z zakresu CSR mogą podejmować w stosunku do poszczególnych grup interesariuszy i jakie główne korzyści mogą płynąć z takich działań. Zwracają także uwagę na fakt, że „Decyzje i zachowania podejmowane przez przedsiębiorstwo pośrednio lub bezpośrednio wpływają na ogromną liczbę podmiotów działających w jego otoczeniu. Często to właśnie relacje z tymi podmiotami, a nie wyłącznie efektywność produkcji, decydują o sukcesie przedsiębiorstwa.”.

Drugi materiał przybliży projekt FinSH „Finansowanie i narzędzia pomocowe ubóstwa energetycznego w budownictwie komunalnym”, realizowany w ramach programu Komisji Europejskiej – Inteligentna Energia dla Europy przez organizacje w Niemczech, Francji, Włoszech, Wielkiej Brytanii i w Polsce. Ryszard Zwierchanowski dokładnie opisuje obszary badań, pod kątem których przeanalizowano działania podejmowane w Niemczech przez różne instytucje i organizacje. Badania miały wskazać najlepsze możliwe reguły postępowania obowiązujące w ramach poszczególnych organizacji i projektów, których integracja umożliwiłaby stworzenie modelu przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu.

W połowie stycznia 2010 r. odbyło się XVII Europejskie Forum Regulacyjne – Forum Madryckie, w którym udział wzięli przedstawiciele Komisji Europejskiej, europejskich stowarzyszeń przedsiębiorców, krajowych organów regulacji, ministerstw odpowiedzialnych za gazownictwo za państw UE, państw kandydujących i Norwegii. Na Forum podnoszone były tematy związane z przyjętymi aktami prawnymi trzeciego pakietu energetycznego i traktatem lizbońskim. Szczegółowe informacje z przebiegu Forum, poruszane zagadnienia, wnioski i spostrzeżenia – o tym wszystkim w artykule Macieja Syroki.

Państwa uważamy polecamy także materiał Roberta Zajdlera, w którym podnoszony jest temat interwencji państwa w procesy gospodarcze. Artykuł ma na celu „pokazanie przesłanek uznania danego środka za pomoc publiczną i na tym tle pokazanie możliwych działań państwa, które nie będą musiały być uznane za pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej”. Autor przedstawia m. in. rolę państwa w gospodarce, istotę pomocy publicznej, warunki świadczenia pomocy przez państwo, selektywność w udzielaniu takiej pomocy, a także test prywatnego inwestora – narzędzia stworzonego przez Komisję Europejską oceniającego, czy finansowe wsparcie państwa przedsiębiorstw publicznych i prywatnych jest zgodne z regułami konkurencji.

Redakcja

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
ŁAMANIE, DRUK, KOLPORTAŻ PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83. Oddano do druku 19 lutego 2010 r.
Nakład: 1230 egz. ISSN 1506-090X Cena 15 zł (w tym 0% VAT) **FOTO** 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 0/0 Warszawa 58101010002873231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE) www.ure.gov.pl

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

Korzyści dla przedsiębiorstw sektora energetycznego wynikające z implementacji zasad Społecznej Odpowiedzialności Biznesu

Piotr Jaroń, Łukasz Wędziński¹⁾

Idea Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (ang. CSR – *Corporate Social Responsibility*) swoją genezę wywodzi ze Stanów Zjednoczonych. Na początku XX wieku okazało się, iż zwiększenie wartości przedsiębiorstwa jest wprawdzie podstawowym celem prowadzenia działalności gospodarczej, jednak istotne są również relacje z otoczeniem. Przedsiębiorstwa nie funkcjonują bowiem w próżni. Ich wpływ na gospodarkę, środowisko naturalne, społeczeństwo czy nawet kulturę jest ogromny. W efekcie nigdy nie mogą pozostać obojętne na środowisko, w którym funkcjonują. Idea Społecznej Odpowiedzialności Biznesu jest strategią zarządzania, która stara się w sposób kompleksowy przedstawić rolę i zadania stojące przed współczesnym przedsiębiorstwem. W Zielonej Księdze w sprawie CSR z 2001 r. Komisja Europejska zdefiniowała Społeczną Odpowiedzialność Biznesu jako koncepcję, „zgodnie z którą przedsiębiorstwa dobrowolnie uwzględniają problematykę społeczną i ekologiczną w swojej działalności komercyjnej i w stosunkach z interesariuszami”²⁾. Należy dodać, iż pojęcie interesariusza obejmuje ogół podmiotów wchodzących w relacje komercyjne i niekomercyjne z danym przedsiębiorstwem. Błędne byłoby jednak postrzeganie Społecznej Odpowiedzialności Biznesu jako działalności filantropijnej czy wyłącznie jako proces tworzenia pozytywnego wizerunku przedsiębiorstwa w mediach. Idea CSR ma bardziej złożony charakter, a tworzenie pozytywnego wizerunku przedsiębiorstwa wśród jego konsumentów i kontrahentów jest tylko jednym z elementów szerszej strategii. W obecnym świecie założenie, iż przedsiębiorstwo dąży do maksymalizacji sprzedaży przy obniżeniu kosztów własnych nie jest już, szczególnie w perspektywie długofalowej, jedyną strategią osią-

gnięcia sukcesu. Obraz jest znacznie bardziej złożony. Decyzje i zachowania podejmowane przez przedsiębiorstwo pośrednio lub bezpośrednio wpływają na ogromną liczbę podmiotów działających w jego otoczeniu. Często to właśnie relacje z tymi podmiotami, a nie wyłącznie efektywność produkcji, decydują o sukcesie przedsiębiorstwa.

Należy jednak podkreślić, iż u podstaw CSR leży właśnie lepsze zarządzanie przedsiębiorstwem, a w perspektywie długofalowej zwiększenie jego wartości i umocnienie pozycji na rynku. Prawidłowo implementowane zasady Społecznej Odpowiedzialności Biznesu przyniosą wymierne korzyści nie tylko przedsiębiorstwu, ale także konsumentom i kontrahentom oraz społeczeństwu. Wdrożenie CSR należy zatem potraktować jako inwestycję, a nie koszty prowadzenia działalności. W przyszłości przedsiębiorstwa stosujące

U podstaw CSR „leży lepsze zarządzanie przedsiębiorstwem, a w perspektywie długofalowej zwiększenie jego wartości i umocnienie pozycji na rynku

ce CSR prawdopodobnie osiągną lepsze wyniki i bardziej stabilną pozycję na rynku, niż te, które zrezygnowały z zaangażowania swoich sił i środków w działalność na rzecz dobra wspólnego.

Szczególną uwagę należy zwrócić na przedsiębiorstwa działające w sektorze energetycznym. Jest to bowiem sektor o strategicznym znaczeniu dla gospodarki, a dostęp do energii elektrycznej, ciepła i gazu jest w chwili obecnej podstawowym dobrem cywilizacyjnym dla każdego konsumenta. Na przedsiębiorcach sektora energetycznego spoczywa zatem szczególna odpowiedzialność za dostarczenie energii elektrycznej, ciepła i gazu gospodarstwom domo-

¹⁾ Artykuł powstał we współpracy z Adamem Dobrowolskim i Zofią Szafraniec, pracownikami Oddziału Centralnego URE z siedzibą w Warszawie.

²⁾ „Green Paper. Promoting a European framework for Corporate Social Responsibility”, Brussels, 18.07.2001, COM (2001), 366 final, s. 6.

wym oraz innym podmiotom. Doceniając kluczowe znaczenie sektora energetycznego dla gospodarki i społeczeństwa powołany przez Prezesa URE Zespół do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych zaproponował koncepcję Społecznej Odpowiedzialności Biznesu w Energetyce (SOBE). Celem SOBE jest harmonijne połączenie efektywności działania z etycznymi i ekologicznymi aspektami obecności przedsiębiorstwa funkcjonującego w przestrzeni społecznej. Zasadami działania powinny być jawność, przejrzystość oraz rzetelność, a także rezygnacja z nadużywania dominującej pozycji wobec kontrahentów, klientów i odbiorców energii³⁾.

Zasadniczym celem działań podjętych w ramach strategii Społecznej Odpowiedzialności Biznesu w sektorze energetycznym powinno być większe zaangażowanie przedsiębiorstwa w budowanie pozytywnych relacji z otoczeniem, czyli środowiskiem, w którym przedsiębiorstwo funkcjonuje oraz grupami interesariuszy. Pod pojęciem interesariuszy należy rozumieć „wszystkie grupy społeczne i jednostki, które mogą wpływać lub są pod wpływem działania przedsiębiorstwa za pośrednictwem jego produktów, strategii i procesów wytwórczych, systemów zarządzania i procedur. W praktyce są to: udziałowcy i akcjonariusze, pracownicy i ich przedstawicielstwa, w tym związki zawodowe, klienci i konsumenci ostateczni, kredytodawcy, dostawcy, konkurenci, władze publiczne i samorządowe, społeczności lokalne i regionalne oraz opinia publiczna”⁴⁾. Przedsiębiorstwa sektora energetycznego, ze względu na skalę obrotów, szczególne produkty, które oferują oraz oddziaływanie na środowisko naturalne są szczególnie predestynowane do uregulowania swoich relacji z otoczeniem w oparciu o zasady CSR. Ich relacje z podmiotami zewnętrznymi są ponadto w znacznym stopniu regulowane normami prawnymi np. zasady przyznawania koncesji, przepisy dotyczące ochrony odbiorców energii czy zasady zatwierdzania taryf energii elektrycznej, ciepła i gazu. Jednak nawet najlepsze regulacje nie wyeliminują możliwości nadużywania dominującej pozycji w stosunku do otoczenia. Zatem implementacja zasad Społecznej Odpowiedzialności Biznesu w przypadku przedsiębiorstw energetycznych wydaje się szczególnie pożądana, jak również może przynieść dodatkowe, nie występujące w innych sektorach korzyści.

Należy zatem wskazać, jakie działania mogą podjąć przedsiębiorstwa sektora energetycznego w stosunku do poszczególnych grup interesariuszy, a także jakie korzyści mogą płynąć z takich działań:

- **Udziałowcy i akcjonariusze** – wdrożenie zasad CSR może być decydującym czynnikiem ułatwiającym pozyskiwanie kapitału na nowe inwestycje. Inwestorzy, szczególnie instytucjonalni, coraz większą uwagę zwracają na zasady zarządzania przedsiębiorstwem, jego stosunek do środowiska naturalnego i umiejętność dostosowania się do zmian zachodzących w gospodarce rynkowej. Stosowanie strategii Społecznej Odpowiedzialności Biznesu pozytywnie wpływa na wizerunek przedsiębiorstwa i zmniejsza ryzyko obniżenia jego wartości. CSR jest gwarancją, iż przedsiębiorstwo jest zarządzane w sposób nowoczesny i odpowiedzialny, a także jest wrażliwe na problemy społeczne. Natomiast dla akcjonariuszy priorytetem jest podniesienie wartości przedsiębiorstwa. Wdrożenie Społecznej Odpowiedzialności Biznesu samo w sobie może przyczynić się do korzystniejszej wyceny wartości przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwa stosujące CSR są zazwyczaj lepiej zarządzane i uzyskują większe zyski niż podobne podmioty, które jednak nie widzą potrzeby zaangażowania się w działania na rzecz dobra wspólnego. Coraz większe znaczenie ma tzw. idea odpowiedzialnego inwestowania (*Socially Responsible Investing – SRI*), zgodnie z którą inwestorzy podejmując decyzje lokują kapitał w spółki o wysokich standardach CSR. Realizację tej strategii ułatwiają wyspecjalizowane fundusze inwestycyjne, indeksy grupujące odpowiedzialne przedsiębiorstwa oraz publikowanie przez przedsiębiorstwa raportów z postępów we wdrażaniu CSR. Wprawdzie zasady CSR będą jednym z kilku czynników decydujących o zainteresowaniu inwestorów danym przedsiębiorstwem, jednakże może być to czynnik decydujący. Niewątpliwie znaczenie CSR w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych będzie w najbliższych latach nieustannie wzrastać.
- **Pracownicy** – każde przedsiębiorstwo sektora energetycznego potrzebuje wysoko wykwalifikowanych pracowników. Zasady CSR w ich wymiarze wewnętrznym, skierowane do pracowników każdego szczebla mogą przyczynić się do zwiększenia ich zaufania i lojalnej postawy wobec zakładu pracy. Przedsiębiorstwa przyjazne pracownikowi mają większe szanse na pozyskanie najlepszych kandydatów na rynku pracy oraz zatrzymanie najwartościowszych pracowników. Ponadto zasady CSR mogą być doskonałym elementem systemu motywowania pracowników. Wprowadzenie wysokich, niewymagalnych przez prawo norm bezpieczeństwa przyczynia się do zmniejszenia liczby wypadków i chorób wśród pracowników, podnosi jakość i atmosferę pracy oraz

³⁾ Raport Zespołu do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. Raport końcowy, Biuletyn URE nr 6/2008, s. 19.

⁴⁾ Odpowiedzialny biznes – Społeczna odpowiedzialność biznesu jako źródło sukcesu w województwie śląskim, Region Śląsko-Dąbrowski NSZZ „Solidarność” i Izba Rzemieślnicza oraz Małej i Średniej Przedsiębiorczości w Katowicach, www.ir.katowice.pl.

zwiększa jej wydajność. Działania przedsiębiorstwa adresowane do pracowników mogą przybierać bardzo zróżnicowane formy. Mimo, iż wiele zależy od specyfiki danego zakładu pracy można wymienić kilka przykładowych programów: doszkąlanie pracowników, dodatkowe ubezpieczenia zdrowotne, badanie satysfakcji pracowników, szeroko pojęta polityka prorodzinna, pracownicze programy emerytalne, promowanie najlepszych pracowników, wprowadzenie wysokich standardów odnośnie do bezpieczeństwa na stanowiskach pracy wraz z dodatkowymi szkoleniami z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy. Mimo różnorodnych środków i metod implementacji CSR wspólnym mianownikiem jest stwierdzenie, iż dobrze zmotywowany pracownik, pracujący w przyjaznym środowisku jest pracownikiem wydajniejszym, bardziej lojalnym i ambitnym.

- **Odbiorcy (klienci)** – przedsiębiorstwa sektora energetycznego opierają swoją działalność na długoterminowych relacjach z odbiorcą. Dodatkowo w znaczącej mierze owe relacje są ukształtowane przez normy prawne, a dostęp do energii, ciepła czy gazu traktowany jest w chwili obecnej jako jedno z podstawowych dóbr cywilizacyjnych. Uwzględniając długoterminowy charakter relacji pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym, to ostatnie powinno być szczególnie zainteresowane implementacją zasad CSR. Pozytywne stanowisko wobec potrzeb klienta może przyczynić się do zwiększenia jego lojalności, obniżenia kosztów pozyskania nowych klientów oraz akceptacji wyższej ceny za oferowane produkty lub usługi albo wyborem dodatkowych usług oferowanych przez przedsiębiorstwo. W interesie klientów leży zapewnienie ciągłości i pewności dostaw. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw przyczynia się do zwiększenia zysku przedsiębiorstwa energetycznego. Szczególną uwagę należy zwrócić na odbiorców wrażliwych społecznie. W swoich kalkulacjach dostawcy energii, ciepła czy gazu powinni brać pod uwagę, iż niektórzy odbiorcy znaleźli się czasowo w trudnej sytuacji ekonomicznej i kwalifikują się do grupy tzw. odbiorców wrażliwych społecznie albo ze względu na stan zdrowia wymagają nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej lub ciepła. Każde przedsiębiorstwo energetyczne powinno wdrożyć system monitoringu i zbierać informacje o problemach i potrzebach swoich klientów. Umożliwi to szybsze i bardziej adekwatne reagowanie na zmieniające się potrzeby odbiorców. Przykładowymi działaniami na rzecz odbiorców wrażliwych są: instalacja liczników przedpłatowych lub też negocjowanie z odbiorcą terminu spłaty zadłużenia. Liczniki przedpłatowe powinny być instalowane u odbiorców mających problemy z terminowym regulowaniem swoich zobowiązań. Przedsiębiorstwo energetyczne otrzymałoby gwa-

rancje regularnego otrzymywania należności. Natomiast odbiorca energii uczyłby się odpowiedzialności za terminowe uiszczanie opłat. Liczniki przedpłatowe mogą być instalowane również u odbiorców dostrzegających potrzebę kontrolowania swojego zużycia energii. Ochrona odbiorców wrażliwych społecznie powinna być realizowana we współpracy z ośrodkami pomocy społecznej. Przedsiębiorstwa energetyczne mogłyby również inicjować współpracę z organizacjami pozarządowymi. Natomiast czasowe odłożenie terminów

**Dobrze „
zmotywowany
pracownik,
pracujący
w przyjaznym
środowisku jest
pracownikiem
wydajniejszym,
bardziej lojalnym
i ambitnym**

płatności zaległych opłat za energię czy gaz może dotyczyć odbiorców mających przejściowe problemy z regulowaniem bieżących należności. Taka polityka nie tylko obrazuje wrażliwość przedsiębiorstwa na problemy nurtujące społeczeństwo, ale także w dłuższej perspektywie może przynieść znaczące korzyści ekonomiczne. Z pewnością biorąc pod uwagę długoter-

minowy charakter umów o dostarczenie energii lub ciepła, w przyszłości przedsiębiorstwo zyska lojalnego klienta. W ramach kompleksowej strategii CSR przedsiębiorstwo energetyczne może również wprowadzić wyższe niż wymagane przez normy prawa standardy jakości paliw i energii oraz standardy obsługi klienta czy też zaostrzone normy bezpieczeństwa. Wyższe standardy mogą przyczynić się do zmniejszenia awaryjności urządzeń przesyłowych. Oczywiście ewentualne korzyści są uwarunkowane specyfiką rynku, na którym działa przedsiębiorstwo (rynek konkurencyjny, monopol). Każde przedsiębiorstwo energetyczne musi opracować indywidualną strategię CSR, dostosowaną do jego bieżącej sytuacji rynkowej i potrzeb odbiorców energii, ciepła czy gazu.

- **Dostawcy** – jednymi z najistotniejszych interesariuszy przedsiębiorstwa energetycznego są kontrahenci. Poprawne relacje z podmiotami prowadzącymi działalność gospodarczą nie tylko przyczyniają się do poprawy wizerunku przedsiębiorstwa, ale również w znaczącym stopniu usprawniają jego zarządzanie. Wybór kontrahentów spośród przedsiębiorstw stosujących zasady CSR oznacza jednocześnie preferencję odpowiedzialnych przedsiębiorców oraz zmniejszenie ryzyka wystąpienia przerw w ciągłości dostaw paliw i energii oraz ewentualnego niewykonania innych

zobowiązań. Zasady CSR mogą być swoistym certyfikatem jakości i gwarancją etycznego prowadzenia biznesu dla przedsiębiorstw nawiązujących kontakty gospodarcze. Strategia Społecznej Odpowiedzialności Biznesu w odniesieniu do kontrahentów może polegać na wprowadzeniu przejrzystych procedur wyboru dostawców, eliminacji możliwości wystąpienia praktyk korupcyjnych, publikacji opracowanych standardów dotyczących zamawianych produktów i usług czy wspólnych projektach zaangażowania społecznego realizowanego niejako obok istniejących kontaktów gospodarczych. Dodatkowo przedsiębiorstwo może odegrać istotną rolę w promowaniu CSR dokonując wyboru produktów i usług podmiotów zaangażowanych w działalność zgodnie z ideą Społecznej Odpowiedzialności Biznesu.

- **Środowisko naturalne** – jest to obszar szczególnie dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i dla państwa oraz społeczeństwa. Również na przedsiębiorstwach energetycznych spoczywa bowiem ogromna odpowiedzialność za obecny i przyszły stan środowiska naturalnego. Wbrew pozorom nie ma sprzeczności pomiędzy celami ekonomicznymi przedsiębiorstw energetycznych a obniżeniem poziomu negatywnego oddziaływania na środowisko. Najlepszym przykładem jest redukcja zużycia surowców w procesie wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła, czy też zmniejszenie strat powstających podczas dystrybucji energii elektrycznej, ciepła lub gazu. Przyczynia się to do poprawy stanu środowiska naturalnego, a jednocześnie może znacząco zwiększyć zyski przedsiębiorstwa energetycznego. Podobna relacja istnieje w przypadku inwestowania w badania naukowe nad bardziej wydajnymi i ekologicznymi sposobami wytwarzania energii i utylizacji odpadów powstających podczas produkcji energii. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny także angażować się w rekultywację terenów zniszczonych w wyniku działalności przemysłowej oraz likwidować zbędną infrastrukturę np. przestarzałe i nieużywane gazociągi czy ropociągi. Podobnie działania na rzecz ochrony przyrody, szczególnie w wymiarze lokalnym mogą przyczynić się do stworzenia w mediach wizerunku przedsiębiorstwa odpowiedzialnego i dbającego o środowisko naturalne.
- **Społeczność lokalna** – przedsiębiorstwa energetyczne, zazwyczaj prowadzące działalność na określonym obszarze powinny zwrócić szczególną uwagę na problemy regionów, w których działają. Zaangażowanie na szczeblu lokalnym może wpłynąć na dobre relacje ze społecznością i władzami lokalnymi oraz zmniejszenie ryzyka wystąpienia protestów społecznych w przypadku realizacji nowych projektów inwestycyjnych. Tworzenie pozytywnego obrazu przedsiębiorstwa może być realizowane za pomocą dotacji, sponsoringu czy patronatu nad wydarzeniami kulturalnymi

i społecznymi. Pozytywnie odbierane jest również zaangażowanie się przedsiębiorstwa w różne formy wspierania edukacji na szczeblu lokalnym. Równie istotnym elementem strategii CSR na płaszczyźnie lokalnej jest polityka zatrudniania uwzględniająca warunki panujące na lokalnym rynku pracy. Tym sposobem można zbudować dobre relacje ze związkami zawodowymi i władzami samorządowymi. W procesie realizacji inwestycji, szczególnie rozległych i ingerujących w środowisko naturalne, przedsiębiorstwo energetyczne powinno brać pod uwagę lokalne uwarunkowania społeczne oraz wpływ inwestycji na środowisko naturalne. Kolejnym obszarem działania Społecznej Odpowiedzialności Biznesu na płaszczyźnie lokalnej jest zaangażowanie pracowników w określone projekty. Przedsiębiorstwa energetyczne mogą zachęcać swoich pracowników do zaangażowania się w sprawy społeczności lokalnej poprzez wolontariat pracowniczy lub działalność edukacyjną i kulturalną, jak również być animatorem takich działań.

- **Edukacja** – przedsiębiorstwa energetyczne poprzez programy edukacyjne mogą przyczynić się do zwiększenia zainteresowania tematyką energetyki i bezpieczeń-

„**Świadomi klienci i kontrahenci to również mniejsze ryzyko wystąpienia awarii w dostawach energii**”

stwa energetycznego. Świadomi klienci i kontrahenci to również mniejsze ryzyko wystąpienia awarii w dostawach energii. Zasadne byłoby zainicjowanie szkoleń i konkursów na temat korzystania z energii elektrycznej czy gazu, rozpowszechnianie wiedzy na temat racjonalnego

zużycia energii w społeczności lokalnej czy wprowadzenie programu stypendialnego dla studentów. W przyszłości osoby biorące udział w programie stypendialnym mogą zasilić szeregi pracowników przedsiębiorstwa. Działalność edukacyjną można także potraktować jako kolejny element budowania dobrego wizerunku przedsiębiorstwa energetycznego w swoim otoczeniu.

Istotnym elementem wprowadzania strategii Społecznej Odpowiedzialności Biznesu są raporty dotyczące postępów we wdrażaniu CSR (np. coroczne raporty Forum Odpowiedzialnego Biznesu „Odpowiedzialny Biznes w Polsce. Dobre praktyki”), certyfikaty i nagrody przyznawane przedsiębiorstwom oraz seminaria i konferencje na temat CSR. Tym sposobem przedsiębiorstwa energetyczne mogą budować swój

wizerunek podmiotów odpowiedzialnych społecznie. Certyfikaty i raporty są ponadto gwarancją, iż przedsiębiorstwo w swojej działalności kieruje się kryteriami moralnymi. Raporty, certyfikaty i nagrody przyznawane przez środowisko CSR mogą stać się ważnym elementem strategii marketingowej przedsiębiorstwa.

Należy nadmienić, iż przedsiębiorstwa energetyczne mogą angażować się w projekty zarówno związane ze swoim macierzystym sektorem (np. programy poprawy efektywności wykorzystania su-

grywa łatwy i szybki dostęp do informacji o przedsiębiorstwie (prasa, Internet, upublicznianie wielu danych o działalności przedsiębiorstwa). Strategia wyróżniania się poprzez działalność społeczną wymaga jednak od przedsiębiorstwa stałego monitorowania i reagowania na potrzeby interesariuszy, a następnie dostosowywania strategii do ich potrzeb i wymagań.

Czynniki umożliwiające przedsiębiorstwu osiągnięcie przewagi konkurencyjnej zostały przedstawione na poniższym rysunku.



Rysunek 1. Czynniki przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstwa (Źródło: J. Adamczyk „Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw”, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2009 na podstawie R. Welford, A. Gouldson, „Environmental Management and Business Strategy”, Pitman, London 1994)

rowców w procesie wytwarzania energii), jak i podejmować działania w dziedzinach niezwiązanych z energetyką. Dotychczas w kręgu zainteresowań polskich przedsiębiorstw znalazło się m.in. bezpieczeństwo na drogach (PKN Orlen SA⁵⁾), rozwój turystyki ekologicznej na terenach poddanych rekultywacji (utworzenie ośrodka sportu i rekreacji „Góra Kamieński” przez PGE KWB Bełchatów SA⁶⁾), bezpieczeństwo nad wodą (program PGNiG SA⁷⁾ „Bezpieczne Mazury”), pomoc osobom wykluczonym społecznie w ich powrocie do społeczeństwa (Kampania Piwowarska SA⁸⁾). Również przedsiębiorstwa energetyczne mogą rozszerzyć swoją działalność poza sektor macierzysty. Niektóre z tych inicjatyw mogą stać się w przyszłości alternatywnym źródłem dochodu (np. turystyka ekologiczna).

Implementacja CSR w ramach strategii działania przedsiębiorstwa może być sposobem tworzenia przewagi konkurencyjnej nad innymi podmiotami działającymi na rynku. W chwili obecnej pracownicy i klienci coraz większą uwagę zwracają na pozaekonomiczne aspekty działalności przedsiębiorstwa. Niebagatelną rolę w kształtowaniu takich zachowań od-

Efektywność strategii jest oceniana według kryterium, w jaki sposób udaje się ukierunkować energię i potencjał grup interesów (interesariuszy) na osiągnięcie celów przedsiębiorstwa wbrew ich dążeniu do realizacji własnych zamiarów i zaspokajaniu interesów własnej grupy.

Nie ma jednak pewności, że implementowana strategia Społecznej Odpowiedzialności Biznesu przyniesie spodziewane efekty przekładające się na uzyskanie przewagi nad przedsiębiorstwami niestosującymi CSR lub stosującymi go w niewielkim zakresie. Realizacja odpowiedzialnej działalności przedsiębiorstwa generuje wyższe koszty zazwyczaj wymagające akceptacji akcjonariuszy, klientów i pracowników. Konieczne jest wyważenie zaangażowania w działalność społeczną, tak aby koszty nie zagroziły utratą konkurencyjności. Zatem przedsiębiorcy działający w sektorze energetycznym powinni ostrożnie implementować zasady CSR do swojej strategii rozwoju. Przede wszystkim należy przy ustalaniu, jakie działania przyniosą największe korzyści, uwzględnić bieżącą sytuację przedsiębiorstwa oraz jego perspektywę rozwoju. Ważnym krokiem powinno być ustalenie jakie środki i metody będą zapewniały korzyści zarówno przedsiębiorstwu, jak i społeczeństwu oraz dokonać kalkulacji ewentualnych zysków i strat. Przedsiębiorstwo nie może bowiem zrezygnować ze swojego podstawowego celu, jakim jest zwiększanie swojej wartości. Może jednakże stosować strategię pozwalającą w sposób jak najpełniejszy

⁵⁾ Źródło: strona internetowa programu „ORLEN. Bezpieczne drogi”, www.orklenbezpiecznedrogi.pl.

⁶⁾ Źródło: www.gorakamienski.nazwa.pl.

⁷⁾ Źródło: www.pgnig.pl.

⁸⁾ Źródło: strona internetowa programu „Warto być za”, www.warto.eu.

zrealizować ów podstawowy, egzystencjalny cel. Jedną z takich strategii jest właśnie idea Społecznej Odpowiedzialności Biznesu.

Specyfika branży energetycznej powoduje, że część przedsiębiorstw funkcjonuje na rynku konkurencyjnym, pozostałe w warunkach monopolu, stąd konieczne jest dostosowanie zakresu działań CSR do specyfiki działania przedsiębiorstwa.



Piotr Jaroń



Łukasz Wędziński

Oddział Centralny URE z siedzibą w Warszawie

Literatura:

1. Raport Zespołu do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. Raport końcowy, Biuletyn URE nr 6/2008.
2. J. Adamczyk, *Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2009.
3. *Co to jest CSR?*, Forum Odpowiedzialnego Biznesu, www.fob.org.pl.
4. *Odpowiedzialny biznes – Społeczna odpowiedzialność biznesu jako źródło sukcesu w województwie śląskim*, Region Śląsko-Dąbrowski NSZZ „Solidarność” i Izba Rzemieślnicza oraz Małej i Średniej Przedsiębiorczości w Katowicach.
5. Raport *Odpowiedzialny biznes w Polsce 2008. Dobre praktyki*, Forum Odpowiedzialnego Biznesu.
6. Raport *Odpowiedzialny biznes w Polsce 2007. Dobre praktyki*, Forum Odpowiedzialnego Biznesu.
7. *Green Paper. Promoting a European framework for Corporate Social Responsibility*, Brussels, 18.07.2001, COM (2001), 366 final, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2001/com2001_0366en01.pdf.

„Finansowanie i narzędzia pomocowe w zakresie ubóstwa energetycznego w budownictwie komunalnym” – przykłady wdrożone w Niemczech



Intelligent Energy Europe

Ryszard Zwierchanowski

Niniejsza publikacja rozpoczyna blok tematyczny pokazujący przykładowe działania i metody wspierania ubogich grup społecznych zamieszkujących budownictwo komunalne w wybranych krajach europejskich. Informacje zawarte w niniejszym materiale pochodzą od partnerów projektu FinSH EIE-07-146 pt. „Finansowanie i narzędzia pomocowe ubóstwa energetycznego w budownictwie komunalnym” realizowanego w ramach programu Komisji Europejskiej – Inteligentna Energia dla Europy przez organizacje w Niemczech, Francji, Włoszech, Wielkiej Brytanii i w Polsce.

W celu określenia minimum socjalnego dotyczącego wyposażenia gospodarstw domowych o niskich dochodach w energooszczędny sprzęt AGD czy zapewnienia odpowiedniego poziomu ogrzewania, a jednocześnie w wyniku coraz bardziej restrykcyjnych metod egzekwowania należności z jednej strony, jak i bezsilności prawa wobec tych grup społecz-

nych, zachodzi konieczność poszukiwania i opracowywania narzędzi wspierających i finansujących grupy społeczne zagrożone ubóstwem energetycznym.

Projekt FinSH skierowany jest do decydentów społecznych i politycznych, deweloperów, zakładów energetycznych oraz instytucji związanych z opieką społeczną.

Partnerzy konsorcjum projektu FinSH przygotowali listę 9 kryteriów (obszarów badań), pod kątem których przeanalizowano działania podejmowane przez wyżej wymienione organizacje. Celem badania było zidentyfikowanie najlepszych możliwych reguł postępowania obowiązujących w ramach poszczególnych organizacji i projektów, których integracja umożliwiłaby stworzenie modelu przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu, dając dostęp do energii po przystępnej cenie gospodarstwom domowym o niskich dochodach.

Badane obszary to:

1. Strategia.

2. Wykrywalność.
3. Świadomość.
4. Wybór.
5. Finansowanie.
6. Umiejętności.
7. Zachowania.
8. Ocena.
9. Koszty i zyski.

Poniżej scharakteryzowano wyniki analiz w poszczególnych ww. obszarach na przykładzie działań różnych instytucji i organizacji w Niemczech. W ramach opisano podstawowe informacje o organizacjach i programach przez nie realizowanych na terenie Niemiec.

1. Strategia

Obszar badań „strategia” dotyczy ogólnych działań danej organizacji w celu zminimalizowania ubóstwa energetycznego. Przykładowo, sprawdzano czy organizacja realizuje cele w ramach długoterminowej perspektywy zmniejszenia emisji dwutlenku węgla, zużycia energii czy też ubóstwa energetycznego? Czy cele te są znane stosownym decydentom w obrębie organizacji? Jakiego są sposoby monitorowania realizacji postawionych celów?

W wyniku badań w obszarze „strategia” wysnuto konkluzje, że: ważnym celem dla ocenianych instytucji jest zwiększenie efektywności energetycznej w zasobach mieszkaniowych i/lub promowanie postaw poprawiających efektywność energetyczną wśród lokatorów – z różnych powodów i realizowanych różnymi metodami. Zapewnienie niedrogich w utrzymaniu mieszkań jest szczególnie ważne w sektorze budownictwa komunalnego i społecznego. Uważa się, że zmniejszenie obciążenia finansowego lokatorów poprzez wprowadzenie oszczędności energii jest trwałym wkładem w osiągnięcie tego celu. Niemniej, równie ważnymi celami są względy ekonomiczne i ekologiczne: utrzymanie zasobów mieszkaniowych i podniesienie ich wartości (zwiększenie ich atrakcyjności, zapobieganie istnieniu pustostanów i profilaktyka antypleśniowa), spełnianie wymogów prawnych, przeciwdziałanie zaległościom czynszowym lub włączanie się w działania mające na celu zmniejszenie emisji dwutlenku węgla.

Komunalny związek przedsiębiorstw **PRO POTSDAM GmbH**, który zarządza około 18 000 mieszkań w stolicy prowincji – Poczdamie, jest zaangażowany w usługi podnoszące komfort życia. Związek przykładą też dużą wagę do nawiązywania i podtrzymywania kontaktów w ramach lokalnej społeczności, czego niewątpliwym wyrazem jest „Energie-Forum Potsdam” (Poczdamskie Forum Energetyczne) założone przez Spółdzielnię Mieszkaniową GEWOBA mbH, będącą

jedną jednostką zależną związku, wraz z przedstawicielami lokalnego centrum doradztwa społecznego, stowarzyszenia lokatorów i towarzystwa solarnego. Związek należy również do komitetu roboczego „StadtSpuren”, w ramach którego konkurujące ze sobą firmy z branży budownictwa mieszkaniowego wspólnie opracowują pomysły mające na celu podniesienie jakości życia.

Spółka **STADT UND LAND** (Miasto i Kraj) zarządzająca około 45 000 mieszkań, należy do sześciu największych dostawców mieszkań komunalnych w Berlinie. Stadt Und Land jest również firmą członkowską Verband Berlin-Brandenburgischer Wohnungsunternehmen (BBU) (stowarzyszenie dostawców mieszkań), z ramienia którego wspiera „Kooperationsvereinbarung zum Klimaschutz im Rahmen des Energieprogramms 2006-2010” (Porozumienie o Współpracy dla Ochrony Klimatu w Programie Energetycznym 2006-2010). Porozumienie dotyczy współpracy pomiędzy miastem Berlinem a wspomnianym stowarzyszeniem dostawców mieszkań, BBU. Celem umowy jest „współpraca dotycząca berlińskich zasobów mieszkaniowych, a przyczyniająca się do ochrony klimatu, propagowania odnawialnych źródeł energii, zrównoważonej i społecznie akceptowanej modernizacji zasobów mieszkaniowych, jak również popularyzacja oszczędnego korzystania z energii wśród lokatorów”. Podpisując powyższe porozumienie spółka Stadt Und Land zobowiązała się do redukcji emisji dwutlenku węgla o dodatkowe 8 100 t w ramach swoich zasobów lokalowych. W celu przeanalizowania wyników wydana została zgoda na szeroko rozumiany monitoring działań.

Poza nadzorem nad pracami podejmowanymi przez dostawców mieszkań, badania skupiły się dość mocno na projektach, które wykorzystując informacje i usługi doradcze pełnią szczególną rolę we wspieraniu gospodarstw domowych o niskich dochodach. Działania te wymagają ścisłej współpracy z organizacjami zajmującymi się pomocą społeczną, jak również nieodpłatnego szkolenia konsultantów energetycznych wywodzących się ze środowiska docelowego oraz oferty darmowych konsultacji energetycznych przeprowadzanych bezpośrednio w domach. Powyższe strategie łączą w sobie zagadnienia dotyczące klimatu i środowiska, jak również kwestie społeczne i związane z rynkiem pracy.

2. Wykrywalność

W obszarze „wykrywalność” analizowano sposoby, jakimi dana organizacja ocenia, które gospodarstwa domowe są zagrożone „ubóstwem energetycznym”. Kwestią podstawową jest w tym wypadku dobór kryteriów, na podstawie których szacowana

jest ocena materiałów budowlanych i rodzaju ogrzewania i/lub uwzględnienie sytuacji materialnej lokatorów.

W Niemczech duże firmy mieszkaniowe, posiadające scentralizowane dostawy energii dysponują danymi o wydajności energetycznej opartymi na zużyciu, podczas gdy przy zdecentralizowanych dostawach wydajność energetyczną szacuje się na podstawie popytu. Aby móc ustalić, które budynki są nieefektywne, należałoby się oprzeć nie tylko na informacjach technicznych, lecz również na danych o zużyciu.

W zależności od wielkości firmy zarządzanie danymi jest mniej lub bardziej rozbudowane i uszczegółowione w formie systemów „portfolio” i/lub systemów informatycznych. Z drugiej strony, mniejsze firmy często nie są w stanie skorzystać z danych o zużyciu, gdyż są one w dużej mierze zależne od typów zachowań odbiorców końcowych. W tym wypadku, przy ocenie uwzględnia się również skargi lokatorów lub wyraźną potrzebę modernizacji. Jakkolwiek żadna z firm biorących udział w badaniu nie uwzględniła uwarunkowań społeczno-ekonomicznych lokatorów przy pilnych decyzjach modernizacyjnych, to jednak struktura lokatorów jest brana pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o wysokości podwyżek czynszu, rozszerzaniu zakresu modernizacji oraz podejmowaniu kroków mających na celu stabilizowanie sąsiedztwa.

Nieodpłatne konsultacje dla gospodarstw domowych prowadzonych przez osoby pokrzywdzone społecznie i ekonomicznie są dostępne jedynie dla lokatorów korzystających z pomocy finansowej (zasiłek dla bezrobotnych „Arbeitslosengeld II”, stypendium socjalne, promocja kształcenia itp.) i/lub rozpowszechniane przez instytucje społeczne czy też lokalne jednostki opiniotwórcze.

Cariteam Energiesparservice (służba oszczędzania energii) jest wielokrotnie nagradzanym projektem Caritas Frankfurt e.V we współpracy z Rhein-Main-Job-Center (Arge) (pośrednictwo pracy), Wydziałami Pomocy Społecznej i Środowiska miasta Frankfurt, jak również frankfurckim dostawcą energii, firmą Mainova. Bezpłatna oferta dotyczy konsultacji na temat oszczędzania energii w domu, udzielanych przez bezrobotnych konsultantów. Konsultacje może telefonicznie zamówić każdy posiadacz „Karty Frankfurckiej” (tj. pobierający świadczenia). Informacje na temat projektu dostępne są w lokalnej prasie, na ulotkach i plakatach, podczas spotkań informacyjnych w ośrodkach pośrednictwa pracy, w Wydziale Opieki Społecznej, na targu rodzinnym Caritas, w punkcie informacyjnym Caritas oraz u lokalnego dostawcy energii. Na bazie dotychczasowych doświadczeń można stwierdzić, że najistotniejszą rolę w propagowaniu projektu odgrywają in-

dywidualne rekomendacje, przy czym największym zaufaniem cieszy się niewątpliwie Caritas. Natomiast za centralny ośrodek promocji projektu należy uznać ośrodek pośrednictwa pracy.

Wzorcowy projekt **„Klimaschutzberatung für Migranten von Migranten”** (poradnictwo w zakresie ochrony klimatu udzielane przez emigrantów dla emigrantów) został przeprowadzony na przestrzeni jedenastu miesięcy w rejonie Hanoweru. Projekt był współtworzony przez „Agenda 21” będący wydziałem Urzędu Miasta Hanover, towarzystwo „Migranten für Agenda 21 Hannover e.V.”, grupę zadaniową „Umwelt & Beratung” (Środowisko i Konsultacja) należącą do organizacji „Wissenschaftsladen e.V.” i biuro „Kommunikation für Mensch & Umwelt” (Komunikacja dla Ludzi i Środowiska). Także w tym przypadku indywidualne rekomendacje okazały się niezastąpione. Istotną rolę w dotarciu do grupy docelowej odegrały również szkoły językowe, organizacje kulturalne, wspólnoty religijne oraz rekomendacje organizacji typu Stowarzyszenie Funduszy Pracowniczych czy zarządców nieruchomości.

3. Świadomość

Obszar badawczy „świadomość” dotyczył metod komunikacji pomiędzy organizacją a jej pracownikami i lokatorami. Analizowano: Czy lokatorzy biorą udział w procesie podejmowania decyzji na temat prac prowadzonych w ich domach? Czy lokatorzy są uprzedzani o planowanych modernizacjach, ich szczegółach i spodziewanych efektach? Przykładowo, oprócz wymiernych oszczędności finansowych i poprawy komfortu mieszkania, instalacja podwójnych okien bez mikrowentylacji może również zwiększać ilość skraplającej się pary wodnej w mieszkaniach, a zatem wskazane byłoby pouczenie lokatorów o sposobach zachowania równowagi pomiędzy właściwą wentylacją i ogrzewaniem, a tym samym konieczności zmiany utrwalonych zachowań itp. Czy uczula się lokatorów na ewentualną potrzebę zmiany dotychczasowego postępowania w celu zapobiegania nadmiernej bądź niedostatecznej eksploatacji?

Spółka **PRO POTSDAM GmbH** prezentuje szeroką gamę działań podejmowanych w kierunku podnoszenia świadomości i poziomu wiedzy lokatorów na temat zagadnień związanych z oszczędzaniem energii i zmianami klimatycznymi, jak np.:

- regularne zamieszczanie praktycznych porad i sprawozdań dotyczących planowanych modernizacji na łamach gazetek osiedlowych;

- szczegółowe wyliczenia kosztów eksploatacyjnych i czytelne rozliczanie energii, wraz z porównaniem do średniego zużycia energii przez innych lokatorów w tym samym budynku;
- bezpłatne termometry oszczędności energii dla wszystkich lokatorów, dzięki którym można kontrolować optymalną temperaturę i oszacować oszczędności energii uzyskane dzięki obniżeniu temperatury w mieszkaniu;
- akcja promocyjna współorganizowana z lokalnym dostawcą energii: dostarczenie do wybranych gospodarstw domowych bezpłatnych urządzeń „Powersafer”, które zapobiegają pobieraniu energii elektrycznej przez urządzenia pozostawione w stanie czuwania;
- wzorcowe mieszkania demonstrujące technologie poprawiające efektywność energetyczną mieszkań;
- współtworzenie „Energie-Forum Potsdam”, organizacji, która m.in. propaguje inicjatywy na rzecz ochrony klimatu w szkołach;
- transmisja na żywo z „Live Earth”, koncertu na rzecz powstrzymania zmian klimatycznych, podczas którego ludzie mogli bezpłatnie wymienić swoje stare żarówki na nowe, energooszczędne.

W wyniku badań stwierdzono, że w przypadku scentralizowanych dostaw energii, jej zużycie jest monitorowane na poziomie poszczególnych mieszkań, dzięki czemu można by było dotrzeć do gospodarstw domowych o ponadprzeciętnym lub zbyt małym zużyciu energii. Jednakże, z badań wynika, że firmy administrujące uważają pozyskane w ten sposób informacje jako trudne do wykorzystania z uwagi na możliwość ingerencji w prywatność mieszkańców.

Stowarzyszenie Mieszkańców FriedrichsHeim eG w Berlinie, które ma w swoich zasobach zaledwie około 600 mieszkań jest stosunkowo małą firmą na tle innych firm z branży. Szczegółowe rozliczenie niespodziewanych wydatków odbywa się jednocześnie dla wszystkich budynków, aby uzasadnić analizę porównawczą poziomu zużycia energii pomiędzy budynkami, jak i w obrębie jednego budynku.

Gospodarstwa domowe, w których występuje wysokie zużycie energii i pojawiają się częste niespodziewane wydatki, są proszone o kontakt w celu zbadania przyczyn i wspólnego opracowania sposobów rozwiązania tych problemów. W przypadku pojawienia się pleśni, w mieszkaniu instalowane są instrumenty pomiarowe, które mogą pomóc w ustaleniu potrzeby dostosowania dotychczasowych sposobów wietrzenia pomieszczeń. Problem wysokiego zużycia energii jest również poruszany podczas zebrania lokatorów.

GEWOBA Aktiengesellschaft Wohnen und Bauen (spółka akcyjna) mając w swych zasobach około 56 000 mieszkań jest największą firmą z branży nieruchomości w Prowincji Bremen. W celu usprawnienia komunikacji z lokatorami dotyczącej oszczędzania energii, wszyscy dozorczy zostali dodatkowo przeszkoleni i włączeni do „zespołu służby energetycznej”. Mieszkańcy, którzy zazwyczaj darzą dozorców dużym zaufaniem, będą teraz mogli na miejscu dodatkowo skorzystać z ich porad w kwestiach oszczędzania energii. Jednocześnie, dzięki szkoleniom również sami dozorczy stali się wyczuleni na problem oszczędzania energii, przez co chętniej na przykład zwracają uwagę mieszkańcom lokali, których okna pozostają uchylone w czasie zimy.

Organizacje, które poddane zostały badaniom znacznie różnią się między sobą w kwestii uwzględniania lokatorów w procesie modernizacji, poczynając od prawnie wymaganych pisemnych informacji o planach modernizacyjnych, aż po zebrania lokatorów i pracowników opieki społecznej wspierających mieszkańców w trakcie remontów.

WbG Nürnberg GmbH, organizacja zrzeszająca firmy mieszkaniowe, ma w swoich zasobach ok. 1 800 mieszkań. Z uwagi na niski wskaźnik wolnych lokali, większość prac modernizacyjnych odbywa się w obecności mieszkańców. Jednocześnie, w wyniku niedostatecznej informacji na temat zakresu i efektów prac w okresie poprzedzającym ich rozpoczęcie lokatorzy często wykazują spory niepokój i nerwowość. W związku z powyższym, firma uważa za kluczowe rzetelne i skrupulatne informowanie lokatorów o podejmowanych pracach już na ich bardzo wczesnym etapie. W tym celu podejmowane są następujące kroki:

Pisemne zawiadomienia:

- 3-6 miesięcy przed rozpoczęciem prac, a nawet wcześniej, jeśli remont ma objąć wszystkie lokale;
- informacja: zakres i przebieg prac, szacowaną podwyżkę czynszu i przewidywane oszczędności energii;
- zaproszenie na zebranie lokatorów.

Zebranie lokatorów:

- prowadzone przez dział PR;
- szczegółowe objaśnienia zakresu planowanych prac z możliwością zadawania pytań, na które odpowiada odpowiedzialny architekt oraz przedstawiciel lokalnego oddziału biura, pozostający później do dyspozycji lokatorów jako osoba kontaktowa;
- zapewnienie kontaktu z pracownikami opieki społecznej na wypadek problemów związanych z podwyżką czynszu itp.

Inspekcje mieszkań:

- prace mające wpływ na wygląd mieszkań są koordynowane indywidualnie.

Kontakt z lokatorami i wsparcie podczas prac remontowych:

- osoba kontaktowa w lokalnym oddziale firmy oraz pracownicy socjalni;
- w przypadku większych projektów: utworzenie biura terenowego.

Po zakończeniu prac:

- broszury informacyjne z uwagami na temat właściwej eksploatacji wymienionych urządzeń, elementów;
- festyn lokatorski.

Ogólna polityka PR:

- reportaże w gazetkach osiedlowych i lokalnej prasie;
- własna strona internetowa „innovacyjne mieszkalnictwo”, która ukazuje przykłady najlepszych praktyk.

Pracownicy ankietowanych firm mieszkaniowych różnią się znacznie w swoim podejściu do efektywności energetycznej i ochrony klimatu. Opisany powyżej program szkoleń dla dozorców w bremeńskiej firmie GEWOBA jest dobrym przykładem nowatorskiego podejścia do tego zagadnienia. STADT UND LAND oraz spółka ProPotsdam GmbH przywiązują bardzo dużą wagę do wyczulenia na problemy środowiska pracowników zatrudnionych na różnych szczeblach administracji.

Począwszy od lat 90-tych, **STADT UND LAND GmbH** prowadzi szeroko rozumianą politykę zarządzania środowiskiem. Obejmuje ona m.in. dalsze dodatkowe szkolenia pracowników, a także wprowadzenie wiążących zasad zarówno dla dostawców, jak i wykonawców. Raz do roku firma publikuje informacje na temat podejmowanych działań, jak również prezentuje je podczas paneli dyskusyjnych.

Grupa firm zrzeszonych w ramach **PRO POTSDAM GmbH** uczyła swoich pracowników na potrzebę oszczędzania energii poprzez kampanię informacyjną, wykorzystując okienka informacyjne w systemie informatycznym przypominające o konieczności wyłączenia światła przed wyjściem z pokoju, a także zapewniając pracownikom rowery do służbowych podróży w obrębie miasta.

Sesje doradcze z lokatorami o niskich dochodach wyraźnie pokazują, że problemy związane z zmianami klimatycznymi i oszczędzaniem energii są traktowane drugorzędnie w stosunku do ich problemów socjalnych. Podnoszenie świadomości stanowi w tym wypadku duże wyzwanie. Prawdopodobnie najlepszym sposobem na dotarcie do tej grupy lokatorów jest podkreślanie płynących z oszczędzania energii korzyści finansowych, przy czym konsultanci objaśniający powyższe zalety powinni wywodzić się z podobnego środowiska społecznego.

Przez pierwsze lata trwania projektu, **Cariteam Energiesparservice** (służba oszczędzania energii) była wykorzystywana tylko sporadycznie. W celu zachęcenia mieszkańców do korzystania z jej usług oferta służby obejmuje dodatkowo bezpłatne zestawy energooszczędnych żarówek, listwy zasilające z wyłącznikami oraz urządzenia zmniejszające ciśnienie wody. Dla większości gospodarstw domowych głównym powodem skorzystania z usług służby było zmniejszenie kosztów zużycia prądu i otrzymanie bezpłatnego pakietu startowego. Spora część gospodarstw domowych przyznała, że służba zwiększyła ich świadomość w kwestiach dotyczących zużycia energii w mieszkaniach.

Projekt „**Klimaschutzberatung für Migranten von Migranten**” (poradnictwo w zakresie ochrony klimatu udzielane przez emigrantów dla emigrantów) ukazał potrzebę reakcji na problemy socjalne zgłaszane przez lokatorów wraz z umiejętnym nawiązaniem do kwestii oszczędności energii i ochrony klimatu w stosunku do konkretnego gospodarstwa domowego. Z drugiej strony, pomiary zużycia prądu i poziomu wilgotności, a także przedstawienie ich wyników w czytelny, graficzny sposób okazały się być szczególnie przydatne dla podnoszenia świadomości lokatorów w kwestiach dotyczących ich dotychczasowych przyzwyczajzeń.

Wielokrotnie nagradzana organizacja non-profit, **co2online ...GmbH**, świadczy usługi doradcze w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla. Liczne, głównie internetowe serwisy skupiają się na zmniejszeniu zużycia energii grzewczej, jak również zużycia prądu przez indywidualne gospodarstwa domowe, dzięki czemu mieszkańcy mogą zaoszczędzić na rachunkach za energię. Kluczowym projektem organizacji jest tzw. wskaźnik ogrzewania. Wspólnoty poniżej 50 000 mieszkańców mogą nieodpłatnie otrzymać wskaźnik ogrzewania uzyskany na podstawie danych krajowych, podczas gdy większe wspólnoty mogą zakupić komunalny wskaźnik ogrzewania za

rozsądną cenę. Wskaźniki te oferują wartości porównawcze służące oszacowaniu indywidualnych kosztów ogrzewania, a jednocześnie dostarczają materiały do kampanii, w ramach której zarówno właściciel, jak i lokator otrzymują bezpłatny raport o kosztach ogrzewania. Raport ocenia zużycie energii na podstawie rachunków za ogrzewanie, wskazuje możliwe do uzyskania oszczędności, a po dalsze informacje odsyła lokatorów do lokalnych służb doradczych, jeśli istniałaby taka potrzeba. W przypadku danych wskazujących na ponadprzeciętne zużycie energii, lokator i właściciel otrzymują również listy, w których wskazane zostają konieczne do przeprowadzenia w budynku prace modernizacyjne. Powyższe raporty ekspertów dostępne są również w języku tureckim, aczkolwiek pod żadnym innym względem nie są kierowane do jakiegokolwiek konkretnej grupy docelowej. Raporty są także zamieszczane w Internecie, niezależnie od kampanii społecznych dotyczących wskaźnika ogrzewania, a także rozprowadzane przez rozlicznych dystrybutorów.

4. Wybór

„Wybór” dotyczy metod, które są wykorzystywane przy doborze działań podejmowanych w ramach planu modernizacyjnego, a konkretnie czynników, które decydują o kolejności poszczególnych prac. W analizach działań organizacji w obszarze „wybór” szukano odpowiedzi na pytania: Czy chodzi o koszt, czy raczej o zwrot poniesionych nakładów? Czy chodzi o oszczędności energii, łatwość instalacji, czy też dostęp do funduszy zewnętrznych? A może o kolejności prac decyduje zwykły zdrowy rozsądek? Z pewnością niewiele jest osób, które promowałyby tanią produkcję energii poprzez instalację odnawialnych źródeł energii, bez uprzedniego podjęcia działań w kierunku zmiany nawyków dotyczących oszczędzania energii, ocieplenia budynków, a także wymiany tradycyjnych żarówek i domowych urządzeń elektrycznych na ich oszczędniejsze zamienniki.

Stwierdzono, że wybór kolejności prac modernizacyjnych jest oparty na wyliczeniach ekonomicznych i w każdym przypadku stanowi kompromis pomiędzy celami ekologicznymi, ekonomicznymi i społecznymi. Przeprowadzone w tym kierunku badania wyraźnie wskazują na złożoność procesu decyzyjnego. Przykładowo, małe firmy opisują poczucie braku bezpieczeństwa podczas szacunkowej oceny długoterminowej opłacalności. W tym przypadku, dostępność bezzwrotnych dotacji na poszczególne prace odgrywa istotną rolę w procesie decyzyjnym, który pozbawiony elementu długofalowego planowania może być przyczyną późniejszych kłopotów, np. w postaci tylko częściowo zmodernizowanych budynków. Jednakże, również

duże firmy odczuwają sporą niepewność w kwestii długoterminowej oceny stosunku poniesionych nakładów do wartości zysków. W rezultacie, niejednokrotnie rezygnują ze stosowania relatywnie nowych technologii, takich jak na przykład systemy wentylacyjne lub też podejmują nowe technologicznie wyzwania jedynie podczas projektów wzorcowych, na których wykonanie uzyskują specjalne dotacje. W związku z powyższym, wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi firmami ma kluczowe znaczenie, gdyż umożliwia korzystanie z wzajemnych doświadczeń.

W przypadku dużych prac modernizacyjnych, firmy zazwyczaj korzystają z pomocy zewnętrznego konsultanta do spraw energii, natomiast szczegóły dotyczące wystroju wnętrz są uzgadniane z lokatorami. Warto jednak wspomnieć, że odpowiedzią niektórych firm na wyższy stopień trudności zadania jest większa mobilizacja i zwiększony profesjonalizm w ramach własnej organizacji.

Na początku 2009 r., **STADT UND LAND GmbH** rozpoczęła projekt dotyczący planowania wydajności energetycznej. Ścisła współpraca ekspertów z branży technologicznej, audytorskiej i sektora finansowego w pełni gwarantuje szeroko rozumiane i zrównoważone planowanie, a dzięki temu dobór optymalnych prac modernizacyjnych w każdym możliwym przypadku. W celu zapewnienia skuteczności podejmowanych działań, grupa projektowa systematycznie monitoruje stan energetyczny budynku i szacuje możliwe do uzyskania oszczędności. Sporządza się również możliwe scenariusze działania oraz kalkuluje niezbędne koszty inwestycji.

GEWOBA Bremen AG zajmuje się profesjonalnym planowaniem projektów, które również oferuje jako usługę dla innych firm. Z jednej strony, dobór odpowiednich prac modernizacyjnych zależy od faktycznych potrzeb remontowych opartych na informacjach dostarczanych przez system informacji energetycznej oraz dotychczasowym doświadczeniu. Organizacja przyjmuje podejście holistyczne, które w pierwszej kolejności zakłada optymalizację przegród zewnętrznych, a dopiero potem infrastruktury technicznej. Z drugiej strony, wyliczenia ekonomiczne stanowią centralne kryterium doboru prac modernizacyjnych. Obejmują one okres dwudziestu lat, z uwzględnieniem lokalizacji nieruchomości, jak również skuteczności wynajmu w latach ubiegłych. Istnieje wewnętrznie ustalany dolny limit rentowności przeprowadzanej modernizacji, któremu nie wolno spaść poniżej ustalonej kwoty.

W oparciu o indywidualne, możliwe do uzyskania oszczędności dokonywany jest wybór odpowiednich prac modernizacyjnych, z uwzględnieniem dotychczasowych nawyków mieszkańców. Kalkulacja prac odbywa się na podstawie wywiadów środowiskowych, wyników pomiarów oraz inspekcji mieszkań lub jak ma to miejsce w przypadku internetowej oferty **co2online GmbH**, z uwzględnieniem przyzwyczajenia lokatora i przekazanych przez niego informacji na temat wyposażenia mieszkania.

5. Finansowanie

W obszarze „finansowanie” przeanalizowano sposoby gromadzenia funduszy na cele modernizacyjne, szukając odpowiedzi na pytania: kto zarządza funduszami i w jaki sposób są one rozdysponowywane.

Usługi konsultacyjne skierowane do konkretnych grup docelowych, pokrzywdzonych społecznie lub finansowo, są często realizowane w ramach krótkoterminowych projektów wzorcowych. Projekty te są finansowane przez władze publiczne przy użyciu pieniędzy publicznych; przez Rząd Federalny, Służby Federalne lub jednostki samorządowe.

Cariteam Energiesparservice (służba oszczędzania energii) z Frankfurtu (Main) stanowi przykład finansowania opartego na lokalnej współpracy pomiędzy ARGE, Caritasem i innymi sponsorami. Największą rolę odgrywa tu Centrum Pośrednictwa Pracy we Frankfurcie, które z funduszy federalnych promuje też zatrudnienie. Część kosztów pokrywa miasto Frankfurt, finansując szkolenia konsultantów energetycznych. Koszt bezpłatnych pakietów startowych dla mieszkańców pokrywają sponsorzy: producenci wyposażenia, lokalny dostawca energii Mainowa oraz Wydział ds. Socjalnych i Młodzieży miasta Frankfurt. Koszty rady miejskiej są amortyzowane poprzez oszczędności energii, które to koszty wraz z Arbeitslosengeld I (zasiłkiem dla bezrobotnych) pokrywane są z pieniędzy publicznych.

6. Umiejętności

W obszarze „umiejętności” szukano odpowiedzi na pytania dotyczące przygotowania zawodowego wykonawców projektów; czy są specjalistami w danej dziedzinie oraz w jaki sposób dokonywano wyboru. Odnosi się to nie tylko do umiejętności praktycznych, ale także zdolności doradczych i komunikacyjnych. Badania nie dostarczyły żadnych informacji na temat zapewnienia jakości wykonywanych prac budowlanych.

Materiały informacyjne są przygotowywane w ramach współpracy pomiędzy firmami mieszkaniowymi a agencjami energetycznymi. Przykładowo, spotkania lokatorów **WBG Nürnberg** są prowadzone przez specjalistę z wewnętrznego działu PR, podczas gdy architekci

udzielają odpowiedzi na pytania natury technicznej, a pracownicy socjalni odpowiadają na pytania związane z problematyką społeczną. Szkolenia zawierają zarówno moduły poświęcone informacji, jak i komunikacji.

Turecka grupa środowiskowa BUND (Przyjaciele Ziemi) **Yesil Cember** m.in. szkoli wolontariuszy jako konsultantów energetycznych dla tureckojęzycznych gospodarstw domowych. Trwający ponad 25 godzin kurs prezentuje podstawowe informacje na temat oszczędzania energii elektrycznej i wody, jak również profilaktyki antypleśniowej i segregacji odpadków. Kurs obejmuje również szkolenie z zakresu komunikacji i przekazywania informacji (np. poprzez odgrywanie scenek), a także wstęp do obsługi miernika prądu. Często bardziej doświadczony konsultant towarzyszy nowemu w trakcie pierwszego spotkania.

7. Zachowania

Za każdym razem, kiedy zarządca nieruchomości wprowadza w swoim budynku nową technologię, odbiorca końcowy, tj. lokator, staje się nowym użytkownikiem tej technologii. Kryterium „zachowań” dotyczy doradztwa w okresie po przeprowadzonej modernizacji lub szkoleń na temat sposobów użytkowania nowego wyposażenia, obejmujących zarówno standardową konserwację, jak i serwisowanie. Szkolenia obejmują również zmiany przyzwyczajenia, niekoniecznie bezpośrednio związane z modernizacją, jak np. korzystanie z urządzeń elektrycznych, oświetlenia itp.

Objęte badaniem firmy mieszkaniowe różnią się znacznie w swych działaniach mających na celu przeszkolenie lokatorów z zakresu użytkowania nowych technologii. Część firm poprzestaje na dostarczeniu lokatorom pisemnej informacji na temat właściwego korzystania z nowych rozwiązań technicznych lub dostosowania nawyków grzewczych i wentylacyjnych do nowych ram regulacyjnych. Inne uciekają się do technik bardziej bezpośrednich, udzielając każdorazowo indywidualnych instrukcji lokatorom podczas po modernizacyjnych inspekcji mieszkań.

Mieszkańcy, którzy pragną uzyskać porady dotyczące oszczędzania energii po zakończeniu prac modernizacyjnych, odsyłani są do lokalnych agencji doradztwa energetycznego.

PRO POTSDAM GmbH oferuje zarówno odpłatne usługi doradcze z zakresu doradztwa energetycznego wraz z szerokim wachlarzem usług dla lokatorów, jak również usługi doradcze dla konkretnych grup docelowych. Projekt pod nazwą „Wohnen lernen” (ucząc się jak żyć) wspiera nieletnich, którzy po raz pierwszy mieszkają sami, ucząc ich m.in. jak właściwie korzystać z ich mieszkań.

W projekcie pilotażowym, personel techniczny udzielał porad energetycznych osobom zużywającym nadmierne ilości energii. Planuje się również wprowadzenie nieodpłatnych konsultacji energetycznych osobom o niskich dochodach, wzorowanych na usługach oferowanych przez **Cariteam Energiesparservice**. W dalszej perspektywie planowane jest również częstsze naliczanie rachunków za energię w celu lepszego monitorowania własnego zużycia energii i uwidocznienia uzyskanych oszczędności.

Zewnętrzne usługi doradztwa energetycznego, które udzielane są niezależnie od firm mieszkaniowych, obejmują konsultacje indywidualne. Ocena powyższych metod ukazuje ich skuteczność w osiągnięciu celu, jakim jest zmiana nawyków, a przez to i obniżenie zużycia i kosztów energii.

Wszelkie usługi doradcze skierowane do osób indywidualnych składają się z indywidualnych porad na temat efektywnego korzystania z elektryczności i wody, jak również prawidłowego użytkowania ogrzewania i właściwych nawyków wentylacyjnych. Co więcej, **Cariteam Energiesparservice** dostarcza pakiet startowy wraz z instalacją oraz pisemną informację na temat potencjalnych i możliwych działań. Doradcy pracujący dla **Yesil Cember** wspierają mieszkańców w komunikacji z właścicielami lokali, a także w miarę potrzeby tłumaczą wątpliwości związane z rachunkami za energię. Projekt „**Klimaschutzberatung für Migranten von Migranten**” (poradnictwo w zakresie ochrony klimatu udzielane przez emigrantów dla emigrantów) kładzie również szczególny nacisk na motywowanie obcojęzycznych mieszkańców Hanoveru do korzystania z istniejących usług w języku niemieckim w celu lepszego zrozumienia tematyki.

8. Ocena

Obszar „ocena” jest wykorzystywany jako narzędzie informacyjne, dzięki któremu organizacje będą mogły udoskonalać przyszłe projekty zarówno pod względem doradczym, jak i w kwestiach wykonawczych. Do informacji wykorzystywanych na potrzeby przyszłych projektów można zaliczyć stopień trudności prac modernizacyjnych z punktu widzenia wykonawcy i lokatora lub poziom zadowolenia mieszkańców w trakcie i po zakończeniu prac, czy też udokumentowane obniżenie zużycia i kosztów energii. Dodatkowym elementem poprawiającym efekty przeprowadzonych prac może też być poinformowanie lokatorów o pozytywnych efektach modernizacji w celu utrwalenia nowych przyzwyczajeń.

Projekty modernizacyjne oceniane są na podstawie zestawienia statystycznych wartości energii, inwestycji i oszczędności. Gazetki osiedlowe publikują informacje o efektach wykonanych prac, przy czym większe projekty są relacjonowane w prasie lokalnej. Strony internetowe firm mieszkaniowych, czy też inne portale, zamieszczają informacje o wybranych projektach jako przykładach dobrych praktyk.

Niezależnie od podejmowanych lub nie prac modernizacyjnych, większość firm mieszkaniowych przeprowadza regularne badanie poziomu zadowolenia mieszkańców, o zakresie zależnym od częstotliwości badań. Podczas modernizacji pracownicy firm mieszkaniowych pozostają do dyspozycji lokatorów w sprawach związanych z prowadzonymi pracami; przyjmują uwagi oraz odpowiadają na pytania.

W celu oceny jakości i ciągłego doskonalenia swojego systemu zarządzania środowiskiem, **STADT UND LAND GmbH** przeprowadza coroczne audyty wewnętrzne. Ich zadaniem jest ocena wydajności systemu, zgodność z odpowiednimi wytycznymi środowiskowymi, jak również skuteczność przeprowadzanych prac. Wewnętrzni audytorzy, których obecnie jest już ponad osiemnastu, skupiają się głównie na rozmowach z indywidualnymi pracownikami. Procedura jest certyfikowana zgodnie z EMAS (Program Zarządzania Środowiskiem i Audytowania).

Programy doradcze zazwyczaj są szczegółowo oceniane jedynie w przypadku wygospodarowania specjalnych funduszy na ten cel. W takiej sytuacji, niezależne instytuty badawcze gwarantują wysoką jakość przeprowadzanych badań, które obejmują stopień zadowolenia mieszkańców z usług doradczych, efekty finansowe, jak również poziom obniżenia zużycia energii i emisji dwutlenku węgla. Indywidualna informacja zwrotna na temat zmian przyzwyczajeń lokatorów nie jest uwzględniana.

Energiesparclub von co2online (klub oszczędzania energii) ma w ofercie nie tylko liczne porady na temat oszczędzania energii, ale również możliwość regularnej oceny jej zużycia, znacząco wpływając na trwałość zmiany zachowań mieszkańców. Poprzez wprowadzanie danych o zużyciu energii, efekty zmian zachowań lub instalacje poprawiające efektywność energetyczną w mieszkaniach mogą być łatwo odtworzone.

Efekty redukcji emisji dwutlenku węgla wyrażone w tonach oraz kilowatogodziny energii, jak również wskaźnik zatrudnienia i wielkość branży budowlanej są regularnie oceniane na podstawie ankiet użytkowników portalu i dostępne online. Metoda zastosowana do badania efektów (Badanie Kontrolne i Prognoza) została sprawdzona przez niezależny instytut badawczy i uznana za poprawną.

9. Koszty i zyski

Kryterium „koszty i zyski” ma na celu przeanalizowanie uzyskanych efektów, w stosunku do zainwestowanego kapitału i osiągniętych rezultatów. Przykładowo, może to dotyczyć rzeczywistego zwrotu finansowego lub realizacji inwestycji w faktycznych oszczędnościach energii bądź zaoszczędzonym paliwie/węgłu wyrażonym w euro. „Koszty i zyski” mogą też dotyczyć obniżenia stopnia zadłużenia paliwowego lub ilości wpływających skarg lokatorskich, czy też poprawy poziomu temperatury wewnętrznej, w wyniku czego zmniejsza się ilość problemów związanych z wilgocią, a pośrednio nawet redukcji zaległości czynszowych lokatorów.

Jak zostało to już wspomniane przy kryterium badawczym „strategia”, zyski z modernizacji przeprowadzonych w zasobach mieszkaniowych lub zmian przyjętych sposobów postępowania mieszkańców mogą być różnorodne, co znajduje swoje odzwierciedlenie w relacjach wszystkich firm poddanych badaniu. Oprócz zmniejszenia obciążeń finansowych mieszkańców, zastosowane ulepszenia są dobrym sposobem na utrzymanie, a nawet podniesienie wartości zasobów mieszkaniowych, a przez to poprawę jakości życia lokatorów. Firmy zyskują również na dostawach centralnego ogrzewania zapobiegając zaległościom płatniczym. Podczas oceny stosunku nakładów do zysków, główny nacisk kładzie się na porównywanie kosztów inwestycji względem szacowanych oszczędności energii, redukcji emisji dwutlenku węgla wyrażonej w tonach, a także spodziewanych dochodów z czynszów oraz zmniejszenia ilości wolnych

konsultantów i osób korzystających z doradztwa przynosi wymierne korzyści dla programu. Ponadto, opinia na temat usług oferowanych przez portal **co2online** zawiera też ocenę efektów konsultacji w kwestiach związanych z wskaźnikiem zatrudnienia i wielkością branży budowlanej.

Dzięki konsultacjom udzielonym przez **Cariteam Energiesparservices**, gospodarstwo domowe jest w stanie zaoszczędzić średnio 174 € rocznie na opłatach za energię i wodę. W ramach tej kwoty, około 90 € dotyczy oszczędności energii elektrycznej, a 84 € to zyski z zaoszczędzonej wody i ogrzewania. W przypadku osób pobierających zasiłek dla bezrobotnych (ALG II) lub inne świadczenia socjalne, powyższe zyski mają wymierny wpływ na odciążenie budżetu miasta. W latach 2007 i 2008, wydatki z budżetu miasta Frankfurtu wyniosły w sumie prawie 96 700 €. Z drugiej strony, dzięki 400 usługom doradczym, miastu udało się do tej pory zaoszczędzić 141 000 € na kosztach wody i ogrzewania. W sumie, wspomniane 400 konsultacji pomogło zaoszczędzić 1 007 MWh prądu, 899 MWh energii grzewczej, 71 000 m³ wody, a w rezultacie 800 ton dwutlenku węgla.

Projekt FinSH EIE-07-146 pt. „Finansowanie i narzędzia pomocowe ubóstwa energetycznego w budownictwie komunalnym” realizowany jest w ramach programu Komisji Europejskiej, Inteligentna Energia dla Europy.

Konsorcjum projektu to:

Nr	Nazwa organizacji	Acronym	Kraj	Rola w konsorcjum
1	Groupe Energies Renouvelables Environnement et Solidarités	GERES	FR	Koordynator projektu, firma doradcza z dziedziny audytów energetycznych w budownictwie komunalnym, analizy techniczne i finansowe w budownictwie, OZE, polityka energetyczna
2	Severn Wye Energy Agency Limited	SWEA	UK	Promocja i podnoszenie świadomości społeczeństwa w zakresie efektywności energetycznej, prowadzenie audytów, polityka energetyczna
3	Ecuba S.r.l.	ECUBA	IT	Etykietowanie energetyczne, wykonywanie audytów, doradztwo w zakresie budownictwa socjalnego
4	Otto-von-Guericke-Universität	OvGU	DE	Wkład metodyczny, psychologia świadomości energetycznej
5	Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA	KAPE	PL	Poszanowanie energii w budownictwie, audyty energetyczne budynków, OZE, polityka energetyczna, mechanizmy finansowania
6	SCIC Habitats Solidaires	Habitats Solidaires	FR	Mechanizmy finansowania

mieszkań. Stopień zadowolenia mieszkańców jest mierzony, ale nie względem poniesionych na inwestycję nakładów finansowych.

Podczas analizy projektów obejmujących usługi doradcze z wykorzystaniem konsultantów ds. zatrudnienia, jak również osób ze środowisk emigracyjnych, wykazano, że oprócz oszczędności energii i wszelkich związanych z nimi zysków zarówno dla prywatnego, jak i publicznego życia mieszkańców, czy też dla klimatu, również integracja społeczna



Ryszard Zwierchanowski
Kierownik Projektu FinSH,
Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA

XVII Europejskie Forum Regulacyjne – jaki będzie kształt europejskiego rynku gazu?

Maciej Syroka

W dniach 14-15 stycznia 2010 r. w siedzibie regulatora hiszpańskiego – *Comision Nacional del Energia* – odbyło się *XVII Europejskie Forum Regulacyjne* zwane *Forum Madryckim*. W Forum uczestniczyli przedstawiciele *Komisji Europejskiej*, europejskich stowarzyszeń przedsiębiorców¹⁾, krajowych organów regulacji oraz ministerstw odpowiedzialnych za sprawy gazownictwa z państw Unii Europejskiej, państw kandydujących i Norwegii.

Tegoroczne Forum było pierwszym spotkaniem tego cyklu po przyjęciu aktów prawnych *trzeciego pakietu energetycznego*²⁾, a także pierwszym, odbywanym po wejściu w życie *traktatu lizbońskiego*³⁾. Miało to decydujący wpływ na tematy prezentacji i dyskusji plenarnych, rozmów kularowych, a także ustaleń i decyzji. Na przebieg Forum miał także wpływ fakt, iż obecnie jego gospodarze sprawują *Prezydencję w Radzie Unii Europejskiej*. Dało to okazję do zaprezentowania aktywności Hiszpanii w obszarze energetyki – zarówno w wymiarze krajowym, jak i wspólnotowym.

Mianem *trzeciego pakietu energetycznego* określa się zbiór przepisów, mających przyspieszyć proces tworzenia rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu. Do sektora gazu odnoszą się trzy akty prawne:

- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE,

- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 715/2009/WE z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie nr 1775/2005/WE,
- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 713/2009/WE z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*).

Ich główne obszary tematyczne obejmują m.in. następujące zagadnienia:

- wprowadzenie nowych mechanizmów funkcjonowania rynku,
- wprowadzenie mechanizmu koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych na szczeblu wspólnotowym,
- wprowadzenie mechanizmu koordynacji działań regulatorów krajowych,
- nałożenie dodatkowych obowiązków na operatorów systemów przesyłowych, magazynowania i regazyfikacji (*LNG*),
- rozszerzenie kompetencji i zapewnienie niezależności regulatorów krajowych.

Akty prawne nowych regulacji przewidują współpracę na poziomie wspólnotowym na zasadzie obligatoryjności, z udziałem nowopowstałych instytucji, koordynujących współpracę regulatorów (*ACER*) i operatorów systemów przesyłowych (*Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych*, ang. *European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSOG*). *Trzeci pakiet energetyczny* zakłada ich uczestnictwo w opracowywaniu i wdrażaniu szeregu strategicznych dokumentów, obejmujących m.in. 10-letnie plany rozwoju sieci, wytyczne ramowe i kodeksy sieci.

Traktat lizboński odnosi się do aspektów energetyki w zakresie m.in. niezawodności zaopatrzenia w energię⁴⁾ (art. 100) i połączeń międzysystemo-

¹⁾ Lista uczestników obejmowała m.in. *ENTSOG* – *European Network of Transmission System Operators for Gas*, *CEDEC* – *European Federation of Local Public Energy Distribution Companies*, *CEFIC* – *European Chemical Industry Council*, *EASEE-Gas* – *European Association for the Streamlining of Energy Exchange*, *EFET* – *European Federation of Energy Traders*, *EFTA* – *European Free Trade Association*, *EURELECTRIC* – *Union of the Electricity Industry*, *EUROGAS* – *The European Union of the Natural Gas Industry*, *GEODE* – *Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie*, *GIE* – *Gas Infrastructure Europe*, *IFIEC* – *International Federation of Industrial Energy Consumers*, *OGP* – *International Association Oil & Gas Producers*.

²⁾ Opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej L 211 z 14 sierpnia 2009 r.

³⁾ Traktat lizboński wszedł w życie 1 grudnia 2009 r.

⁴⁾ „Bez uszczerbku dla innych procedur przewidzianych w Traktatach, Rada, na wniosek Komisji, może postanowić, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi, o środkach stosowanych do sytuacji gospodarczej, w szczególności w przypadku wystąpienia poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, zwłaszcza w obszarze energii”.

wych⁵⁾ (art. 176a). Zagadnienia te miały wpływ na zakres tematyczny Forum Madryckiego.

Wdrażanie trzeciego pakietu energetycznego – uzgodnienia i dalsze działania

Wystąpienia przedstawicieli *Komisji*, odnoszące się do *trzeciego pakietu energetycznego* przypominały, że datą graniczną wdrożenia wymaganych regulacji we wszystkich państwach członkowskich jest dzień 3 marca 2011 r. W celu wsparcia tego procesu *KE* zaoferowała daleko idącą pomoc, obejmującą wydawanie not interpretacyjnych, organizowanie spotkań bilateralnych i wielostronnych z poszczególnymi państwami członkowskimi, z regulatorami, a także ze stowarzyszeniami przedsiębiorców. Będą one organizowane na życzenie zainteresowanych stron.

Istotnym aspektem z obszaru wdrażania *trzeciego pakietu energetycznego* będzie proces przejścia od wytycznych ramowych do kodeksów sieci⁶⁾ i ich wzajemne powiązania. Zagadnienia te były szczegółowo omawiane w wystąpieniach przedstawicieli *KE*, *EREGE* i *ENTSOG*.

Jednym z ważnych obszarów jest osiągnięcie pełnej operatywności przez powołane instytucje, mające koordynować współpracę operatorów przesyłowych – *ENTSOG* i regulatorów – *ACER*. Ta pierwsza przed kilkoma tygodniami ukonstytuowała się i posiada już pewien dorobek, m.in. 10-letni plan rozwoju sieci⁷⁾. Ukonstytuowanie się *ACER* jest sprawą najbliższych tygodni.

Przedstawiciel operatorów szczegółowo omówił proces tworzenia *ENTSOG*. Po przystąpieniu operatora rumuńskiego instytucja ta obejmować ma 22 państwa. Komentowana była wieloosobowa reprezentacja zarządu. *Management of Board ENTSOG* liczy 12 przedstawicieli z Niemiec, Włoch, Francji, Hiszpanii, Czech,

Austrii, Belgii, Holandii, Grecji i Danii. Włochy i Niemcy są reprezentowane w zarządzie (odpowiednio 1 osoba i 3 osoby), a poza tym ich przedstawiciele pełnią w organizacji funkcję Prezydenta i Generalnego Managera.

Przedstawiciel *ENTSOG* odnosząc się do licznego składu zarządu wyjaśnił, że w przypadku Austrii zdecydowała „istotność tego kraju dla zaopatrzenia UE w gaz i obecność węzła wymiany gazu – *hubu Baumgarten*”. Wskazano, że ważną kwestią będą rozstrzygnięcia dotyczące podejmowania decyzji wewnątrz *ENTSOG* (tryb i zasady głosowania, metody liczenia głosów, określenie kryteriów przypisania liczby głosów do operatorów). Odniesiono się do rocznego planu pracy *ENTSOG* na 2010 r., obejmującego m.in. koordynację produktów oferowanych przez operatorów, przejrzystość, 10-letni plan rozwoju sieci i prognozę zimowego zapotrzebowania, bilansowanie, mapę drogową w zakresie IT i telekomunikacji oraz procedurę harmonizacji publikacji danych o pracach w zakresie utrzymania sieci.

Przedstawiciele „ministerstw negatywnie odnieśli się do zbyt późnego włączenia administracji rządowej w proces przyjmowania wytycznych ramowych i kodeksów sieci

W wystąpieniu *KE* wskazano, iż *Agencja* ma w marcu 2011 r. osiągnąć pełną operatywność. Przedstawiciele *KE* poinformowali o ustanowieniu siedziby *ACER* w Lubli-

nie oraz o przebiegu procedury naboru na stanowisko dyrektora. Zakończenie procesu rekrutacyjnego na stanowisko dyrektora *ACER* przewidywane jest na połowę kwietnia, po powołaniu Komisarza odpowiedzialnego za sprawy energetyki.

W dyskusji dotyczącej *trzeciego pakietu energetycznego* przedstawiciele ministerstw negatywnie odnieśli się do zbyt późnego włączenia administracji rządowej w proces przyjmowania wytycznych ramowych i kodeksów sieci. W wystąpieniach wskazywali, że sam proces jest wyłącznie w zasięgu *KE* i regulatorów. W podsumowaniu przedstawiciel *Komisji* przypomniał, że szczególnie ważne jest zapewnienie jednokowych warunków działania w całej UE i w związku z tym *KE* udzieli wsparcia działaniom na rzecz efektywnego wdrożenia *trzeciego pakietu energetycznego*.

Przedstawiciele *Komisji* przybliżyli działania legislacyjne spoza *trzeciego pakietu energetycznego*, m.in. wskazali, że *rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu* jest dobrze odbierane przez *Parlament Europejski* i *Radę* oraz, że *traktat lizboński* tworzy dobre podstawy do wdrożenia tej regulacji. Obecnie trwa-

⁵⁾ „W ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy środowiska naturalnego, polityka Unii w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi: a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii; b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz d) **wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.**”

⁶⁾ Zgodnie z rozporządzeniem 715/2009/WE kodeksy sieci są opracowywane przez *ENTSOG* dla kwestii transgranicznych związanych z siecią oraz kwestii integracji rynku na podstawie wytycznych ramowych *ACER*. Obejmują 12 obszarów tematycznych, m.in.: zasady dostępu stron trzecich, zasady alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami, zasady przejrzystości, zasady dotyczące ograniczania i zasady dotyczące taryf przesyłowych.

⁷⁾ *ENTSOG* powstał 1 grudnia 2009 r. w wyniku przekształcenia GTE+ i 23 grudnia 2009 r. opublikował 10-letni plan rozwoju sieci (ang. *European Ten Year Network Development Plan, 10YDP*), dostępny na stronie www.entsog.eu.

ją jeszcze dyskusje na ten temat. Wyjaśnienia i doprecyzowania wymaga jeszcze stopień ochrony odbiorców przed przerwaniem dostaw oraz kwestie szczegółowych kryteriów standardu „n-1”⁸⁾, jak również rola KE w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Wątpliwości w obszarze ochrony odbiorców dotyczą określenia kategorii odbiorców podlegających ochronie. Dylematy wobec kryterium „n-1” dotyczą przede wszystkim kwestii okresu, do którego dostawy miałyby być bezwzględnie utrzymywane oraz aspektów związanych z budową połączeń zapewniających przepływy w przeciwnym kierunku (ang. *reverse-flows*). Istnieją również wątpliwości co do roli KE – niektóre państwa chciałyby ograniczenia jej roli na rzecz GCG.

Raport KEMA nt. taryf przesyłowych i opłat za bilansowanie w Europie

Kolejnym tematem Forum była prezentacja raportu firmy KEMA nt. taryf przesyłowych i opłat za bilansowanie w Europie⁹⁾. Został on zlecony przez KE w celu dokonania przeglądu stosowanych rozwiązań, pod kątem oceny istniejących i potencjalnych barier w handlu transgranicznym, wynikających z różnic w zasadach taryfowania i bilansowania.

Przedstawiciel KE poinformował, że raport KEMA jest istotnym źródłem wiedzy nt. funkcjonowania europejskich operatorów i zostanie wykorzystany w dalszych pracach KE przy opracowywaniu powszechnie obowiązujących regulacji. Z tego względu zwrócił się o zgłaszanie wszelkich uwag, mogących mieć znaczenie w kontekście przyszłych prac.

Prawidłowość spostrzeżeń zasygnalizowanych w raporcie była potwierdzana przez uczestników posiedzenia. Wskazywano jednocześnie, że do przezwyciężenia części ze zidentyfikowanych barier istnieją już gotowe rozwiązania. Przykładem są wytyczne ERGEG w zakresie zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami systemowymi w przesyłach oraz rozwiązania *trzeciego pakietu energetycznego*, w tym mechanizmy *rozporządzenia 715/2009/WE*, przewidującego obowiązek opracowywania 10-letnich planów rozwoju sieci oraz rozłącznego oferowania zdolności przesyłowych typu „*entry*” i „*exit*”¹⁰⁾.

⁸⁾ Spełnienie standardu „n-1” oznacza, że w przypadku awarii największej pojedynczej infrastruktury gazowniczej lub źródła zaopatrzenia w gaz, inne źródła zaopatrzenia są w stanie skompensować powstały deficyt.

⁹⁾ Raport „Study on Methodologies for Gas Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe” jest dostępny na stronie ec.europa.eu.

¹⁰⁾ Rozłączne oferowanie zdolności przesyłowych na wejściu do i wyjściu z systemu przesyłowego (określanych jako „*Entry*” i „*Exit*”) jest pierwszym krokiem w kierunku wdrożenia rynkowych mechanizmów funkcjonowania rynku gazu, pozwalających na rozdzielenie fizycznych i handlowych przepływów gazu.

Przekazano informację, że raport KEMA będzie wykorzystany przez KE m.in. do pracy nad wytycznymi ramowymi dotyczącymi bilansowania i zharmonizowanych taryf przesyłowych.

Postulaty przedstawicieli stowarzyszeń wskazywały na wysokie koszty bilansowania i potrzebę stworzenia „rynku dnia bieżącego” (ang. *intraday market*), wynikającą z obowiązku bilansowania opartego o zasady rynkowe.

Zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieciach przesyłowych

Na przykładzie ostatnich prac ERGEG, tj. **wytycznych ramowych dotyczących mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych i rekomendacji do procedur zarządzania ograniczeniami** pokazano, jak nowe regulacje mogą wpłynąć na poprawę obecnej sytuacji. Zdaniem ekspertów wiele spraw określających przyszłość unijnego rynku gazu będzie wynikiem najbliższych rozstrzygnięć, dotyczących tych właśnie obszarów prac regulatorów. Zakłada się, że po fazie szybkich przesądzeń nastąpi rozciągnięta w czasie faza implementacyjna – przyjęcie wytycznych ramowych wymaga 6 miesięcy, opracowanie kodeksu sieci 12 miesięcy, a jego zatwierdzenie kolejnych 3 miesięcy. Przekłada się to na prawie 2-letni okres, przy założeniu, że proces ten nie ulegnie opóźnieniu.

Z uwagi na ich istotny wpływ na sferę handlu międzysystemowego warto zapoznać się z wynikami prac ERGEG w tym obszarze.

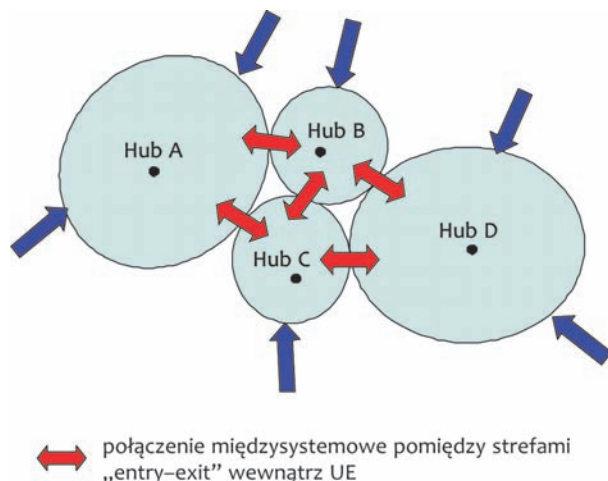
Odnosnie pierwszego tematu – **pilotażowych wytycznych ramowych dotyczących mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych**, zakłada się **przyjęcie modelu docelowego, określającego uzgodnioną długoterminową wizję europejskiego rynku gazu**. Polega ona na współistnieniu połączonych między sobą stref „*entry-exit*”, z których każda posiada wirtualny węzeł wymiany gazu¹¹⁾. Współpraca między nimi pozwalałaby koncentrować handel w węzłach wymiany gazu i w ten sposób pozytywnie wpływać na płynność rynku. Podejście takie wyklucza możliwość handlu transgranicznego między podmiotami z dwóch różnych państw UE, jeśli nie funkcjonują w nich systemy „*entry-exit*” i wirtualne węzły wymiany gazu.

Zdaniem prelegenta stanowi to odejście od wcześniej uwzględnianego przez ERGEG rozwiązania wieloalternatywnego, dopuszczającego wybór jednego z wielu narzędzi nakierowanych na zwiększenie wymiany handlowej gazu. Zmiana stanowiska jest tłumaczona prośbą interesariuszy o wskazanie bardziej nakazowe-

¹¹⁾ Wirtualny węzeł wymiany gazu jest konceptualnym miejscem, o bliżej niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, wskazywanym w celu usprawnienia sprzedaży gazu, wprowadzonego do danego systemu przesyłowego.

go podejścia. Za określeniem preferowanego wariantu przemawia również, zdaniem prelegenta, przygotowywanie wytycznych ramowych i kodeksów sieci.

Prezentacja wskazywała, że alokacje zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych między poszczególnymi państwami Unii przy istnieniu ograniczeń mogłyby się odbywać przy wykorzystaniu aukcji bądź metody „pro-rata”¹²⁾, natomiast zasada „first come first served” („fcs”) ¹³⁾ byłaby zakazana.



Rysunek 1. Propozycja docelowego modelu handlu międzysystemowego (Źródło: Prezentacja ERGEG „Pilot framework guideline on capacity allocation mechanisms”; materiały z Forum Madryckiego, styczeń 2010 r.)

Harmonizacja procedur alokacji w kierunku budowy ujednoliconych rozwiązań miałaby przebiegać dwustopniowo: najpierw zakłada się harmonizację procedur na każdym połączeniu międzysystemowym oraz opracowanie produktów powiązanych dla sąsiadujących obszarów rynkowych, a następnie harmonizację na poziomie UE, zakładającą powszechne ujednolicenie produktów i zasad alokacji.

W prezentacji *ENTSOG*, odnoszącej się do powyższego tematu, dostrzeżono rolę pilotażowych wytycznych ramowych jako podstawy szerokiej harmonizacji zasad w ramach UE. Zwrócono uwagę, że **zasady opracowane przez ERGEG w obecnej formie mogą prowadzić do zakazu handlu gazem na połączeniach między poszczególnymi systemami przesyłowymi (ang. at flanges)**, co wynika z faktu, iż dokument wskazuje na **obowiązek handlu gazem poprzez węzły wymiany gazu**. Postulowano, aby obie formy handlu zostały dopuszczone oraz aby regulatorzy z sąsiadujących systemów uzgadniali zasady alokacji dla każdego połączenia międzysystemowego. Zgod-

nie z propozycją do przetestowania procesu wdrożeniowego miałyby zostać użyty pilotażowy kodeks sieci, opracowany w sposób pozwalający wyeliminować jego wpływ na inne obszary, przewidziane do uregulowania w odrębnych kodeksach¹⁴⁾. Podkreślano, że kodeks powinien brać pod uwagę korzyści ekonomiczne, oraz że istotna jest warstwa wdrożeniowa, a więc wykonalność i zgodność z harmonogramem czasowym.

Wstępne uwagi *EUROGAS* dotyczyły wątpliwości odnośnie przyszłej roli rynku transakcji bilateralnych (ang. *OTC*) i ewentualnej centralizacji obrotu na platformach handlowych. Pytaniem jest, czy handel międzysystemowy wewnątrz UE będzie obejmował wyłącznie huby. Zdaniem *EFET*, jest to bardzo ważny temat powiązany z różnymi aspektami i towarzyszy mu za dużo dyskrecjonalności ze strony przedstawicieli administracji. Wskazywano, że stanowisko *ERGEG* nie uwzględnia, iż w różnych państwach jeszcze nie powstały huby. Stowarzyszenie nie popiera metod „first come first served” i „pro-rata”, natomiast pozytywnie wyraża się o systemie alokacji „zdolność przesyłowa idzie za odbiorcą”. Dyskusja wykazała, że wprowadzanie zmian do obowiązujących kontraktów może budzić szereg wątpliwości, szczególnie jeśli np. alokacja zdolności przesyłowych następowała w wyniku niedyskryminacyjnej procedury „open season”¹⁵⁾.

Do zagadnień omawianych w ramach tego punktu powracano wielokrotnie w ciągu kolejnych sesji, szczególnie do kwestii, czy stanowisko *ERGEG* nie ogranicza handlu wewnątrzunijnego wyłącznie do hubów, nie zezwalając na realizację transakcji gazem na połączeniach między poszczególnymi systemami przesyłowymi.

Kolejnym obszarem tematycznym bloku były **zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi**. Dyskutowano **rekomendacje ERGEG** mające na celu zwiększenie dostępności niewykorzystywanych

¹⁴⁾ Zakłada się, że każde z 12 zagadnień będzie regulowane przez *ENTSOG* w osobnym kodeksie sieci.

¹⁵⁾ Procedura Open Season określa zasady realizacji inwestycji przy zachowaniu zasady przejrzystości; składa się z dwóch faz: pierwszej – badania rynku, w ramach której analizowana jest strona popytowa inwestycji oraz drugiej – w trakcie której dokonywana jest alokacja przepustowości. Celem fazy pierwszej jest poinformowanie uczestników rynku o rozbudowie infrastruktury i zebranie informacji służących do jej związowania. Celem fazy drugiej jest określenie zasad, na jakich będzie odbywać się przydzielanie nowych przepustowości oraz dokonanie samej alokacji na rzecz podmiotów, które zgłosiły na nią zapotrzebowanie w fazie pierwszej oraz zgodziły się na ponoszenie związanych z tym opłat. Opłaty te mogą być dokonywane w formie wpłat bezpośrednio związanych z finansowaniem danej inwestycji w trakcie jej realizacji lub w formie opłat za udostępnianie zdolności przesyłowych po oddaniu inwestycji do eksploatacji (system taryfowy lub aukcyjny). Możliwa jest również kombinacja obu sposobów.

¹²⁾ Zasada przydziału proporcjonalnego.

¹³⁾ Zasada „first come first served” oznacza alokację dokonywaną na podstawie kolejności zgłoszeń.

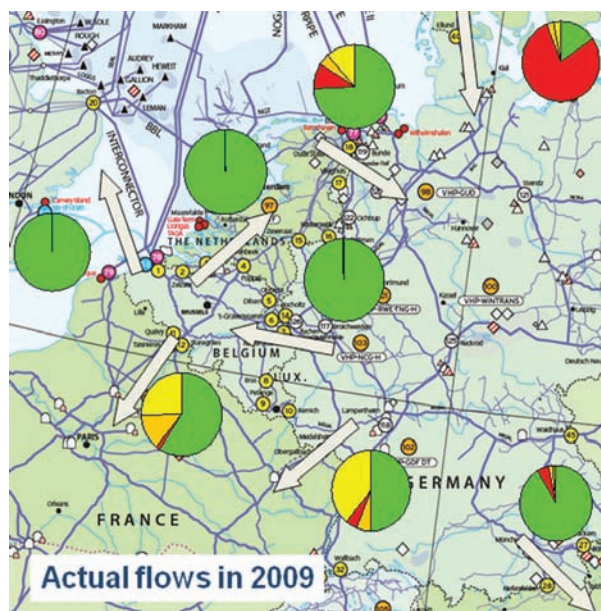
mocy przesyłowych na połączeniach międzysystemowych wewnątrz UE. Punktem wyjścia była analiza wykorzystania zdolności przesyłowych w Europie wskazująca, że na wielu połączeniach międzysystemowych zdolności przesyłowe nie są w pełni wykorzystane, lecz nie mogą być zaoferowane z uwagi na ich zarezerwowanie. Częstotliwość występowania ograniczeń fizycznych w sieciach przesyłowych zobrazowano na rys. 2. Wynika z niego, że w większości sieci wykorzystanie zdolności przesyłowych wynosi poniżej 70% przez przeważającą część roku. W niektórych przypadkach wykorzystanie sieci przesyłowej każdego dnia roku nie przekracza tej wielkości.

Propozycje działań zapobiegających takiemu zjawisku, wynikające z dokumentu, obejmują: dopuszczenie oferowania przez operatorów zdolności przesyłowej w ilości przewyższającej przepustowość techniczną (ang. *oversubscription*), częściowe ograniczenie prawa do renominacji, ponowna alokacja zdolności przesyłowej, na którą nie złożono alokacji oraz oferowanie ciągłych zdolności przesyłowych typu „na dzień przed” (ang. *day-ahead capacity*) poprzez aukcje typu „explicit”.

W celu wdrożenia postulowanych zasad, planuje się wprowadzenie zmiany w wytycznych, zawartych w załączniku do rozporządzenia 715/2009/WE. Postuluje się, aby wytyczne te były przyjmowane poprzez procedurę komitologii. W celu uzasadnienia potrzeby ich wprowadzenia przygotowywany jest na zlecenie ERGEG przez firmę *e-bridge*, raport „Makroekonomiczne efekty dotyczące zasad zarządzania ograniczeniami w Europie”¹⁶⁾. Przedstawiono założenia badania, którego wyniki mają być wykorzystane do opracowania raportu.

Dokument ERGEG ma być również wykorzystany jako wkład do wytycznych ramowych, wymaganych w ramach trzeciego pakietu energetycznego (do wytycznych ramowych dotyczących zasad zarządzania ograniczeniami, służących za podstawę do opracowania kodeksów sieci).

W dyskusji dotyczącej zasad zarządzania ograniczeniami Eurogas wyraził obawy odnośnie wprowadzania zmian w obowiązujących umowach oraz ograniczania praw użytkowników sieci do renominacji. Przedstawiciele EFET wskazali, że zarządzanie ograniczeniami wymaga udoskonalenia, za czym opowiedziało się 94% członków stowarzyszenia. Negatywnie natomiast odnieśli się do mechanizmu nadsubskrypcji, polegającego na zaoferowaniu większej niż faktyczna zdolności przesyłowej, w oczekiwaniu że nie wszyscy użytkownicy systemu będą korzystać z dokonanych rezerwacji. Ponadto wyrazili



Physical congestion occurs rarely:

<70% of technical capacity
 70–80% of technical capacity
 80–90% of technical capacity
 >90% of technical capacity



Rysunek 2. Występowanie ograniczeń fizycznych w sieciach przesyłowych (Źródło: Prezentacja „ERGEG Recommendations for Guidelines Adopted via a Comitology Procedure”; materiały z Forum Madryckiego, styczeń 2010 r.)

przekonanie, że trzeci pakiet energetyczny nakazuje badanie popytu i przeprowadzanie inwestycji, które wyeliminują ograniczenia, wobec czego może nie być potrzeby stosowania zasad zarządzania ograniczeniami.

W komentarzach pojawiała się kwestia konieczności właściwego zdefiniowania pojęcia niewykorzystywanej zdolności przesyłowej i ustalenia, kiedy możemy mówić o nie-

W większości sieci „
wykorzystanie
zdolności
przesyłowych
wynosi poniżej 70%
przez przeważającą
część roku

uprawnionym blokowaniu niewykorzystanych przepustowości, jako że sytuacje ciągłego ich niewykorzystywania różnią się od sytuacji, gdy są one dostępne tylko w niektórych okresach. Część uczestników Forum wyraziło poparcie dla rekomendacji, widząc potrzebę jej wdrożenia w drodze procedury komitologii. Przewiduje się, że rozdział 2 Załącznika I do rozporządzenia 715/2009/WE będzie zmieniony nie wcześniej niż w marcu 2011 r.

¹⁶⁾ Po przyjęciu ostatecznej wersji raport zostanie opublikowany na stronie www.energy-regulators.eu (zakładany termin – kwiecień 2010 r.).

Rola Inicjatyw Regionalnych po wejściu w życie trzeciego pakietu

Odnosząc się do inicjatyw regionalnych wskazywano, że Europa jest zróżnicowana i w różnych regionach mogą zostać zastosowane różne instrumenty. Podkreślano, że 10-letni plan rozwoju sieci, będący jednym z narzędzi *trzeciego pakietu energetycznego*, przyczyni się do zwiększenia integracji sieci, co ułatwi handel gazem. Dostrzegano, że priorytety gazowych rynków regionalnych są zbliżone, natomiast różnice odnoszą się do istniejących warunków rynkowych w poszczególnych regionach.

Przedstawiciele KE sygnalizowali ryzyko pogłębiania się różnic pomiędzy poszczególnymi regionami, a także problemy wynikające z faktu funkcjonowania obok siebie zbyt wielu odrębnych rynków regionalnych. Ich zdaniem może to prowadzić do oddalania się od siebie różnych regionów i aby tego uniknąć należy zidentyfikować zagadnienia wymagające jednakowego podejścia w skali Unii. Przywołano przy tej okazji przykłady zbiorów najlepszych praktyk, mapę drogową oraz raport *everis/Mercados „From Regional Markets to a Single European Market”*. Raport został zlecony przez KE i ma jej służyć jako wkład przy wypracowaniu stanowiska dotyczącego inicjatyw regionalnych. Jego przyjęcie jest przewidywane na czerwiec 2010 r.

Celem raportu jest dokonanie oceny postępów inicjatyw regionalnych, a także zaproponowanie propozycji rozwiązań, m.in. obejmujących wytyczenie mapy drogowej dla regionalnych inicjatyw, wskazującej sposób zapewnienia konwergencji rynków.

Wstępne rekomendacje zakładają dwustopniowe podejście. Pierwszy stopień odnosi się do tematów potrzebujących wypracowania wizji, gdzie istotne jest wsparcie czynnika rządowego. Obejmuje on wybór aktualnych tematów, projektowanie możliwych rozwiązań, aż do osiągnięcia konsensusu. W tych działaniach przewidziane jest uczestnictwo nowej formuły, grupującej przedstawicieli ministerstw – tzw. komitetu rządowego (ang. *governmental committee*). Drugi stopień obejmuje sprawy, co do których już wypracowano wspólne podejście. W ich przypadku działania obejmują przyjęcie modelu referencyjnego przy jednoczesnym odrzuceniu wariantów przewidujących pogłębianie różnic w rozwiązaniach poszczególnych regionów. Mogą być realizowane głównie w ramach *EREG* i przez regulatorów.

Do zagadnień, co do których istnieje potrzeba wypracowania wspólnej wizji przy udziale czynników rządowych z poszczególnych państw członkowskich, zaliczono m.in. zasady alokacji i zarządzanie ograniczeniami, procedury operacyjne, m.in. związane z wymianą informacji, rozwój węzłów wymiany gazu i rozbudowę systemu. W tych obszarach wypracowywanie wizji może się odbywać poprzez testy pilotażowe, pomagające w określeniu szczegółowego planu udrożnienia danego rozwiązania w skali całej Wspólnoty.

Do zagadnień z obszaru gazu, posiadających już wypracowaną i uzgodnioną wizję, zaliczono jedynie przejrzystość, natomiast w przypadku energii elektrycznej lista obejmowała cztery dalsze pozycje. Dla tych tematów – zarówno w obszarze energii elektrycznej, jak i gazu – przewiduje się wdrażanie modelu referencyjnego oraz jego adaptowanie do specyfik regionalnych. Rolą *EREG* ma być definiowanie modelu referencyjnego i zachęcanie do jego przyjęcia, a następnie monitorowanie jego implementacji, tak by zapewnić spójność w skali Unii.

10-letni plan rozwoju sieci

Punktem wyjścia do dyskusji było przedstawienie założeń *ENTSOG* do opracowania 10-letniego planu rozwoju sieci, omówienie dotychczasowych rezultatów prac oraz pokazanie planów na przyszłość.

W trakcie Forum poinformowano również o badaniu przeprowadzanym przy wykorzystaniu modelu symulacyjnego pracy europejskich sieci przesyłowych. Wykonawcą jest instytut *EWI* z Kolonii, realizujący zlecenie *EREG*. Celem jest zidentyfikowanie potrzeb inwestycyjnych i wariantów prze-

Spadek zużycia gazu nie stwarza problemów z dostępnością dróg jego dostaw

Wyniki badania będą dostępne w późniejszym terminie. Różne warianty modelu symulacyjnego uwzględniają wybudowanie gazociągów *Nord Stream I*, *Nord Stream II*, *South Stream* i *Nabucco* w różnych konfiguracjach.

W dyskusji nad 10-letnim planem rozwoju sieci przedstawiciel KE wyraził sceptycyzm co do wypełnienia celów pakietu energetyczno-klimatycznego w odniesieniu do ograniczenia emisji (*Cel 20/20/20*). Wskazano, że jeśli 10-letni plan rozwoju sieci i towarzyszący mu scenariusz zapotrzebowania, które integrują dane wszystkich państw członkowskich, zakładają wzrost zużycia gazu to oznacza, że wypełnienie wymagań klimatycznych jest wysoce wątpliwe.

W odpowiedzi zauważono, że spadek zużycia gazu nie stwarza problemów z dostępnością dróg jego dostaw, natomiast problemy takie pojawiają w miarę wzrostu zużycia i powinno się do nich odnieść poprzez inwestycje.

Przedstawiciele KE wyrazili opinię, że 10-letni plan rozwoju wskazuje na potrzebę ponownego przeanalizowania zasadności budowy Gazociągu *Skanled*, zawieszonego w 2009 r.

„Spadek zużycia gazu nie stwarza problemów z dostępnością dróg jego dostaw”, tak aby stworzyć podstawy do dyskusji z *EREG* nt. 10-letniego planu rozwoju sieci i zgłosić ewentualne zalecenia. Przekazano szczegóły dotyczące aktualnego zaawansowania projektu i jego założeń, wy-

Uczestnicy spotkania, reprezentujący stowarzyszenia przedsiębiorców wyrażali uznanie dla opracowanego przez *ENTSOG* planu, komentując, że może się on stać narzędziem do komunikowania się operatorów z rynkiem.

Ich zdaniem publikowanie szeregu informacji, ujętych w planie, będzie służyło interesom uczestników rynku.

Procedury zarządzania ograniczeniami i mechanizmy zabezpieczające przed nieuprawnionym blokowaniem dostępu do usług świadczonych przez europejskie terminale LNG

Raport *ERGEG* „Procedury zarządzania ograniczeniami i mechanizmy zabezpieczające przed nieuprawnionym blokowaniem dostępu do usług świadczonych przez europejskie terminale LNG” potwierdził rosnącą rolę LNG w Europie, m.in. odnotowano (1) wzrost roli LNG w 2009 r. – import do Europy w 2009 r. wzrósł o 13% w stosunku do roku poprzedniego, pomimo spadku zapotrzebowania na gaz, (2) pojawienie się nowych możliwości handlu między terminalami: np. załadunek gazu w termina-

lach regazyfikacyjnych z przeznaczeniem do innych terminali europejskich (np. z *Zeebrugge* do *Sagunto*), (3) wzrost zdolności regazyfikacyjnych terminali, (4) wzrost roli terminali w obszarze bezpieczeństwa dostaw – terminal *Revithoussa* w styczniu 2009 r. zasiliał obszar, którego dotyczyły ograniczenia dostaw w związku z kryzysem gazowym, (5) pojawianie się rynków wtórnych i nowych rodzajów umów, m.in. w Wielkiej Brytanii.

Wskazano, że nadrzędnym celem jest zapewnienie, aby opracowywane zasady przyczyniały się do budowy płynnego, przejrzystego i atrakcyjnego rynku LNG oraz do likwidacji ograniczeń w handlu. Raport dowodzi, że harmonizacja zasad związanych z zarządzaniem ograniczeniami w przypadku terminali LNG nie ma takiego znaczenia jak w przypadku działalności przesyłowej.

Wskazano, że brak istotnej potrzeby harmonizacji zasad zarządzania ograniczeniami wynika z różnic w sposobach oferowania produktów LNG w poszczególnych państwach, a nawet poszczególnych terminalach zlokalizowanych w jednym państwie. Na taki stan rzeczy mają także wpływ bariery rozwoju terminali, różniące się w poszczególnych przypadkach. Oznacza to, że poprawa warunków dostę-



Zdjęcie własne autora

Wizyta studyjna pracowników URE w terminalu LNG firmy Enagas, zlokalizowanym w miejscowości Huelva. Wizyta odbyła się w 2008 r. w ramach projektu TAIEIX, przy udziale hiszpańskiego Regulatora, jako instytucji goszczącej.



Zdjęcie własne autora

Dla Hiszpanii sprawa sieci, integrujących poszczególne części kraju ma znaczenie wręcz symboliczne i dotyczy nie tylko energetyki. Na zdjęciu – pociągi szybkiej kolei hiszpańskiej AVE (Alta Velocidad Española).

pu wymaga indywidualnej analizy dostosowanej do okoliczności, które są determinowane przede wszystkim barierami, takimi jak m.in. stopień rozwoju konkurencji na rynku detalicznym, elastyczność systemu i ograniczenia samych terminali.

Istotne jest zwiększenie stopnia wykorzystania terminali¹⁷⁾, a sposób osiągnięcia tego celu jest sprawą wtórną, inaczej niż w przypadku sieci przesyłowych, gdzie występuje zjawisko interakcji i różne zasady wdrożone w sąsiadujących systemach mogą ograniczać wzrost wykorzystania każdej z sieci. Zwiększenie stopnia wykorzystania terminali LNG może być osiągnięte poprzez wprowadzenie wiążącego programu ich pracy, określającego konkretne terminy korzystania z usług terminala przez jego klientów, wraz z opłatami karnymi za niedostosowanie się do harmonogramu. Program w szczególności określa terminy zawinięć statków; w przypadku rezygnacji z usługi, przewidzianej w programie pracy terminala, bez powiadomienia z odpowiednim

wyprzedzeniem, opłata karna ma charakter motywujący i przeciwdziała przed nieuprawnionym blokowaniem dostępu do usług świadczonych przez terminale LNG. Same rodzaje usług, zdaniem autorów raportu, mogą się różnić i pozostaje to bez wpływu na stopień wykorzystania terminalu.

W raporcie zasygnalizowano potrzebę wprowadzenia rynku wtórnego, umożliwiającego odsprzedaż niewykorzystywanych zdolności regazyfikacyjnych między uczestnikami rynku, a także zapewnienia odpowiedniej współpracy między operatorem LNG, a operatorem systemu przesyłowego.

Ważna jest również całościowa analiza systemów dostępu w poszczególnych państwach, wykraczająca poza obszar samego LNG, dotycząca również m.in. procesu koncesjonowania obrotu, procedur autoryzacji statków oraz integracji regionalnej, warunków rynkowych i istnienia węzłów wymiany gazu.

Wnioski i spostrzeżenia z Forum

Jednym z istotniejszych tematów, diskutowanych na Forum, były przyszłe zasady funkcjonowania europejskiego handlu transgranicznego. Temat ten stanowi przedmiot prac ERGEG już od pewnego czasu.

¹⁷⁾ W 2008 r. stopień wykorzystania europejskich terminali LNG wynosił od 20% (Terminal LNG w Revithoussa, Grecja) do 80% (Terminal LNG w Sagunto, Hiszpania).

Wszelkim opracowaniom dotyczącym tego zakresu towarzyszy powszechne zainteresowanie, o czym można się przekonać na podstawie liczby podmiotów biorących udział w konsultacjach społecznych oraz zgłaszanych uwag.

Przyjęcie rozwiązań postulowanych w dokumencie *ERGEG* dotyczącym **pilotażowych wytycznych ramowych do mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych** nie jest przesądzone. Nie wiadomo, jaki będzie ostateczny kształt rekomendacji *ERGEG*, a po jej przyjęciu, jakie będzie stanowisko *KE* i *ACER* w tej sprawie i czy rozwiązania będą wprowadzane do obowiązkowego stosowania.

Istnieją obawy, wyrażane przez przedstawicieli szeregu organizacji branżowych, uczestniczących w dyskusji, że przyjęcie proponowanych rozwiązań mogłoby w pewnym horyzoncie czasowym zakłócić handel wspólnotowy między państwami, w których nie istnieją wymagane mechanizmy.

Stan taki wynika z przyjętej propozycji, aby handel międzysystemowy między poszczególnymi podmiotami z *UE* był realizowany wyłącznie poprzez wirtualne węzły wymiany gazu, funkcjonujące wewnątrz każdego z systemów „*entry-exit*” poszczególnych państw. Jednocześnie wszelkie inne sposoby prowadzenia obrotu byłyby niedopuszczalne.

Przyjęcie takich rozwiązań wywarłoby istotny wpływ na państwa, w których do tej pory nie wdrożono systemu „*entry-exit*” i mechanizmu „*wirtualnego węzła wymiany gazu*”. Z jednej strony mogłoby to wymusić dostosowanie prawa do standardów wspólnotowych, z drugiej – ograniczyć udział w handlu wspólnotowym w pewnym horyzoncie czasowym.

Warto zaznaczyć, że wyżej wskazane rozwiązania, których jeszcze nie wprowadziliśmy, nie są nowością i nie zostały zaimplementowane przez inne państwa *Unii* z dnia na dzień. Przykładowo na *VII Forum Madryckim* w 2003 r. był prezentowany raport *Komisji* o harmonizacji taryf wskazujący, że większość krajów członkowskich *UE* przyjęła lub przyjmuje system „*entry-exit*”, stanowiący realizację zasady niedyskryminacji podmiotów korzystających z sieci przesyłowych. Ponadto, obowiązek wdrożenia koncepcji „*entry-exit*” i „*wirtualnego węzła wymiany gazu*”, pozwalających na rozdzielenie fizycznych przepływów gazu od przepływów handlowych, wynika z *rozporządzenia 1775/2005/WE*.

Oznacza to, że uzasadnianie potrzeby odrzucenia rekomendacji *ERGEG* nie wprowadzeniem wyżej wskazanych mechanizmów, może nie być wystarczająco przekonujące. Ich wprowadzenie nie jest alternatywą, lecz wymogiem i to niezależnie od tego, jak się zakończy dyskusja na temat zasad alokacji zdolności przesyłowych. Ponadto dyskusja toczy się wokół docelowej, długoterminowej wizji rynku, co narzuca potrzebę odwoływania się do efektywności rozwiązań, a nie do sfery implementacyjnej.

O ostatecznej decyzji w sprawie zasad alokacji zdolności przesyłowych mogą natomiast przesądzić różnice między rynkami energii elektrycznej i gazu, a w szczególności większa rola tranzytu przy mniejszym udziale produkcji krajowej w przypadku gazu. Mogą one sprawić, że analiza możliwości wprowadzenia aukcji w gazownictwie da inny wynik, niż to miało miejsce w przypadku wymiany międzysystemowej energii elektrycznej, gdzie skoordynowane aukcje na zdolności przesyłowe, pomimo podobnych obaw, stały się jedyną dopuszczalną formą zakupu mocy przesyłowych¹⁸⁾.

Ograniczenie wspólnotowego handlu gazem do *hubów*, gdzie transakcje są zcentralizowane i zestrukturyzowane, ułatwiłoby monitoring w porównaniu ze zbieraniem danych z pojedynczych kontraktów bilateralnych (*OTC*). Może to również mieć wpływ na kształt dalszej dyskusji, chociaż niekoniecznie łatwość nadzoru powinna tu być czynnikiem decydującym.

Ograniczenie „ wspólnotowego handlu gazem do *hubów* ułatwiłoby monitoring w porównaniu ze zbieraniem danych z pojedynczych kontraktów bilateralnych

Warto jednak w tym kontekście zwrócić uwagę na dyskusję dotyczącą poddania większemu nadzorowi rynku finansowych instrumentów pochodnych¹⁹⁾.

Na szczególną uwagę zasługuje zmiana, jaka dokonała się w obszarze rodzaju omawianych na *Forum* tematów. Do niedawna dyskusje koncentrowały się wokół dokumentów niewiążących, przyjmowanych do stosowania

przez przedsiębiorców na zasadzie dobrowolności, takich jak wytyczne dobrych praktyk i zalecenia. Jako naturalna kontynuacja były przedstawiane sprawozdania z wdrażania wytycznych. Obecnie w większej mierze dyskusja dotyczy spraw obligatoryjnych. Przykładem dokumentów z tego *Forum* opracowywanych na zasa-

¹⁸⁾ Aukcje na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej są przeprowadzane za pośrednictwem biura aukcyjnego w Freising (Niemcy), do 31 grudnia 2009 r. jego siedziba mieściła się w Pradze (Czechy).

¹⁹⁾ *KE* planuje w 2010 r. uregulować rynek derywatów, współpracując przy tym z krajami grupy G20. Kraje te niedawno postanowiły wprowadzić ściślejszą kontrolę nad produktami pochodnymi. Planowane jest zwiększenie przejrzystości rynku derywatów, poprzez dopuszczenie do sprzedaży standardowych wersji tych instrumentów za pośrednictwem centralnych izb rozrachunkowych. Transakcje nie rozliczane centralnie podlegałyby obowiązkowej rejestracji, a instytucje finansowe musiałyby w ich przypadku podnieść zabezpieczenie i wysokość kapitału.



Zdjęcie własne autora

XVII Europejskie Forum Regulacyjne tradycyjnie odbyło się w siedzibie Comision Nacional del Energia, zlokalizowanej w samym centrum Madrytu. Na zdjęciu – centrum Madrytu.

dzie obligatoryjności są chociażby 10-letni plan rozwoju sieci, wytyczne ramowe do kodeksów sieci, jak i same kodeksy, wymagane na mocy *trzeciego pakietu energetycznego*. Jego przyjęcie wiąże się z koniecznością uzgodnienia szeregu nowych spraw, koncentrujących aktualnie uwagę interesariuszy.

Za potwierdzeniem takiej tezy przemawia również fakt, iż wraz ze zmianą statusu dokumentów zmienia się również tryb ich przyjmowania. Kilkukrotnie w trakcie Forum wskazywana była formuła zmiany przepisów w drodze procedury komitologii, m.in. przywoływano ją w kontekście zmiany wytycznych do *rozporządzenia 1775/2005/WE* (i *rozporządzenia 715/2009/WE*) w zakresie dotyczącym zasad publikacji danych oraz przyjmowania wytycznych dotyczących zasad zarządzania ograniczeniami.

Jedną z zapowiedzi Forum była informacja na temat raportu z badania wykonywanego przez instytut *EWI* z Kolonii przy wykorzystaniu modelu symulacyjnego pracy europejskich sieci przesyłowych. Pomimo dosyć jednostronnego podejścia, raport ten może niewątpliwie dostarczyć wartościowej wiedzy na temat możliwych scenariuszy rozwoju sieci europejskiej. Celem jest zidentyfikowanie potrzeb inwestycyjnych i wariantów przepływów gazu w regionie, aby stworzyć podstawy do dyskusji z *ENTSOG* nt. 10-letniego planu inwestycyjnego.

Z zapowiedzi wynikało, że analizowane mają być drogi dostaw gazu z Rosji do Europy po wybudowaniu wybranych nowych inwestycji. Jest to szczególnie istotne w kontekście zapowiedzi *ENTSOG* opra-

cowywania nowego planu rozwoju do końca 2010 r. oraz możliwego konkurowania między sobą dróg dostaw w nieodległej przyszłości.

Wnioski z analizy wskazanego raportu na pewno wzbogacą przyszłą dyskusję, dotyczącą 10-letniego planu rozwoju. Warto, aby wzięli w niej udział również i polscy interesariusze, tak by kolejny dokument w pełni uwzględniał interes naszych odbiorców. Uczestnicy Forum wskazywali, że 10-letni plan inwestycyjny może pozytywnie wpłynąć na wzrost bezpieczeństwa dostaw, jeśli nie będzie w nim luk i braku spójności. Na to, jakie będzie jego znaczenie dla Polski możemy również wpłynąć sami, zgłaszając uwagi.

Procesem konsultacji objętych jest większość zagadnień, poruszanych na Forum. Warto skorzystać z możliwości i wpłynąć na kształt tworzonych rozwiązań samodzielnie, bądź za pośrednictwem jednej z wielu organizacji, zainteresowanych przyszłym kształtem rynku gazu.

Materiały z Forum Madryckiego są dostępne na stronie *Komisji Europejskiej* (ec.europa.eu).



Maciej Syroka

Departament Promowania Konkurencji URE

OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 8 grudnia 2009 r.

w sprawie ogłoszenia raportu dla Komisji Europejskiej dotyczącego wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych za 2008 r.

(M. P. z dnia 24 grudnia 2009 r. Nr 80, poz. 993)

Na podstawie art. 32 ust. 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11)

ogłasza się raport dla Komisji Europejskiej dotyczący wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych za 2008 r., stanowiący załącznik do obwieszczenia.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 8 grudnia 2009 r. (poz. 993)

Raport za 2008 r. dla Komisji Europejskiej wynikający z artykułu 4 ust. 1 dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych

Opracowano w Ministerstwie Gospodarki we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwem Finansów, Ministerstwem Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Ministerstwem Rozwoju Regionalnego, Ministerstwem Środowiska i Ministerstwem Infrastruktury

Polska, wrzesień 2009 r.

Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 14 września 2009 r.

Raport został opracowany w celu realizacji przez Polskę obowiązku nałożonego na Państwa Członkowskie przepisem artykułu 4 ust. 1 dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. *w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 123 z 17.05.2003, str. 42, Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 13, t. 31, str. 188).

Przedmiotowy raport wydany jest na podstawie art. 32 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o biokom-*

ponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.), która wdraża postanowienia wyżej wymienionej dyrektywy do polskiego porządku prawnego.

Raport obejmuje następujące zagadnienia:

- I. Działania podjęte dla promocji użycia biopaliw ciekłych lub innych paliw odnawialnych w transporcie
- II. Środki krajowe przeznaczone na produkcję biomasy do wykorzystania energetycznego innego niż transport
- III. Ilości i rodzaje: paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wprowadzonych do obrotu oraz biopaliw ciekłych wytworzonych przez rolników na własny użytek
- IV. Poziom i realizacja Narodowych Celów Wskaźnikowych

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

I. Działania podjęte dla promocji użycia biopaliw ciekłych lub innych paliw odnawialnych w transporcie

I.1. Regulacje prawne dotyczące funkcjonowania rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych

Głównymi regulacjami, które określają organizacyjne, prawne i ekonomiczne warunki produkcji biokomponentów i biopaliw ciekłych w Polsce, są: ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* oraz ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw* (Dz. U. Nr 169, poz. 1200, z późn. zm.). Wspólnym mianownikiem obu ustaw jest tworzenie korzystnych warunków dla dynamicznego rozwoju tego rynku.

Ustawa *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* wprowadziła do polskiego prawa szereg zmian, w tym trzy niezwykle istotne:

- Obowiązek zapewnienia określonego udziału biokomponentów w rynku paliw transportowych. Nałożony on został na przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, którzy sprzedają je lub zużywają na własne potrzeby.
- Rozwiązania umożliwiające generowanie środków finansowych na wsparcie produkcji biokomponentów i biopaliw ciekłych. Zgodnie z art. 33 ust. 11 i art. 34 ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* oraz z art. 401 ust. 13b ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.), wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie tej ustawy stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, z wyłącznym przeznaczeniem na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych.
- Możliwość wytwarzania przez rolników biopaliw ciekłych na własny użytek. Rolnicy mogą wytwarzać na własny użytek wszystkie rodzaje biopaliw ciekłych stanowiących samoistne paliwo, a w przypadku czystego oleju roślinnego i estrów nie jest konieczne składanie zabezpieczenia akcyzowego. Zgodnie z przepisami ustawy *o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw* biopaliwa ciekłe wytwarzane przez rolników na własny użytek powinny spełniać jedynie minimalne wymagania jakościowe istotne ze względu na ochronę środowiska. Roczny limit dozwolonej produkcji na własny użytek wynosi 100 litrów na hektar powierzchni użytków rolnych będących w posiadaniu rolnika.

Na podstawie art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy *o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw* zostało wprowadzone pojęcie „wybranej floty”. „Wybrana flota” to grupa co najmniej 10 pojazdów,

ciągników rolniczych lub maszyn nieporuszających się po drogach albo grupa lokomotyw lub statków, wyposażonych w silniki przystosowane do spalania biopaliwa ciekłego, będąca własnością lub użytkowana przez osobę fizyczną wykonującą działalność gospodarczą, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej. Wprowadzenie tego pojęcia umożliwiło zastosowanie w pojazdach i maszynach należących do „wybranych flot” biopaliw innych niż dopuszczone do powszechnego obrotu.

W Polsce stopniowo poszerzają się możliwości w zakresie wprowadzania na rynek biokomponentów. Już w 2005 r. nie było żadnych przeszkód w stosowaniu do 5% dodatku estrów metylowych kwasów tłuszczowych do olejów napędowych (bioetanol jako dodatek do benzyn silnikowych stosuje się od 1994 r.). W roku 2006, w związku z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 8 września 2006 r. *w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych* (Dz. U. Nr 166, poz. 1182), umożliwiono wprowadzenie do obrotu dwóch rodzajów biopaliw ciekłych:

- estru metylowego stanowiącego samoistne paliwo,
- oleju napędowego zawierającego 20% ww. estrów.

W dniu 22 stycznia 2009 r. Minister Gospodarki podpisał rozporządzenie *w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych* (Dz. U. Nr 18, poz. 98), które wprowadziło do obrotu kolejny rodzaj biopaliwa ciekłego – benzynę silnikową zawierającą od 70% do 85% bioetanolu – tzw. mieszkankę E85.

I.2. Wspieranie zastosowania biokomponentów w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych

Obecnie w Polsce promocja stosowania biokomponentów odbywa się w drodze zachęt ekonomicznych, przede wszystkim poprzez system zwolnień i ulg podatkowych, który obowiązuje na podstawie przepisów zawartych w kolejnych rozporządzeniach Ministra Finansów.

Zgodnie z § 12 ust. 1 rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 26 kwietnia 2004 r. *w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego* (w brzmieniu z dnia 1 stycznia 2007 r., Dz. U. z 2006 r. Nr 243, poz. 1766) zwolnione zostały od akcyzy:

- 1) biokomponenty przeznaczone do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, spełniające odpowiednie wymagania jakościowe;
- 2) spełniające odpowiednie wymagania jakościowe i zawierające powyżej 2% biokomponentów:
 - a) benzyny silnikowe nieetylizowane – w wysokości 1,50 zł od każdego litra biokomponentów dodanych do tych benzyn,
 - b) oleje napędowe – w wysokości 1,00 zł od każdego litra biokomponentów dodanych do tych olejów napędowych;

- 3) biokomponenty, stanowiące samoistne paliwo, spełniające wymagania jakościowe, określone w odrębnych przepisach – w wysokości 1.680 zł/1000 l.

Komisja Europejska, której opisane wyżej rozwiązania zostały notyfikowane jako stanowiące pomoc publiczną, uznała je (w decyzji wydanej w dniu 8 marca 2007 r.) za zgodne z Traktatem WE. Należy jednocześnie podkreślić, że w 2008 r. kwota opisanych powyżej zwolnień od podatku akcyzowego z tytułu stosowania biokomponentów w paliwach wyniosła ponad 879 mln zł.

Preferencje w zakresie podatku akcyzowego ulegną zwiększeniu w związku ze zmianą ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. *o podatku akcyzowym*, która weszła w życie z dniem 6 lipca 2007 r. (Dz. U. Nr 99, poz. 666). Na podstawie przedmiotowej zmiany:

I. stawka akcyzy wynosi w przypadku:

- 1) wyrobów powstałych ze zmieszania benzyn silnikowych z biokomponentami, zawierających powyżej 2% biokomponentów – stawka akcyzy dla benzyn silnikowych (1.565 zł/1000 l) obniżona o 1,565 zł od każdego litra biokomponentów dodanych do tych benzyn, z tym że kwota należnej akcyzy nie może być niższa niż 10,00 zł/1000 l;
- 2) wyrobów powstałych ze zmieszania olejów napędowych z biokomponentami, zawierających powyżej 2% biokomponentów – stawka akcyzy dla olejów napędowych (1.048 zł/1000 l) obniżona o 1,048 zł od każdego litra biokomponentów dodanych do tych olejów napędowych, z tym że kwota należnej akcyzy nie może być niższa niż 10,00 zł/1000 l;
- 3) biokomponentów, stanowiących samoistne paliwa, przeznaczonych do napędu silników spalinowych – 10 zł/1000 l.

II. biokomponenty stanowiące samoistne paliwa zostały wyłączone z grupy wyrobów podlegających opłacie paliwowej, o której mowa w ustawie z dnia 27 października 1994 r. *o autostradach płatnych oraz o Krajowym Funduszu Drogowym* (Dz. U. z 2004 r. Nr 256, poz. 2571, z późn. zm.).

Jednocześnie na podstawie art. 19a ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. *o podatku dochodowym od osób prawnych* (w brzmieniu z dnia 14 września 2007 r., Dz. U. Nr 165, poz. 1169) wytwórcy biokomponentów mogą za lata podatkowe 2007-2014 odliczać od podatku kwotę stanowiącą 19% nadwyżki kosztów wytworzenia biokomponentów nad kosztami wytworzenia paliw ciekłych o takiej samej wartości opałowej (w razie braku w danym roku podatkowym możliwości dokonania takiego odliczenia nieodliczoną kwotę odlicza się w następnych latach podatkowych).

Ponieważ praktyczne stosowanie wskazanych powyżej przepisów jest uzależnione od uzyskania po-

zytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności ze wspólnym rynkiem pomocy publicznej przewidzianej w tych ustawach, dlatego prowadzone są intensywne działania celem pilnego zakończenia procesu notyfikacji tych regulacji.

Ponadto, w celu zapewnienia dodatkowego wsparcia dla produkcji biokomponentów i biopaliw ciekłych Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 134/2007 z dnia 24 lipca 2007 r. w sprawie „*Wieloletniego programu promocji biopaliw lub innych paliw odnawialnych na lata 2008-2014*” (M. P. Nr 53, poz. 607), który stanowi wykonanie art. 37 ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*. Wdrożenie zawartych w nim rozwiązań ma na celu poprawę opłacalności ekonomicznej całego procesu – począwszy od pozyskiwania surowców rolniczych, przez wytwarzanie biokomponentów, produkcję biopaliw ciekłych i paliw ciekłych z dodatkiem biokomponentów, a kończąc na użyciu tego paliwa. Rozwiązania te powinny również gwarantować stabilność warunków funkcjonowania dla wszystkich podmiotów związanych z rynkiem biokomponentów i biopaliw ciekłych, co jest niezbędne do tworzenia długookresowych planów gospodarczych oraz pozyskania przez przedsiębiorców finansowania dla nowych inwestycji.

Działania zawarte w *Wieloletnim programie* zostały podzielone na dwie kategorie: działania dotyczące produkcji biokomponentów i biopaliw ciekłych (mające na celu oddziaływanie na podaż biokomponentów i biopaliw ciekłych) oraz działania nakierowane na stronę popytową.

Po stronie „podażowej” kluczowe znaczenie będą nadal miały rozwiązania podatkowe, które mają na celu poprawę opłacalności produkcji biokomponentów i biopaliw ciekłych w stosunku do paliw kopalnych. W programie znajdują się zapisy dotyczące opisanych powyżej i notyfikowanych obecnie Komisji Europejskiej rozwiązań w zakresie: zwolnień od podatku akcyzowego, podatku dochodowego od osób prawnych i opłaty paliwowej.

Wśród dalszych instrumentów finansowych przewidzianych w *Wieloletnim programie* w 2008 r. realizowane było wsparcie dla upraw energetycznych stanowiących surowiec do produkcji biokomponentów. Wsparcie to jest zapewnione m.in. poprzez umożliwienie rolnikom uzyskania dopłat ze środków Unii Europejskiej do uprawy roślin energetycznych (do których zalicza się także rośliny dostarczane na potrzeby produkcji biokomponentów) w wysokości 45 euro za hektar oraz poprzez wprowadzenie dodatkowej krajowej płatności dla rolnika (któremu została przyznana płatność do upraw roślin energetycznych do powierzchni uprawy rzepaku). Płatność ta – w wysokości 176 zł za 1 ha powierzchni uprawy rzepaku – ma charakter pomocy de minimis w rolnictwie (art. 7a ust. 5 ustawy z dnia 26 stycznia 2007 r. *o płatnościach w ramach*

systemów wsparcia bezpośredniego (Dz. U. z 2008 r. Nr 170, poz. 1051, z późn. zm.)).

Zakłada się także w programie wsparcie inwestycji (w zakresie wytwarzania biokomponentów i biopaliw ciekłych) z krajowych środków publicznych oraz funduszy Unii Europejskiej. Jest ono realizowane w ramach:

- Programu Operacyjnego *Infrastruktura i Środowisko*
W ramach tego programu wspierane są projekty inwestycyjne dotyczące m.in. budowy zakładów wytwarzających biokomponenty lub biopaliwa ciekłe. Tego typu projekty mogą uzyskać wsparcie w ramach działania 9.5 *Wytwarzanie biopaliw ze źródeł odnawialnych*, którego głównym celem jest zwiększenie wytwarzania biokomponentów i biopaliw. W działaniu 9.5 określono minimalną wartość projektu na poziomie 20 mln złotych.
- Programu Operacyjnego *Innowacyjna Gospodarka*
Projekty związane z wdrażaniem innowacji technologicznych w produkcji energii mogą ubiegać się o dofinansowanie w ramach działania 4.4 Programu Operacyjnego „*Innowacyjna Gospodarka*”. Minimalną wartość projektu w tym działaniu określono na poziomie 8 mln złotych, natomiast maksymalną wartość dotacji – na poziomie 40 mln złotych.
- Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013

W ramach Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013 (PROW) wsparcie dla inwestycji związanych z produkcją biokomponentów jest zapewnione w ramach działania o kodzie 123 „Zwiększenie wartości dodanej podstawowej produkcji rolnej i leśnej”. W ramach tego działania wspierane są m.in. inwestycje w zakresie przetwarzania produktów rolnych na cele energetyczne. Pomoc ma formę refundacji części kosztów kwalifikowalnych projektu. Maksymalna wysokość pomocy, przyznana w okresie realizacji PROW jednemu beneficjentowi, wynosi 20 mln złotych. Wielkość pomocy przyznanej na realizację jednego projektu nie może być niższa niż 100 tys. złotych.

Kolejna kategoria działań zapisanych w programie to przedsięwzięcia mające na celu zwiększenie popytu na biopaliwa ciekłe. Wśród tego typu działań wymienić należy m.in. możliwość wprowadzenia stref dla ekologicznego transportu publicznego (w których działanie transportu publicznego może być oparte wyłącznie o pojazdy zużywające paliwa ekologiczne – biopaliwa ciekłe, a także gaz skroplony LPG i sprężony gaz ziemny CNG – lub napędzane silnikami elektrycznymi lub hybrydowymi) oraz opracowanie systemu zwolnień z opłat za parkowanie dla pojazdów zasilanych tymi paliwami. Założeniem jest, aby czas parkowania, na jaki pojazd jest zwolniony z opłat, był proporcjonalny do łącznej ilości biokomponentów zawartych w zużytym biopaliwie ciekłym.

W zakresie opisanych powyżej zadań (wyznaczenie stref dla ekologicznego transportu publicznego w miastach oraz zwolnienia z opłat za parkowanie) podjęcie działań leży w kompetencjach organów samorządu terytorialnego, dlatego też niezwykle istotnym jest, aby wzięły one czynny udział we wdrażaniu programu.

Program przewiduje ponadto zmniejszenie opłat za gazy lub pyły wprowadzane do powietrza z procesów spalania biopaliw ciekłych w silnikach spalinowych dla podmiotów stosujących w pojazdach biopaliwa ciekłe. Dla realizacji tego działania konieczne było wprowadzenie odpowiednich zmian w przepisach wykonawczych do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.). Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 14 października 2008 r. w sprawie opłat za korzystanie ze środowiska (Dz. U. Nr 196, poz. 1217), przy ustalaniu jednostkowej stawki opłaty za gazy lub pyły wprowadzane do powietrza z procesów spalania paliw w silnikach spalinowych uwzględnia się zawartość biokomponentów w paliwie lub stosowanie biopaliwa. Wysokość jednostkowej stawki opłaty za gazy lub pyły wprowadzane do powietrza z procesów spalania paliw w silnikach spalinowych w przypadku stosowania paliw zawierających biokomponenty lub biopaliw stanowiących samoistne paliwo, uzależniona jest od zawartości tych biokomponentów w paliwie lub stosowania biopaliwa stanowiącego samoistne paliwo.

Jednym z rozwiązań zawartych w programie jest także wprowadzenie preferencji w zakupie pojazdów i maszyn wyposażonych w silniki przystosowane do spalania biopaliw ciekłych w ramach zamówień publicznych. Celem działania jest, aby podmioty obowiązane do stosowania przepisów ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. – *Prawo zamówień publicznych* (Dz. U. z 2007 r. Nr 223, poz. 1655, z późn. zm.) sukcesywnie zastępowały pojazdy wykorzystujące jedynie paliwa ropopochodne pojazdami wyposażonymi w silniki przystosowane do spalania biopaliw ciekłych.

Bardzo istotny jest także zapis programu dotyczący nałożenia na administrację rządową obowiązku sukcesywnej wymiany własnego parku samochodowego na pojazdy przystosowane do spalania biopaliw ciekłych. Pojazdy takie powinny zostać w widoczny sposób oznakowane, co będzie miało na celu przekazanie społeczeństwu czytelnej informacji o stosowaniu tego typu paliw przez administrację rządową (jako element promocji stosowania biopaliw ciekłych).

Jednym z istotnych elementów programu jest działalność informacyjno-edukacyjna w zakresie biopaliw ciekłych obejmująca m.in. opracowanie i rozpowszechnienie wiarygodnych informacji

o uwarunkowaniach dla stosowania biopaliw ciekłych (jakie biopaliwo można stosować w danym typie silnika, jakie korzyści dla środowiska i bilansu paliwowego kraju płyną ze stosowania biopaliw ciekłych, jak również jakie zalety ekonomiczno-finansowe są związane z wykorzystywaniem biopaliw ciekłych) oraz wprowadzenie tematyki biopaliw ciekłych do programów na wszystkich poziomach nauczania.

Ponadto wśród działań informacyjno-edukacyjnych adresowanych do społeczeństwa, w tym szczególnie do użytkowników pojazdów, wskazuje się m.in. wprowadzenie do systemu kształcenia kierujących pojazdami elementów wiedzy o technicznym, ekonomicznym i środowiskowym aspekcie stosowania biopaliw ciekłych w środkach transportu, wykorzystanie takich narzędzi jak reklamy, artykuły prasowe, audycje telewizyjne czy platformy internetowe w celu przekazania informacji o korzyściach płynących ze stosowania biopaliw ciekłych.

Istotnym elementem programu są także przewidywane działania w obszarze działalności naukowo-badawczej zmierzające do nadania priorytetu badaniom dotyczącym zaawansowanych technologii produkcji biopaliw. Jednocześnie należy podkreślić, że została utworzona Polska Platforma Technologiczna Biopaliw i Biokomponentów, a koordynacja jej działań została powierzona Instytutowi Paliw i Energii Odnawialnej, nad którym nadzór sprawuje Minister Gospodarki.

Ponadto, w celu zapewnienia możliwości finansowania działań promujących wykorzystywanie biopaliw ciekłych podjęto stosowane działania legislacyjne. W przygotowywanym projekcie nowelizacji ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) zawarto regulacje umożliwiające przeznaczenie wpływających do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej środków finansowych z kar pieniężnych za nierealizowanie przepisów ustawy o *biokomponentach i biopaliwach ciekłych* nie tylko na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych lub innych paliw odnawialnych, ale także na promocję ich wykorzystania.

I.3. Wsparcie finansowe badań związanych z tematyką biopaliw

Państwo wspiera badania związane z tematyką biopaliw w formie finansowania projektów badawczych oraz projektów rozwojowych.

Projekty badawcze związane z tematyką biopaliw

W 2008 r. realizowanych było 11 niżej wymienionych projektów badawczych. Nakłady na ich realizację wyniosły ogółem 2,78 mln zł.

1. Model wydzielania ciepła i emisji NO_x ze spalinami w silniku o zapłonie samoczynnym zasilanym olejem napędowym i paliwami pochodzenia roślinnego.
2. Odpadowy glicerol z produkcji biopaliw jako substrat do biosyntezy kwasu cytrynowego przez drożdże *Yarrowia lipolytica*.
3. Opracowanie metod doboru ekologicznych paliw do silników o zapłonie samoczynnym z zastosowaniem nieprzetworzonych olejów rzepakowych na podstawie kompleksowych badań silnikowych.
4. Opracowanie technologii produkcji biopaliw poprzez przetwarzanie permeatów powstających podczas filtracji membranowej serwatki.
5. Analiza możliwości wykorzystania wybranej biomasy w procesie formowania paliw.
6. Opracowanie kryteriów zasilania paliwami alkoholowymi dwupaliwowego silnika o zapłonie iskrowym w aspekcie ekonomii jego pracy oraz minimalnej emisji składników toksycznych spalin.
7. Analiza ekonomiczna uprawy rzepaku w celu produkcji biopaliw płynnych (na przykładzie województwa zachodniopomorskiego i Meklemburgii Pomorza Przedniego).
8. Konstrukcja i eksploatacja instalacji do bezodpadowego przetwarzania rzepaku w biodiesel z zagospodarowaniem fazy glicerynowej.
9. Kompleksowe badania wpływu mieszanin estrów metylowych wybranych olejów roślinnych z olejem napędowym na emisję zanieczyszczeń oraz właściwości eksploatacyjne silnika o zapłonie samoczynnym.
10. Analiza energetyczno-techniczna technologii produkcji biodiesla w małym gospodarstwie rolnym.
11. Opracowanie metod aplikacji środków napędu pojazdów transportu flotowego i maszyn rolniczych do zasilania dwupaliwowego mieszkankami całkowicie odnawialnymi.

Projekty rozwojowe związane z tematyką biopaliw

W 2008 r. realizowanych było 16 niżej wymienionych projektów rozwojowych. Nakłady na ich realizację wyniosły ogółem 13,435 mln zł.

1. Badania nad możliwością wykorzystania mutantów rzepaku ozimego o zmienionym składzie kwasów tłuszczowych do hodowli odmian z przeznaczeniem na biopaliwo.
2. Instalacja pilotowa do badań termokatalitycznego przetwarzania odpadów poliolefin i polistyrenu na paliwa ciekłe.
3. Opracowanie i wdrożenie metody wyboru najlepszych technologii konwersji energii chemicznej paliw w ciepło i elektryczność w oparciu o narzędzia sztucznej inteligencji.

4. Opracowanie technologii termicznej konwersji biomasy i odpadów miejskich do energetycznych paliw gazowych opartej na koncepcji dwustadiowego reaktora zgazowania.
5. Opracowanie technologii wytwarzania paliwa na bazie osadów ściekowych.
6. Układ sterowania i wyprowadzania mocy dla hybrydowego zespołu energetycznego – wysokotemperaturowe ogniwo paliwowe – turbina gazowa.
7. Badania kaloryczne i emisyjne biomasy odpadowej jako paliwa dla kotłów energetycznych.
8. Badania nad zmiennością genetyczną traw energetycznych z rodzaju *Miscanthus* oraz ich interakcją ze środowiskiem pod względem plonowania biomasy jako surowca na biopaliwa.
9. Materiały do konstrukcji wysokotemperaturowych ogniw paliwowych.
10. Modernizacja układu zasilania tłokowego silnika lotniczego w celu przystosowania go do pracy na paliwie etanolowym.
11. Opracowanie i przygotowanie do produkcji nowego biopaliwa estrowego pn. GLIPEROL z wykorzystaniem gliceryny.
12. Badania i optymalizacja pracy ogniw paliwowych typu PEM sprzężonych z układem regeneracji paliwa wodorowego w elektrolizerze.
13. Efektywne systemy produkcji biomasy na gruntach rolniczych i jej konwersja do paliw ciekłych i gazowych.
14. Opracowanie technologii niskoemisyjnego spalania paliw stałych – węgla i biomasy, w kotłach małej mocy oraz strategii ich wdrażania.
15. Zastosowanie surowego oleju rzepakowego jako paliwa do silników wysokoprężnych ciągników i pojazdów rolniczych.
16. Mikrobiologiczne wytwarzanie biopaliw gazowych z surowców odpadowych.

Projekty rozwojowe zamawiane, związane z tematyką biopaliw

W 2008 r. realizowany był jeden projekt rozwojowy zamawiany: „Nowoczesne technologie energetycznego wykorzystania biomasy i odpadów biodegradowalnych (BiOB) – konwersja BiOB do energetycznych paliw gazowych”. Przyznana kwota wyniosła 9,892 mln zł.

Pozostałe projekty

1. Inicjatywa technologiczna „Kontenerowa instalacja do wytwarzania estrów kwasów tłuszczowych z tłuszczy odpadowych”. Przyznana kwota: 2,573 mln zł.
2. Program Eureka „Rozwój technologii wytwarzania biopaliw z olejów roślinnych i tłuszczów zwierzęcych z wykorzystaniem oleju z Inicjatora siewnego jako nowej bazy surowcowej”. Przyznana kwota wyniosła 2,099 mln zł.

II. Środki krajowe przeznaczone na produkcję biomasy do wykorzystania energetycznego innego niż transport

Dobrym stymulatorem rozwoju energetyki odnawialnej jest wsparcie finansowe inwestycji w tym zakresie. Jest to szczególnie korzystne na początkowym etapie wdrażania nowych technologii – jako mechanizm rozruchowy. W Polsce wsparcie finansowe inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE) ma wieloletnią tradycję i dokonywane jest przede wszystkim ze środków:

- Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz wojewódzkich, powiatowych i gminnych funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej. Na funduszach tych gromadzone są środki z opłat i kar za korzystanie ze środowiska, w tym także opłat zastępczych i kar związanych z funkcjonowaniem systemu zielonych certyfikatów. Środki te, zgodnie z ustawą – *Prawo ochrony środowiska*, przeznaczane są m.in. na wspieranie wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz pomoc dla wprowadzania bardziej przyjaznych dla środowiska nośników energii.
- Fundacji EkoFundusz, która dysponuje środkami z konwersji polskiego długu na działania w zakresie ochrony środowiska (jednak w związku z terminem zakończenia tego programu, wnioski o udzielenie dotacji dla projektów były przyjmowane tylko do dnia 30 czerwca 2008 r.).

Sprawy udzielania pomocy publicznej na odnawialne źródła energii reguluje rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 16 stycznia 2008 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na przedsięwzięcia będące inwestycjami związanymi z odnawialnymi źródłami energii (Dz. U. Nr 14, poz. 89).

Priorytet dla spraw związanych z energetyką odnawialną znalazł wyraz w opracowanym w Ministerstwie Gospodarki projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, gdzie rozwój wykorzystania OZE stał się jednym z sześciu podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej.

W niniejszym dokumencie określono trzy główne cele polityki energetycznej w tym obszarze:

- wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii do poziomu 15% w 2020 r. oraz do 20% w 2030 r.,
- osiągnięcie w 2020 r. 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji,
- ochronę lasów przed nadmiernym eksploatowaniem, w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem.

Zapisy *Polityki energetycznej* mają zaplecze realizacyjne w postaci mechanizmów wsparcia wykorzystania odnawialnych zasobów energii. Podstawowym aktem prawnym, regulującym działania przedsiębiorstw energetycznych zmierzające do wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii, jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.). Ustawa określa główny mechanizm wsparcia, jakim jest nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom końcowym, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki określonej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii bądź uiszczenia opłaty zastępczej.

Wprowadzony w Polsce mieszany system wsparcia wykorzystuje mechanizmy rynkowe sprzyjające rozwojowi, w tym system kwotowy oparty na tzw. „zielonych certyfikatach”, obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych, zwolnienie energii elektrycznej z tych źródeł z podatku akcyzowego, ułatwienia dotyczące przyłączeń i bilansowania niektórych rodzajów odnawialnych źródeł energii, a także wspomniane wcześniej wsparcie funduszy celowych.

Również istotnym elementem, uzupełniającym te mechanizmy, jest finansowe wsparcie inwestycji ze środków unijnych. Polityka spójności Unii Europejskiej na lata 2007-2013 kładzie duży nacisk na zrównoważone podejście do wykorzystania energii, w tym ze źródeł odnawialnych. Dofinansowanie ze środków unijnych można uzyskać przede wszystkim z Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko”, a w szczególności w ramach Priorytetu IX „Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna”, który zakłada zmniejszenie oddziaływania sektora energetyki na środowisko, a także podwyższenie sprawności wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii, poprawę efektywności energetycznej w procesie użytkowania energii oraz wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, w tym biopaliw.

Ponadto wsparcie finansowe ze środków unijnych można otrzymać w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO), za które odpowiedzialne są zarządy poszczególnych województw. Dofinansowanie mogą uzyskać projekty związane z budową jednostek wykorzystujących wszystkie znane rodzaje energii odnawialnej. Regiony stosują konkursową procedurę wyłaniania dofinansowania wspomnianych projektów. Wniosek aplikacyjny może być złożony jedynie w terminie wskazanym w ogłoszeniu o naborze wniosków, który ukazuje się na stronie internetowej instytucji wdrażającej RPO. Komplementarne wobec tych działań jest wsparcie dla odnawialnych źródeł energii w ramach Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich.

III. Ilość i rodzaje: paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wprowadzonych do obrotu oraz biopaliw ciekłych wytworzonych przez rolników na własny użytek²⁾

III.1. Ilość paliw transportowych i udział biokomponentów wprowadzanych na rynek w latach 2000-2008

Jak wynika z analizy danych Głównego Urzędu Statystycznego, Ministerstwa Finansów, Urzędu Regulacji Energetyki oraz Agencji Rynku Energii dotyczących zużycia benzyn silnikowych i olejów napędowych, wskaźniki udziału biokomponentów w paliwach zużytych w transporcie w latach 2000-2008 kształtowały się następująco:

Rok	Zużycie w transporcie (w tys. ton)				Wskaźnik wg wartości opałowej
	benzyny	oleje napędowe	bioetanol	estry	
2000	4 841	2 343	40,6	0	0,35%
2001	4 484	2 562	52,4	0	0,46%
2002	4 109	2 940	65,3	0	0,57%
2003	3 941	3 606	60,1	0	0,49%
2004	4 011	4 303	38,3	0	0,29%
2005	3 915	5 075	42,8	17,1	0,47%
2006	4 048	6 042	84,3	44,9	0,92%
2007	3 997	7 212	70,8	37,3	0,68%
2008	4 109	10 069	185,6	479,9	3,66%

III.2. Liczba zarejestrowanych przedsiębiorców wytwarzających, magazynujących lub wprowadzających do obrotu biokomponenty

Zgodnie z art. 4 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów jest działalnością regulowaną w rozumieniu przepisów o swobodzie działalności gospodarczej i wymaga wpisu do rejestru wytwórców.

Z danych Agencji Rynku Rolnego wynika, że na dzień 31 grudnia 2008 r. w rejestrze wytwórców było wpisanych:

- 1) 14 wytwórców bioetanolu – deklarujących roczne zdolności produkcyjne w wysokości 590 mln litrów bioetanolu,
- 2) 23 wytwórców estrów metylowych – deklarujących roczne zdolności produkcyjne w wysokości około 772 mln litrów estru.

²⁾ Przedstawione w niniejszym rozdziale dane dotyczące ilości biokomponentów, biopaliw ciekłych i paliw ciekłych przeliczono w oparciu o średnie wartości gęstości zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 27 grudnia 2007 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych (Dz. U. z 2008 r. Nr 3, poz. 12). Dane za rok 2008 pochodzą ze Skorygowanych Kwartalnych Raportów Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

III.3. Liczba zarejestrowanych rolników wytwarzających biopaliwa ciekłe na własny użytek oraz rodzaj i ilość wytworzonych przez nich biopaliw ciekłych

Zgodnie z art. 13 ust. 1 ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* rolnicy mogą wytwarzać biopaliwa ciekłe na własny użytek po uzyskaniu wpisu do rejestru rolników wytwarzających biopaliwa ciekłe na własny użytek prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

Z danych Agencji Rynku Rolnego wynika, że na dzień 31 grudnia 2008 r. w rejestrze rolników wytwarzających biopaliwa ciekłe na własny użytek było wpisanych 3 rolników wytwarzających estry metylowe na użytek własny, którzy w 2008 r. wytworzyli ok. 32,7 tys. litrów estrów metylowych.

III.4. Produkcja bioetanolu

Z danych przekazanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że w 2008 r. wytwórcy biokomponentów wytworzyli ok. 110 mln litrów bioetanolu (87 tys. ton). Na rynek paliwowy trafiło około 235 mln litrów bioetanolu (186 tys. ton). Wykorzystanie bioetanolu w benzynach silnikowych w latach 1994-2008 przedstawiono poniżej.

Rok	Zużycie benzyn – w tys. m ³	W tym bioetanol – w tys. m ³	Udział % objętości
1994	7 325	27,0	0,37
1995	8 332	63,0	0,76
1996	6 174	100,9	1,63
1997	6 691	110,6	1,65
1998	6 672	99,8	1,50
1999	7 770	83,2	1,07
2000	6 808	51,4	0,75
2001	6 233	66,4	1,07
2002	5 645	82,8	1,47
2003	5 453	76,2	1,40
2004	5 564	48,5	0,87
2005	5 151	54,2	1,05
2006	5 326	106,8	2,01
2007	5 434	89,6	1,65
2008	5 742	234,6	4,08

W roku 2008 wytwórcy sprzedali producentom krajowym ok. 79 mln litrów (63 tys. ton) bioetanolu, czyli o 156 mln litrów (123 tys. ton) mniej niż trafiło na rynek paliwowy w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. Różnica została pozyskana w ramach importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego. Przedstawione dane wskazują na wyraźny wzrost udziału bioetanolu pozyskiwanego w drodze importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego.

III.5. Produkcja estrów

Z danych przekazanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że w 2008 r. wytwórcy biokomponentów wytworzyli ok. 190 mln litrów estrów (167 tys. ton). Na rynek paliwowy trafiło około 545 mln litrów (480 tys. ton). Wykorzystanie estrów metylowych w olejach napędowych i jako samoistne paliwo w latach 2005-2008 przedstawiono poniżej.

Rok	Zużycie olejów napędowych – w tys. m ³	W tym estry metylowe – w tys. m ³	Udział % objętości
2005	6 092	19,4	0,32
2006	7 253	51,0	0,70
2007	8 700	42,5	0,49
2008	12 513	544,0	4,35

W roku 2008 wytwórcy sprzedali producentom krajowym ok. 178 mln litrów (157 tys. ton) estrów, czyli o 367 mln litrów (323 tys. ton) mniej niż trafiło na rynek paliwowy w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. Różnica została pozyskana w ramach importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego.

IV. Poziom i realizacja Narodowych Celów Wskaźnikowych

IV.1. Poziom Narodowych Celów Wskaźnikowych

Do momentu wejścia w życie ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* Narodowe Cele Wskaźnikowe (NCW) były ustanawiane (na podstawie art. 3 ust. 1 lit. a dyrektywy 2003/30/WE *w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych*) przez ministra właściwego do spraw gospodarki po przeprowadzeniu uzgodnień z zainteresowanymi ministrami. Wysokość tak ustalonego NCW (wg wartości opałowej paliw zużywanych w transporcie) wyniosła:

- 2005 r. – 0,50%,
- 2006 r. – 1,50%,
- 2007 r. – 2,30%.

Wejście w życie ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych* zmieniło tryb określania NCW. Zgodnie z art. 24 ust. 1 tej ustawy Rada Ministrów, co trzy lata, do dnia 15 czerwca danego roku, określa, w drodze rozporządzenia, NCW na kolejne 6 lat, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy Unii Europejskiej w tym zakresie. W rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 15 czerwca 2007 r. *w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008-2013* (Dz. U. Nr 110, poz. 757) ustalono następujące wysokości NCW:

- 2008 r. – 3,45%,
- 2009 r. – 4,60%,

- 2010 r. – 5,75%,
- 2011 r. – 6,20%,
- 2012 r. – 6,65%,
- 2013 r. – 7,10%.

Przedstawione wielkości NCW są związane ze zobowiązaniami wynikającymi z członkostwa Polski w Unii Europejskiej. W latach 2008-2010 w sposób liniowy prowadzą od ustalonego na rok 2007 wskaźnika na poziomie 2,3% do określonego w dyrektywie 2003/30/WE poziomu 5,75% w 2010 r. Następnie w latach 2011-2013 NCW nadal rosną liniowo, jednak w niższym tempie. Przyjęto, że tempo wzrostu wysokości NCW w tym okresie (jak również do roku 2020) powinno umożliwić osiągnięcie poziomu 10% w 2020 r. Przedmiotowe założenie zgodne jest z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w spra-

wie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16).

IV.2. Realizacja Narodowego Celu Wskaźnikowego

Wymaga podkreślenia fakt, że regulacje dotyczące funkcjonowania rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych, a w szczególności wprowadzenie wynikającego z ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych obowiązku zapewnienia określonego udziału biokomponentów w rynku paliw transportowych, spowodowały znaczny wzrost wykorzystania biokomponentów w transporcie. Świadczy o tym choćby fakt, że udział biokomponentów w rynku paliw wykorzystywanych w transporcie w 2008 r. był powyżej założonego poziomu 3,45% i wyniósł 3,66%.

USTAWA

z dnia 8 stycznia 2010 r.

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw^{1),2)}

(Dz. U. z 8 lutego 2010 r. Nr 21, poz. 104)

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.³⁾) wprowadza się następujące zmiany:

¹⁾ Niniejszą ustawą dokonuje się zmiany ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym.

²⁾ Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE L 33 z 04.02.2006, str. 22) oraz uzupełnia transpozycję dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 37, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 211) i dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 57; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 230).

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, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664.

1) w art. 3:

a) pkt 3a otrzymuje brzmienie:

„3a) paliwa gazowe – gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia;”,

b) pkt 13a otrzymuje brzmienie:

„13a) odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji;”,

c) po pkt 16 dodaje się pkt 16a-16d w brzmieniu:

„16a) bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

16b) bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej – nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie

- wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci;
- 16c) równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię – zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze;
- 16d) zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;”,
- d) po pkt 20 dodaje się pkt 20a w brzmieniu:
 „20a) biogaz rolniczy – paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej;”,
- e) dodaje się pkt 43 w brzmieniu:
 „43) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy.”;
- 2) w art. 4 ust. 2 otrzymuje brzmienie:
 „2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych lub energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.”;
- 3) art. 4j otrzymuje brzmienie:
 „Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3.
3. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych, niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie.
4. Umowa, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza paliwa gazowe lub energię elektryczną odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym, ulega rozwiązaniu z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie tego odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego. Odbiorca ten może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy.
5. Sprzedawca paliw gazowych dokonujący sprzedaży tych paliw odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub sprzedawca energii dokonujący jej sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany zamieszczać na stronach internetowych oraz udostępniać do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacje o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii oraz warunkach ich stosowania.”;
- 4) w art. 5b ust. 4 otrzymuje brzmienie:
 „4. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, o której mowa w ust. 1, na zasadach i w trybie określonym w art. 4j ust. 3 i 4.”;
- 5) w art. 7:
 a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
 „3. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 zdanie pierwsze, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane.”;

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci składa wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”, w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

3b. Wniosek o określenie warunków przyłączenia zawiera w szczególności oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, określenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, o których mowa w ust. 3, oraz informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia wymagań określonych w art. 7a.”,

c) po ust. 8 dodaje się ust. 8a-8l w brzmieniu:

„8a. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, zwaną dalej „zaliczką”, w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia, z zastrzeżeniem ust. 8b.

8b. Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3 000 000 zł. W przypadku gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami licznymi od dnia wniesienia zaliczki.

8c. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

8d. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot, o którym mowa w ust. 8a, dołącza w szczególności wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.

8e. W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy.

8f. Koszty wykonania ekspertyzy, o której mowa w ust. 8e, uwzględnia się odpowiednio w nakładach, o których mowa w ust. 8 pkt 1 i 3.

8g. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki;
- 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

8h. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej powinno potwierdzić pisemnie złożenie przez wnioskodawcę wniosku, określając w szczególności datę złożenia wniosku.

8i. Warunki przyłączenia są ważne, z zastrzeżeniem ust. 8c zdanie drugie, dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

8j. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne:

- 1) odmówi wydania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie z powodu braku technicz-

- nich lub ekonomicznych warunków przyłączenia, jest obowiązane niezwłocznie zwrócić pobraną zaliczkę;
- 2) wyda warunki przyłączenia po terminie, o którym mowa w ust. 8g, jest obowiązane do wypłaty odsetek od wniesionej zaliczki liczonych za każdy dzień zwłoki w wydaniu tych warunków;
 - 3) wyda warunki przyłączenia, które będą przedmiotem sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a podmiotem ubiegającym się o ich wydanie i spór zostanie rozstrzygnięty na korzyść tego podmiotu, jest obowiązane zwrócić pobraną zaliczkę wraz z odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki do dnia jej zwrotu, o ile nie nastąpi przyłączenie.
- 8k. Stopę odsetek, o których mowa w ust. 8j, przyjmuje się w wysokości równej rentowności pięcioletnich obligacji skarbowych emitowanych na najbliższy dzień poprzedzający dzień 30 czerwca roku, w którym złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia, według danych opublikowanych przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz Główny Urząd Statystyczny.
- 8l. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:
- 1) podmiotów (ich siedziby lub miejsca zamieszkania) ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,
 - 2) wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla stacji elektroenergetycznych lub ich grup, wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, a także planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, od dnia publikacji tych danych
- z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz w miesiącu i zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie do publicznego wglądu.”
- d) ust. 9 otrzymuje brzmienie:
- „9. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; przepisów ust. 8 nie stosuje się.”;
- 6) w art. 8 ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. W sprawach 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, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii albo odmowy dostępu do internetowej platformy handlowej rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony.”;
- 7) w art. 9:
- a) w ust. 4 dodaje się pkt 14 w brzmieniu:
- „14) zakres i sposób udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:
- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
 - b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a.”,
- b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:
- „6. Koszty wynikające ze stosowania dla źródeł wykorzystujących energię wiatru odmiennego bilansowania, o którym mowa w ust. 5,

uwzględnia się w kosztach stanowiących podstawę do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;

8) w art. 9a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, są obowiązane:

1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1, lub w art. 9o ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub

2) uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 5, obliczoną w sposób określony w ust. 2.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a-1d w brzmieniu:

„1a. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 i 8, wykonują:

1) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym;

2) odbiorca końcowy będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019, z późn. zm.⁴⁾), w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej;

3) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy, o której mowa w pkt 2, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej.

1b. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, w terminie miesiąca od zakończenia roku kalendarzowego w którym zakupiło energię elektryczną w wyniku transakcji zawartej na giełdzie towarowej za pośrednictwem towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego, jest obo-

wiązane do przekazania towarowemu domowi maklerskiemu lub domowi maklerskiemu deklaracji o ilości energii elektrycznej zakupionej w wyniku tej transakcji i zużytej na własny użytek oraz przeznaczonej do dalszej odsprzedaży.

1c. Deklaracja, o której mowa w ust. 1b, stanowi podstawę wykonania przez towarowy dom maklerski lub dom maklerski obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 8.

1d. Realizacja zlecenia nabycia energii elektrycznej na giełdzie towarowej przez towarowy dom maklerski lub dom maklerski może nastąpić po złożeniu przez składającego zlecenie zabezpieczenia na pokrycie kosztów wykonania przez towarowy dom maklerski lub dom maklerski obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 8, w zakresie określonym w ust. 1a pkt 3. Wysokość zabezpieczenia oraz sposób jego złożenia określa umowa zawarta między towarowym domem maklerskim lub domem maklerskim a składającym zlecenie.”,

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Opłatę zastępczą oblicza się według wzoru:

$$Oz = Ozj \times (Eo - Eu),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Oz – opłatę zastępczą wyrażoną w złotych,

Ozj – jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą 240 zł za 1 MWh,

Eo – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, w danym roku,

Eu – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 lub art. 9o ust. 1, które obowiązany podmiot przedstawił do umorzenia w danym roku, o którym mowa w art. 9e ust. 14.”,

d) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie; zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2005 r. Nr 183, poz. 1537 i 1538, z 2006 r. Nr 157, poz. 1119, z 2007 r. Nr 112, poz. 769, z 2008 r. Nr 171, poz. 1056 oraz z 2009 r. Nr 165, poz. 1316, Nr 168, poz. 1323 i Nr 201, poz. 1540.

mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.”,
e) ust. 8-8c otrzymują brzmienie:

„8. Przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, są obowiązane:

- 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub
- 2) uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 5, obliczoną w sposób określony w ust. 8a.

8a. Opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, oblicza się według wzoru:

$$Ozs = Ozg \times Eog + Ozk \times Eok + Ozm \times Eom,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ozs – opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, wyrażoną w złotych,

Ozg – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15% i nie wyższą niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eog – ilość energii elektrycznej równą różnicy między ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10 dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1, umorzonych obowiązującym podmiotom, w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh,

Ozk – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15% i nie wyższą niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eok – ilość energii elektrycznej równą różnicy między ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10 dla jed-

nostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2, umorzonych obowiązującemu podmiotowi, w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh,

Ozm – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 30% i nie wyższą niż 120% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eom – ilość energii elektrycznej równą różnicy między ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10 dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a, umorzonych obowiązującym podmiotom, w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh.

8b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm, o których mowa w ust. 8a, 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 między kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych;
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych

(Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11), zwanej dalej „ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych”.

- 8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm, o których mowa w ust. 8a, do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.”
- f) po ust. 8e dodaje się ust. 8f w brzmieniu:
 „8f. Do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, nie zalicza się umorzonych świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii wykorzystującym w procesie przetwarzania energię pozyskiwaną z biogazu rolniczego, dla którego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem biogazu rolniczego wystąpiło lub wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w art. 9o ust. 3.”
- g) w ust. 10:
 – po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:
 „4a) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 i 1a, w tym wymagania dotyczące pomiarów bezpośrednich ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego oraz ilości paliw zużywanych do ich wytwarzania dokonywanych na potrzeby wydawania świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9l;”,
 – pkt 5 otrzymuje brzmienie:
 „5) wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2;”,
- h) dodaje się ust. 11 w brzmieniu:
 „11. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9o ust. 7,

w tym:

- 1) parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
 - 2) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego,
 - 3) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu rolniczego na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9o ust. 7,
 - 4) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1,
 - 5) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego
 – biorąc pod uwagę w szczególności potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego oraz dostępne technologie wytwarzania biogazu rolniczego.”;
- 9) w art. 9c:
 a) w ust. 2:
 – pkt 9 otrzymuje brzmienie:
 „9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających z:
 a) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu elektroenergetycznego,
 b) zarządzania ograniczeniami systemowymi;”,
 – pkt 12 otrzymuje brzmienie:
 „12) udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:
 a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilanso-

- wania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
- b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a),
- dodaje się pkt 16-18 w brzmieniu:
- „16) opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym;
- 17) określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej;
- 18) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej.”,
- b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
- „2a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest obowiązany współpracować z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz technicznych rezerw zdolności dystrybucyjnych koordynowanej sieci 110 kV.”,
- c) w ust. 3:
- pkt 9a otrzymuje brzmienie:
- „9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
- a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
- b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
- c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g,
- d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
- e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w instrukcji, o której mowa w art. 9g,
- f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.”,
- dodaje się pkt 14 w brzmieniu:
- „14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.”,
- d) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:
- „3a. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośred-

- nie połączenie z siecią przesyłową.”,
- e) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:
- „6a. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru biogazu rolniczego o parametrach jakościowych określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 11, wytworzonego w instalacjach przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.”,
- f) po ust. 9 dodaje się ust. 9a i 9b w brzmieniu:
- „9a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, odpowiednio do zakresu działania, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do dnia 31 marca danego roku, informacje w zakresie objętym sprawozdaniem, o którym mowa w art. 15b. Sporządzając informacje dotyczące oceny połączeń międzysystemowych z sąsiednimi krajami, należy uwzględnić opinie operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych tych krajów.
- 9b. Użytkownicy systemu elektroenergetycznego, w szczególności operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy końcowi są obowiązani przekazywać operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, na jego wniosek, dane niezbędne do sporządzenia informacji, o których mowa w ust. 9a, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.”;
- 10) w art. 9d:
- a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
- „1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo”,
- b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:
- „1a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.
- 1b. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym lub systemie dystrybucyjnym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.”,
- c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:
- „4a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki programy, o których mowa w ust. 4, z własnej inicjatywy lub na jego żądanie.
- 4b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza program, o którym mowa w ust. 4, i określa termin jego wykonania albo odmawia jego zatwierdzenia, jeżeli określone w nim działania nie zapewniają niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. W decyzji o odmowie zatwierdzenia programu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznacza termin przedłożenia nowego programu. Wniesienie odwołania od decyzji nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego programu do zatwierdzenia.”,
- d) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:
- „8. Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone operatorem systemu elektroenergetycznego jest obowiązane przekazywać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje dotyczące zmiany zakresu wykonywanej działalności gospodarczej oraz jego powiązań kapitałowych, w terminie miesiąca od dnia wprowadzenia tych zmian.”;
- 11) w art. 9e:
- a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:
- „1a. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje świadectwa pochodzenia, o których mowa w ust. 1, oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii spełniającej jednocześnie warunki wysokosprawnej kogeneracji.”,
- b) w ust. 2 dodaje pkt 6 w brzmieniu:
- „6) kwalifikację odnawialnego źródła energii do źródła, o którym mowa w art. 9a ust. 8f.”,
- c) w ust. 4:
- uchyla się pkt 5,
 - dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
- „6) dane o ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.”,
- d) ust. 11 otrzymuje brzmienie:
- „11. Podmiot, o którym mowa w ust. 9, jest obowiązany na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, odbiorcy końcowego oraz towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego, o których mowa w art. 9a ust. 1a, lub innego pod-

- miotu, któremu przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia, wydać dokument stwierdzający prawa majątkowe wynikające z tych świadectw przysługujące wnioskodawcy i odpowiadającą tym prawom ilość energii elektrycznej.”,
- e) ust. 13 otrzymuje brzmienie:
- „13. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, odbiorcy końcowego oraz towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego, o których mowa w art. 9a ust. 1a, którym przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia umarza, w drodze decyzji, te świadectwa w całości lub części.”,
- f) po ust. 13 dodaje się ust. 13a w brzmieniu:
- „13a. Towarowy dom maklerski lub dom maklerski wykonując obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 8, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych, może złożyć wniosek do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o umorzenie świadectw pochodzenia należących do innego podmiotu, któremu przysługują wynikające z tych świadectw prawa majątkowe, o ile dołączy pisemną zgodę tego podmiotu na zaliczenie tych świadectw do wypełnienia obowiązku przez towarowy dom maklerski lub dom maklerski.”,
- g) ust. 16 otrzymuje brzmienie:
- „16. Przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 9a ust. 1a, wraz z wnioskiem o umorzenie świadectw pochodzenia jest obowiązany złożyć do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dokument, o którym mowa w ust. 11.”;
- 12) w art. 9g:
- a) w ust. 4:
- pkt 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji;”,
 - dodaje się pkt 7-9 w brzmieniu:
 - „7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania;
 - 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
 - 9) niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych.”,
- b) w ust. 6 dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
- „6) sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.”,
- c) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:
- „6a. Warunki w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 6 pkt 1, powinny umożliwiać dokonywanie zmian grafiku handlowego w dniu jego realizacji oraz bilansowanie tego systemu także przez zmniejszenie poboru energii elektrycznej przez odbiorców niespowodowane wprowadzonymi ograniczeniami, o których mowa w art. 11 ust. 1.”,
- d) ust. 7-9 otrzymują brzmienie:
- „7. Operator systemu przesyłowego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.
8. Operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.
9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt właściwego operatora systemu, zatwierdzoną instrukcję.”,
- e) dodaje się ust. 11 i 12 w brzmieniu:
- „11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Przepisy ust. 2-10 stosuje się odpowiednio.
12. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków

i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.”;

13) art. 9h otrzymuje brzmienie:

„Art. 9h. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego oraz określa obszar, sieci lub instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.

3. Operatorem systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego może być:

1) właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji;

2) przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, z którym właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji

skroplonego gazu ziemnego zawarł umowę powierzającą temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością.

4. Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego może dotyczyć wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji:

1) energii elektrycznej, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, jest nie większa niż sto tysięcy, albo

2) gazu ziemnego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci gazowej jest nie większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych nie przekracza 100 mln m³ w ciągu roku.

5. Umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 2, powinna w szczególności określać:

1) obszar, na którym operator systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania paliw gazowych, lub systemu skraplania gazu ziemnego, lub systemu połączonego będzie wykonywał działalność gospodarczą;

2) zasady realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9c, z wyłączeniem obowiązków powierzonych do wykonywania bezpośrednio operatorowi systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania paliw gazowych, lub systemu skraplania gazu ziemnego, lub systemu połączonego.

6. Właściciel, o którym mowa w ust. 1, występuje z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie odpowiednio operatora systemu przesyłowego, dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych lub systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 30 dni od dnia:

1) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem

- tych sieci lub instalacji, albo
- 2) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością.
7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę jego efektywność ekonomiczną, skuteczność zarządzania systemami gazowymi lub systemami elektroenergetycznymi, bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także okres obowiązywania jego koncesji.
8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wyznaczenia operatorem systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego przedsiębiorstwa energetycznego określonego we wniosku, o którym mowa w ust. 1, jeżeli przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi lub nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem, lub nie spełnia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, z zastrzeżeniem art. 9d ust. 7, lub gdy nie został spełniony warunek, o którym mowa w art. 9k.
9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki z urzędu wyznacza, w drodze decyzji, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, magazynowanie paliw gazowych lub skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego, operatorem odpowiednio systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania, lub systemu skraplania gazu ziemnego, w przypadku gdy:
- 1) właściciel, o którym mowa w ust. 1, nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu gazowego lub operatora systemu elektroenergetycznego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci lub instalacji;
- 2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił wyznaczenia operatora, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z sieci lub instalacji określonej we wniosku, o którym mowa w ust. 1.
10. Wydając decyzję, o której mowa w ust. 9, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar, instalacje lub sieci, na których operator będzie wykonywał działalność gospodarczą, warunki realizacji kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, niezbędne do realizacji zadań operatorów systemów, o których mowa w art. 9c.
11. Właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego jest obowiązany udostępniać operatorowi, wyznaczonemu zgodnie z ust. 9, informacje oraz dokumenty niezbędne do realizacji zadań operatora oraz współdziałać z tym operatorem.”;
- 14) w art. 9i:
- a) w ust. 3 pkt 2 otrzymuje brzmienie:
- „2) nazwę i siedzibę operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego oraz obszar, dla którego będzie wyłoniony sprzedawca z urzędu;”;
- b) ust. 10 otrzymuje brzmienie:
- „10. W przypadku niewyłonienia w drodze przetargu sprzedawcy z urzędu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na okres 12 miesięcy, wyznacza z urzędu, w drodze decyzji, tego sprzedawcę, biorąc pod uwagę możliwość wypełnienia przez niego obowiązków określonych w ustawie, oraz określa obszar wykonywania przez niego działalności gospodarczej.”;
- 15) art. 9j otrzymuje brzmienie:
- „Art. 9j. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci, uwzględniając możliwości techniczne, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a w szczególności zapewnienia jakości dostarczanej energii, ciągłości i niezawodności jej dostarczania lub uniknięcia zagrożenia bezpieczeństwa osób lub strat materialnych, jest obowiązane do:
- 1) wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawiania w gotowości do

- jej wytwarzania;
- 2) utrzymywania rezerw mocy wytwórczych lub zapewnienia innych usług systemowych, w wysokości i w sposób określony w umowie zawartej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego;
 - 3) utrzymywania zdolności źródeł do wytwarzania energii elektrycznej w ilości i jakości wynikającej z zawartych umów sprzedaży oraz umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
 - 4) współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego, do którego sieci źródło jest przyłączone, w szczególności do przekazywania temu operatorowi niezbędnych informacji o stanie urządzeń wytwórczych i wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, i umowie zawartej z operatorem systemu elektroenergetycznego.
2. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego wydaje, stosownie do planów działania, procedur i planów wprowadzania ograniczeń, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i art. 11 ust. 6, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, oraz postanowień umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartych z użytkownikami systemu, w tym z odbiorcami, polecenia dyspozytorskie wytwórcy, operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorcom.
3. Podczas wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej polecenia operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego są nadrzędne wobec poleceń operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
4. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane do uzgadniania z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego planowanych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6.
5. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane niezwłocznie zgłosić operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego dane o ograniczeniach możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub ubytkach mocy jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6, w stosunku do możliwości wytwarzania lub mocy osiągalnej wynikających z aktualnego stanu technicznego tych jednostek, wraz z podaniem przyczyn tych ograniczeń lub ubytków.
6. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostce wytwórczej przyłączonej do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV jest obowiązane udostępniać informacje niezbędne operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu połączonego elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wypełnienia obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 12.”;
- 16) w art. 9l:
- a) w ust. 1:
 - po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;”;
 - pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) innej niż wymienionej w pkt 1 i 1a.”;
 - b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. W jednostce kogeneracji, w której są spalane paliwa gazowe lub metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla

- kamienno lub gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych wspólnie z innymi paliwami, do energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji:
- 1) w jednostce kogeneracji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, zalicza się część energii elektrycznej odpowiadającą udziałowi energii chemicznej paliwa gazowego,
 - 2) w jednostce kogeneracji, o której mowa w ust. 1 pkt 1a, zalicza się część energii elektrycznej odpowiadającą udziałowi energii chemicznej metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamienno lub gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
 - w energii chemicznej paliw zużywanych do wytwarzania energii, obliczaną na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw.
- 1b. Dla jednostki energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w ust. 1 pkt 1 i 1a, wydaje się tylko jedno świadectwo pochodzenia z kogeneracji.”
- c) w ust. 2:
- pkt 3 otrzymuje brzmienie:
„3) ilość, rodzaj i średnią wartość opałową paliw, z których została wytworzona energia elektryczna i ciepło w jednostce kogeneracji;”
 - pkt 8 otrzymuje brzmienie:
„8) kwalifikację jednostki kogeneracji do jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 1, 1a albo pkt 2 lub w art. 9a ust. 8d.”
- d) w ust. 4:
- pkt 3 otrzymuje brzmienie:
„3) określenie rodzaju i średniej wartości opałowej paliw, z których została wytworzona energia elektryczna i ciepło w jednostce kogeneracji, oraz ilości tych paliw ustalone na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych;”
 - pkt 8 otrzymuje brzmienie:
„8) informacje o spełnieniu warunków uprawniających do wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 1a albo 2 lub w art. 9a ust. 8d;”
- uchyla się pkt 9,
 - e) ust. 12 otrzymuje brzmienie:
„12. Do wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 11 pkt 2, przepisy art. 9e ust. 1-4, 6, 8, 9 i 11 stosuje się odpowiednio.”;
- 17) w art. 9m ust. 1 otrzymuje brzmienie:
„1. Przepisy art. 9e ust. 6-13a i 15-17 stosuje się do:
- 1) praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji i przeniesienia tych praw;
 - 2) prowadzenia rejestru świadectw pochodzenia z kogeneracji przez podmiot prowadzący giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych i organizujący na tej giełdzie obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia z kogeneracji lub przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi i organizujący obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia z kogeneracji;
 - 3) wydawania dokumentu stwierdzającego prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, przez podmiot, o którym mowa w pkt 2;
 - 4) opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz za dokonane zmiany w tym rejestrze;
 - 5) wniosków o umorzenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia z kogeneracji i trybu ich umorzenia;
 - 6) wygaśnięcia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji;
 - 7) przekazywania, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, podmiotowi, o którym mowa w pkt 2, informacji o wydanych i umorzonych świadectwach pochodzenia z kogeneracji.”;
- 18) po art. 9n dodaje się art. 9o-9s w brzmieniu:
„Art. 9o. 1. Potwierdzeniem wytworzenia biogazu rolniczego oraz wprowadzenia go do sieci dystrybucyjnej gazowej jest świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, zwane dalej „świadectwem pochodzenia biogazu”.
2. Świadectwo pochodzenia biogazu zawiera:
- 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego;

- 2) określenie lokalizacji i znamionowej wydajności instalacji, w której biogaz rolniczy został wytworzony;
 - 3) dane dotyczące ilości biogazu rolniczego objętego świadectwem pochodzenia biogazu;
 - 4) dane dotyczące ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 11;
 - 5) określenie okresu, w którym biogaz rolniczy został wytworzony.
3. Świadectwo pochodzenia biogazu wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego, złożony za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja wytwarzania biogazu rolniczego określona we wniosku, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do wydawania świadectw pochodzenia biogazu stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.
4. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, zawiera:
- 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego;
 - 2) określenie lokalizacji i znamionowej wydajności instalacji, w której biogaz rolniczy został wytworzony;
 - 3) dane dotyczące ilości biogazu rolniczego objętego świadectwem pochodzenia biogazu;
 - 4) dane dotyczące ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 11 i odpowiadającej ilości biogazu rolniczego wytworzonego w określonej instalacji;
 - 5) określenie okresu, w którym biogaz rolniczy został wytworzony.
5. Okres, o którym mowa w ust. 2 pkt 5 i ust. 4 pkt 5, obejmuje jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego.
6. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem biogazu rolniczego przedkłada operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego, w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości biogazu rolniczego objętej tym wnioskiem.
7. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wniosek, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej dystrybucyjnej, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe zapewnia wytwarzający biogaz rolniczy.
8. Przepisy art. 9e ust. 5a-17 stosuje się odpowiednio do praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia biogazu, przeniesienia tych praw oraz rejestru tych świadectw.
- Art. 9p. 1. Działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego jest działalnością regulowaną w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2007 r. Nr 155, poz. 1095, z późn. zm.⁵⁾), zwanej dalej „ustawą o swobodzie działalności gospodarczej”, i wymaga wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego.
2. Organem prowadzącym rejestr, o którym mowa w ust. 1, jest Prezes Agencji Rynku Rolnego, zwany dalej „organem rejestrowym”.
3. Przepisy art. 3, art. 5 ust. 1 pkt 1 i 2 oraz ust. 2-8, art. 6-8 oraz art. 9 ust. 1, ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych stosuje się odpowiednio do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność, o której mowa w ust. 1.

⁵⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2007 r. Nr 180, poz. 1280, z 2008 r. Nr 70, poz. 416, Nr 116, poz. 732, Nr 141, poz. 888, Nr 171, poz. 1056 i Nr 216, poz. 1367 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 18, poz. 97, Nr 168, poz. 1323 i Nr 201, poz. 1540.

4. Przez rażące naruszenie warunków wymaganych do wykonywania działalności gospodarczej w rozumieniu art. 9 ust. 1 pkt 2 ustawy wymienionej w ust. 3, rozumie się naruszenie przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie, o którym mowa w ust. 1, obowiązków, o których mowa w art. 9r ust. 1 pkt 1 i 2.
5. Organ rejestrowy przekazuje Prezesowi URE informacje o zmianach dokonywanych w rejestrze, o którym mowa w ust. 1, w terminie 7 dni od dnia dokonania tych zmian.
- Art. 9r. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność, o której mowa w art. 9p ust. 1, jest obowiązane do:
- 1) wykorzystywania surowców, o których mowa w art. 3 pkt 20a;
 - 2) prowadzenia dokumentacji dotyczącej:
 - a) ilości i rodzajów surowców wykorzystanych do wytworzenia biogazu rolniczego lub do wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
 - b) ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, wykorzystanego do wytworzenia energii elektrycznej w układzie rozdzielonym lub kogeneracyjnym lub wykorzystanego w inny sposób,
 - c) ilości ciepła i energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w układzie rozdzielonym lub kogeneracyjnym;
 - 3) przekazywania Prezesowi Agencji Rynku Rolnego, w terminie 45 dni po zakończeniu kwartału, sprawozdań kwartalnych zawierających informacje, o których mowa w pkt 2, według wzoru opracowanego i udostępnionego przez Agencję Rynku Rolnego.
2. Prezes Agencji Rynku Rolnego na podstawie danych zawartych w rejestrze przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, oraz sprawozdań kwartalnych, o których mowa w ust. 1 pkt 3, sporządza zbiorczy raport roczny zawierający:
- 1) wykaz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność, o której mowa w art. 9p ust. 1;
 - 2) informacje, o których mowa w ust. 1 pkt 2.
3. Zbiorczy raport roczny, o którym mowa w ust. 2, Prezes Agencji Rynku Rolnego przekazuje:
- 1) ministrom właściwym do spraw: gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska,
 - 2) Prezesowi URE
 - do dnia 15 marca następnego roku.
- Art. 9s. 1. Organ rejestrowy jest uprawniony do kontroli wykonywania działalności gospodarczej, o której mowa w art. 9p ust. 1.
2. Czynności kontrolne wykonują pracownicy organu rejestrowego na podstawie pisemnego upoważnienia oraz po okazaniu legitymacji służbowej.
 3. Osoby upoważnione do przeprowadzenia kontroli są uprawnione do:
 - 1) wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, gdzie jest wykonywana działalność, o której mowa w art. 9p ust. 1;
 - 2) żądania ustnych lub pisemnych wyjaśnień, okazania dokumentów lub innych nośników informacji oraz udostępniania danych mających związek z przedmiotem kontroli.
 4. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół, który powinien zawierać także wnioski i zalecenia oraz informację o sposobie złożenia zastrzeżeń co do jego treści. Termin do złożenia zastrzeżeń nie może być krótszy niż 7 dni od dnia doręczenia protokołu.
 5. W przypadku odmowy podpisania protokołu przez kontrolowanego przeprowadzający kontrolę zamieszcza stosowną adnotację w tym protokole.
 6. Organ rejestrowy może upoważnić do przeprowadzenia kontroli inny organ administracji wyspecjalizowany w kontroli danego rodzaju działalności; przepisy ust. 2-5 stosuje się odpowiednio.”;
- 19) w art. 10:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, z zastrzeżeniem ust. 1a-1d.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a-1f w brzmieniu:

„1a. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może obniżyć ilość zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

- 1) wytworzenia, na polecenie właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, energii elektrycznej w ilości wyższej od średniej ilości energii elektrycznej wytworzonej w analogicznym okresie w ostatnich trzech latach, lub
- 2) nieprzewidzianego istotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła, lub
- 3) wystąpienia, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nieprzewidzianych, istotnych ograniczeń w dostawach paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

1b. W przypadku, o którym mowa w ust. 1a, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do uzupełnienia zapasów paliw do wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, w terminie nie dłuższym niż dwa miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżanie.

1c. W przypadku gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w terminie, o którym mowa w ust. 1b, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na pisemny wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, może, w drodze decyzji, wskazać dłuższy termin ich uzupełnienia do wielkości określonej w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, biorąc pod uwagę zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Termin ten nie może być jednak dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw.

1d. Wniosek, o którym mowa w ust. 1c, przedsiębiorstwo energetyczne składa nie później niż na 30 dni przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 1b. Wniosek zawiera szczegółowe uzasadnienie i harmonogram uzupełnienia zapasów.

1e. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane informować:

1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego o zużyciu i stanie zapasów paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV; informacja ta jest przekazywana wraz z informacją o stanie urządzeń wytwórczych;

2) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6 oraz o sposobie i terminie ich uzupełnienia wraz z uzasadnieniem.

1f. Informację, o której mowa w ust. 1e pkt 2, przedsiębiorstwo energetyczne przekazuje w formie pisemnej najpóźniej w trzecim dniu od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6.”

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane umożliwiać przeprowadzenie kontroli w zakresie:

- 1) zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w przepisach wydanych na podstawie ust. 6;
- 2) uzupełnienia zapasów paliw w terminie, o którym mowa w ust. 1b lub 1c;
- 3) obniżenia zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, w przypadkach, o których mowa w ust. 1a.”;

20) w art. 11:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku zagrożenia:

- 1) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - 2) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
 - 3) bezpieczeństwa osób,
 - 4) wystąpieniem znacznych strat materialnych
- na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.”

b) uchyla się ust. 6b,

c) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Minister właściwy do spraw gospodarki informuje niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie Unii Europejskiej

skiej oraz państwa członkowskie Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym o:

- 1) wprowadzonych ograniczeniach, o których mowa w ust. 7, w zakresie dostarczania i poboru energii elektrycznej;
 - 2) podjętych działaniach i środkach dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 11c ust. 2 i 3.”;
- 21) po art. 11b dodaje się art. 11c-11f w brzmieniu:
- „Art. 11c. 1. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:
- 1) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego;
 - 2) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. Nr 62, poz. 558, z późn. zm.⁶⁾);
 - 3) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym;
 - 4) strajku lub niepokoju społecznego;
 - 5) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9, lub braku możliwości ich wykorzystania.
2. W przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego:
- 1) podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej,

wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom;

- 2) może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego niezwłocznie powiadamia ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7.
4. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, w terminie 60 dni od dnia zniesienia ograniczeń, przedkłada ministrowi właściwemu do spraw gospodarki i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki raport zawierający ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
5. Raport, o którym mowa w ust. 4, zawiera także wnioski i propozycje działań oraz określa środki mające zapobiec w przyszłości wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 30 dni od dnia otrzymania raportu, o którym mowa w ust. 4, przedstawia ministrowi

⁶⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2002 r. Nr 74, poz. 676, z 2006 r. Nr 50, poz. 360 i Nr 191, poz. 1410, z 2007 r. Nr 89, poz. 590 oraz z 2009 r. Nr 11, poz. 59.

wi właściwemu do spraw gospodarki opinię do tego raportu, zawierającą w szczególności ocenę wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 11e ust. 1.

Art. 11d. 1. W sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w następstwie zdarzeń, o których mowa w art. 11c ust. 1, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego podejmuje w szczególności następujące działania:

- 1) wydaje wytwórcy polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej;
- 2) dokonuje zakupów interwencyjnych mocy lub energii elektrycznej;
- 3) wydaje właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, która nie jest jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną;
- 4) wydaje właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerwania zasilania niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze;
- 5) po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną wydaje odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń;

6) dokonuje zmniejszenia wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

2. W okresie wykonywania działań, o których mowa w ust. 1, użytkownicy systemu, w tym odbiorcy energii elektrycznej, są obowiązani stosować się do poleceń operatora systemu elektroenergetycznego, o ile wykonanie tych poleceń nie stwarza bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób.
3. W okresie występowania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej operatorzy systemu elektroenergetycznego mogą wprowadzać ograniczenia w świadczonych usługach przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym do usunięcia tego zagrożenia.
4. Operatorzy systemu elektroenergetycznego pokrywają koszty poniesione przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w związku z działaniami, o których mowa w ust. 1.
5. Koszty poniesione przez operatorów systemu elektroenergetycznego w związku z działaniami, o których mowa w ust. 1, stanowią koszty uzasadnione działalności, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2.

Art. 11e. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, który w następstwie okoliczności za które ponosi odpowiedzialność wprowadził ograniczenia lub dopuścił się niedbalstwa przy dokonywaniu oceny zasadności wprowadzenia tych ograniczeń, odpowiada na zasadach określonych w ust. 2-4 za szkody powstałe u użytkowników krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej objętym ograniczeniami, w wyniku zastosowania środków i działań, o których mowa w art. 11c i art. 11d, w szczególności powodu przerw lub ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu

- połączonego elektroenergetycznego odpowiada za szkody powstałe w wyniku wprowadzonych ograniczeń wyłącznie w granicach szkody rzeczywistej poniesionej przez użytkowników systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej, w związku z uszkodzeniem, zniszczeniem lub utratą przez nich rzeczy ruchomej, lub uszkodzeniem albo zniszczeniem nieruchomości, z zastrzeżeniem ust. 3-9 oraz art. 11 ust. 8.
3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego ponosi odpowiedzialność z tytułu szkód, o których mowa w ust. 1, w stosunku do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym do wysokości 5 000 zł (pięć tysięcy zł).
 4. Całkowita odpowiedzialność operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, z tytułu szkód, o których mowa w ust. 1, gdy przerwy lub ograniczenia dotyczyły następującej liczby użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym:
 - 1) do 25 000 odbiorców – nie może być wyższa niż 25 000 000 zł (dwadzieścia pięć milionów zł);
 - 2) od 25 001 do 100 000 odbiorców – nie może być wyższa niż 75 000 000 zł (siedemdziesiąt pięć milionów zł);
 - 3) od 100 001 do 200 000 odbiorców – nie może być wyższa niż 150 000 000 zł (sto pięćdziesiąt milionów zł);
 - 4) od 200 001 do 1 000 000 odbiorców – nie może być wyższa niż 200 000 000 zł (dwieście milionów zł);
 - 5) ponad 1 000 000 odbiorców – nie może być wyższa niż 250 000 000 zł (dwieście pięćdziesiąt milionów zł).
 5. Operatorzy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w odniesieniu do systemu dystrybucyjnego, w zakresie objętym ograniczeniami, sporządzają i przekazują niezwłocznie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o liczbie użytkowników systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej objętych ograniczeniami, wraz z wykazem udokumentowanych szkód poniesionych przez tych użytkowników, w tym odbiorców, powstałych w wyniku zastosowania środków, o których mowa w art. 11c i art. 11d, z uwzględnieniem ust. 3 i 7-9.
 6. W przypadku gdy łączna wartość szkód przekracza odpowiednią kwotę całkowitej odpowiedzialności, o której mowa w ust. 4, kwotę odszkodowania należnego użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obniża się proporcjonalnie w takim samym stosunku, w jakim całkowita kwota odszkodowania, która znajduje zastosowanie zgodnie z ust. 4, pozostaje do łącznej wartości szkód powstałych u tych użytkowników, w tym odbiorców.
 7. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego nie ponosi odpowiedzialności z tytułu szkód, o których mowa w ust. 1, powstałych u użytkownika systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy energii elektrycznej, jeżeli kwota odszkodowania byłaby niższa niż 100 zł.
 8. W zakresie wynikającym z podjętych działań i zastosowanych środków, o których mowa w art. 11c i art. 11d, w szczególności z przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 – nie przysługują.
 9. Użytkownik systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym odbiorca energii elektrycznej, zgłasza żądanie naprawienia szkody operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do

- sieci którego dany użytkownik, w tym odbiorca, jest przyłączony.
10. Żądanie naprawienia szkód, o których mowa w ust. 1, należy zgłosić właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego przed upływem 180 dni od dnia zniesienia ograniczeń. Po upływie tego terminu roszczenie o naprawienie tych szkód wygasa.
 11. Wyплаcone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego kwoty odszkodowania za szkody poniesione przez użytkowników tego systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, w wyniku podjętych działań i zastosowanych środków, o których mowa w art. 11c i art. 11d, pomniejszone o kwoty, które operator ten uzyskał od użytkowników, w tym odbiorców, którzy przyczynili się do powstania stanu zagrożenia, nie stanowią dla tego operatora kosztu uzasadnionego, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2.
- Art. 11f. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w art. 11, lub działania i środki, o których mowa w art. 11c i art. 11d oraz w art. 16 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15-35), powinny:
- 1) powodować jak najmniejsze zakłócenia w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej;
 - 2) być stosowane:
 - a) w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - b) na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
 - 3) być podejmowane w uzgodnieniu z właściwymi operatorami systemów przesyłowych elektroenergetycznych, stosownie do postanowień umów, w szczególności dotyczących wymiany informacji.”;
 - 22) po art. 12 dodaje się art. 12a w brzmieniu:

„Art. 12a. Minister właściwy do spraw gospodarki wykonuje uprawnienia Skarbu Państwa, określone w art. 2 pkt 5 lit. a, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 493, z późn. zm.⁷⁾) w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;
 - 23) art. 15b otrzymuje brzmienie:

„Art. 15b. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

2. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, zawiera informacje obejmujące w szczególności:

 - 1) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
 - 2) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego;
 - 3) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw;
 - 4) przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe;
 - 5) planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe paliw gazowych.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje co dwa lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

4. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 3, zawiera informacje dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej obejmujące w szczególności:

⁷⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1996 r. Nr 156, poz. 775, z 1997 r. Nr 106, poz. 673, Nr 115, poz. 741 i Nr 141, poz. 943, z 1998 r. Nr 155, poz. 1014, z 2000 r. Nr 48, poz. 550, z 2001 r. Nr 4, poz. 26, z 2002 r. Nr 25, poz. 253 i Nr 240, poz. 2055, z 2004 r. Nr 99, poz. 1001, Nr 123, poz. 1291 i Nr 273, poz. 2703, z 2005 r. Nr 169, poz. 1417 i Nr 183, poz. 1538, z 2006 r. Nr 107, poz. 721 oraz z 2009 r. Nr 157, poz. 1241 i Nr 206, poz. 1590.

- 1) prognozę równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania;
 - 2) bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej;
 - 3) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
 - 4) stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego;
 - 5) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw;
 - 6) planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej;
 - 7) zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych.
5. W sprawozdaniu, o którym mowa w ust. 3, w części dotyczącej zamierzeń inwestycyjnych, o których mowa w ust. 4 pkt 7, należy uwzględnić:
- 1) zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określone w rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;
 - 2) istniejące i planowane linie przesyłowe;
 - 3) przewidywane modele (strukturę) wytwarzania, dostaw, wymiany transgranicznej i zużycia energii elektrycznej, umożliwiające stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną;
 - 4) regionalne, krajowe i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych, określonych w załączniku I do decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE (Dz. Urz. UE L 262 z 22.09.2006, str. 1).
6. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1 i 3, zawierają także wniośki wynikające z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej.
7. Minister właściwy do spraw gospodarki zamieszcza, na swoich stronach internetowych w Biuletynie Informacji Publicznej, sprawozdania, o których mowa w ust. 1 i 3, do dnia 31 lipca danego roku.
8. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1 i 3, minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej do dnia 31 sierpnia:
- 1) co roku – dotyczące gazu ziemnego;
 - 2) co 2 lata – dotyczące energii elektrycznej.”;
- 24) w art. 15c w ust. 2 dodaje się pkt 4 w brzmieniu:
„4) przedsięwzięciach zapewniających konkurencję na rynku energii elektrycznej i służących rozwojowi połączeń międzysystemowych oraz o praktykach ograniczających konkurencję.”;
- 25) w art. 16:
- a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:
„2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i energię, na okresy nie krótsze niż 3 lata, z zastrzeżeniem ust. 2a.”,
 - b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu:
„2a. Operator systemu elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat, oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.
2b. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną opracowany

przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego powinien uwzględniać plan rozwoju opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego.”,

c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Plan, o którym mowa w ust. 2a, powinien także określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopnia ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.”,

d) dodaje się ust. 7-14 w brzmieniu:

„7. Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 1 marca, sprawozdanie z realizacji planów, o których mowa w ust. 1.

8. Operator systemu elektroenergetycznego dokonuje co 3 lata oceny realizacji planu, o którym mowa w ust. 2a. Na podstawie dokonanej oceny, operator systemu elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia zmiany tego planu.

9. Gminy, przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorcy końcowi paliw gazowych lub energii elektrycznej udostępniają nieodpłatnie przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 1 lub 2a, informacje, o których mowa w ust. 3 pkt 1-3, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

10. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, określając w planie, o którym mowa w ust. 2a, poziom połączeń międzysystemowych elektroenergetycznych, bierze w szczególności pod uwagę:

1) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji, o której mowa w art. 15b ust. 5 pkt 4;

2) istniejące połączenia międzysystemowe elektroenergetyczne i ich wykorzystanie w sposób możliwie najefektywniejszy;

3) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych elektroenergetycznych a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych.

11. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW sporządzają prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności wielkość produkcji energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł oraz dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne, co 3 lata, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 11, i informuje o tych prognozach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

13. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przyłączone do sieci przesyłowej przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności wytwórczych i dystrybucyjnych przyjętych w planach, o których mowa w ust. 2a, lub prognozach, o których mowa w ust. 11, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.

14. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej dokonuje aktualizacji planu, o którym mowa w ust. 1, nie rzadziej niż co 3 lata, uwzględniając zmiany w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, zgodnie z ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.”;

26) w art. 16a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku możliwości wystąpienia długookresowego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki na podstawie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpie-

czeństwa dostaw energii elektrycznej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię.”;

27) po art. 16a dodaje się art. 16b w brzmieniu:

„Art. 16b. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego realizuje w pierwszej kolejności działania niezbędne w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.

2. Zysk operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w rozumieniu ustawy z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 154, poz. 792 oraz z 2006 r. Nr 183, poz. 1353) przeznaczają się w pierwszej kolejności na finansowanie realizacji zadań i obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2.”;

28) w art. 18 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Gmina realizuje zadania, o których mowa w ust. 1, zgodnie z:

1) miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy;

2) odpowiednim programem ochrony powietrza przyjętym na podstawie art. 91 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.”;

29) w art. 19 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Projekt założeń sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.”;

30) w art. 23:

a) w ust. 2:

– w pkt 3 dodaje się lit. f w brzmieniu:

„f) wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47 ust. 2f;”,

– po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;”,

– po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) kontrolowanie wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2;”,

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) wyznaczanie operatorów systemu, o których mowa w art. 9h ust. 1, 3 i 9, oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu;”,

– pkt 8 otrzymuje brzmienie:

„8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o których mowa w art. 9g;”,

– pkt 11 otrzymuje brzmienie:

„11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia;”,

– pkt 18 otrzymuje brzmienie:

„18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do dnia 31 marca każdego roku:

a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2,

b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia,

c) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

– opalanych paliwami węglowymi,
– opalanych paliwami gazowymi,
– opalanych olejem opałowym,
– stanowiących odnawialne źródła energii

– w poprzednim roku kalendarzowym;”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a-2d w brzmieniu:

- „2a. Prezes URE w zakresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 19 i 20, w szczególności sporządza raport przedstawiający i oceniający:
- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
 - 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.
- 2b. Raport, o którym mowa w ust. 2a, może zawierać także propozycje zmian przepisów określających warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, o których mowa w art. 9 ust. 3, i szczegółowych zasad kształtowania tariff dla energii elektrycznej, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3, służących rozwojowi zdolności wytwórczych i przesyłowych energii elektrycznej, zgodnie z przyjętą polityką energetyczną państwa, o której mowa w art. 15a, i wnioskami wynikającymi ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.
- 2c. Prezes URE przekazuje raport, o którym mowa w ust. 2a, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku.
- 2d. Raport, o którym mowa w ust. 2a, podlega publikacji w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.”;
- 31) w art. 28 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:
- „2. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a, art. 9e, art. 9l, art. 9m i art. 9o lub badania zgodności ze stanem faktycznym deklaracji, o której mowa w art. 9a ust. 1b, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.”;
- 32) w art. 32 w ust. 1:
- a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem wytwarzania:
 - a) paliw stałych lub paliw gazowych,
 - b) 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 z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
 - c) ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW;”;
 - b) pkt 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4) obrotu paliwami lub energią, z wyłączeniem:
 - a) obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW,
 - b) obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową lub Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA, nabywające paliwa gazowe lub energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.”;
- 33) w art. 33 w ust. 3 pkt 2 otrzymuje brzmienie:
- „2) któremu w ciągu ostatnich 3 lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą z przyczyn wymienionych w art. 58 ust. 2 ustawy 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;”;
- 34) w art. 43 ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. Kto zamierza wykonywać działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu, przetwarzaniu, magazynowaniu, przesyłaniu, dystrybucji oraz obrocie paliwami lub energią, skraplaniu gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, podlegającą koncesjonowaniu, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji.”;
- 35) w art. 46:
- a) w ust. 4 w pkt 5 lit. c otrzymuje brzmienie:

- „c) rekompensat, o których mowa w przepisach rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003,”
- b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:
- „6. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, powinno określać w szczególności:
- 1) kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe;
 - 2) szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci, w tym sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie;
 - 3) rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania;
 - 4) uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji z zastosowaniem wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47 ust. 2f;
 - 5) sposób ustalania wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w pkt 4;
 - 6) sposób uwzględniania w taryfach kosztów zakupu ciepła, o którym mowa w art. 9a ust. 7;
 - 7) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności i zmiany warunków wykonywanej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - 8) sposób prowadzenia rozliczeń, z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi;
 - 9) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
 - 10) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór ciepła.”;
- 36) w art. 47 po ust. 2e dodaje się ust. 2f i 2g w brzmieniu:
- „2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c.
- 2g. W terminie do dnia 31 marca każdego roku Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE wysokość wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w ust. 2f.”;
- 37) po art. 49 dodaje się art. 49a w brzmieniu:
- „Art. 49a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, z zastrzeżeniem ust. 2.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 58, poz. 357 oraz z 2009 r. Nr 98, poz. 817) jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.
3. Przez internetową platformę handlową rozumie się zespół środków organizacyjnych i technicznych umożliwiających obrót energią elektryczną za pomocą sieci internetowej przez bezpośrednie kojarzenie ofert kupna lub sprzedaży energii elektrycznej.
4. Prowadzący internetową platformę handlową są obowiązani zapewnić wszystkim uczestnikom obrotu energią elektryczną jednakowe warunki zawierania transakcji oraz dostęp, w tym samym czasie, do informacji rynkowych, a także jawność zasad działania oraz pobieranych opłat.
5. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 i 2, nie dotyczy energii elektrycznej:

- 1) dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej;
 - 2) wytworzonej w odnawialnym źródle energii;
 - 3) wytworzonej w kogeneracji;
 - 4) zużywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne;
 - 5) niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie;
 - 6) wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW.
6. Prezes URE może, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, zwolnić to przedsiębiorstwo z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 i 2, w części dotyczącej produkcji energii elektrycznej:
- 1) sprzedawanej na potrzeby wykonywania długoterminowych zobowiązań wynikających z umów zawartych z instytucjami finansowymi w celu realizacji inwestycji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, lub
 - 2) wytwarzanej na potrzeby operatora systemu przesyłowego wykorzystywanej na potrzeby prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego
- jeżeli nie spowoduje to istotnego zakłócenia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub zakłócenia na rynku bilansującym.
7. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, przekazują Prezesowi URE informacje o zawartych umowach, na podstawie których sprzedają wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż określone w ust. 1 i 2, w ciągu 7 dni od dnia ich zawarcia. W informacji należy wskazać strony umowy, ilość i cenę energii elektrycznej oraz okres, na jaki umowa została zawarta.
8. Na podstawie danych zgromadzonych w trybie określonym w ust. 7, Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2, w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału.
9. Przedsiębiorstwa energetyczne składają Prezesowi URE w terminie do dnia 31 marca roku następnego sprawozdania z realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 2.
10. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 2, lub odbiorca końcowy albo podmiot działający na ich zlecenie, organizuje i przeprowadza przetarg na sprzedaż energii elektrycznej. Wynik przetargu jest jawny.
11. Przetarg na sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej organizowany i przeprowadzany przez przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 2 albo podmiot działający na jego zlecenie, podlega kontroli Prezesa URE pod względem zgodności ze sposobem oraz trybem organizowania i przeprowadzania przetargu określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 12. W przypadku stwierdzenia, że przetarg został przeprowadzony niezgodnie z tymi przepisami, Prezes URE może unieważnić przetarg.
12. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, sposób i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu oraz sprzedaży energii elektrycznej na internetowej platformie handlowej przez przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1 i 2, w tym:
- 1) sposób zamieszczania ogłoszeń o przetargu i dane, które powinny być zamieszczone w ogłoszeniu,
 - 2) wymagania, jakie powinien spełniać oferent oraz jakim powinna odpowiadać oferta,
 - 3) wymagania, jakim powinna odpowiadać internetowa platforma handlowa,
 - 4) sposób ustalania ceny wywoławczej,
 - 5) sposób publikowania wyników przetargu,
 - 6) warunki, w których dopuszcza się odstępianie od przetargu

– z uwzględnieniem konieczności ochrony konkurencji na rynku energii elektrycznej, realizacji zadań operatora systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia równoprawnego traktowania uczestników przetargu oraz przejrzystości obrotu energią elektryczną.”;

38) w art. 56:

a) w ust. 1:

– pkt 1a-1d otrzymują brzmienie:

„1a) nie przestrzega obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo nie uiszcza opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8, lub nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej, o których mowa w art. 9a ust. 6, lub nie przestrzega obowiązków zakupu ciepła, o których mowa w art. 9a ust. 7, lub przedkłada Prezesowi URE wnioski o wydanie świadectwa pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji zawierające dane lub informacje niezgodne ze stanem faktycznym;

1b) nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 7 i 8, lub mimo wezwania przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w ustawie;

1c) nie przedstawia informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8k, art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f, ust. 9-9b, art. 9d ust. 8, art. 11c ust. 3, art. 11e ust. 5 i art. 16 ust. 12 i 13, lub nie przedstawia sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5;

1d) nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;”;

– po pkt 1e dodaje się pkt 1f w brzmieniu:

„1f) nie przedkłada lub przedkłada niezgodną ze stanem faktycznym towarowemu domowi maklerskiemu lub domowi maklerskiemu, deklarację, o której mowa w art. 9a ust. 1b;”;

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, o którym mowa w art. 10 ust. 1, lub nie uzupełnia ich

w terminie, o którym mowa w art. 10 ust. 1b lub 1c, obniża je w innych przypadkach niż wymienione w art. 10 ust. 1a, lub nie przekazuje informacji, o których mowa w art. 10 ust. 1e;”;

– po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3;”;

– dodaje się pkt 17-33 w brzmieniu:

„17) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 5a ust. 1-3;

18) nie wydaje w terminie, o którym mowa w art. 7 ust. 8g, warunków przyłączenia;

19) nie przestrzega warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także nie stosuje się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9, a także poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonych elektroenergetycznych, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2;

20) nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2;

21) nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2;

22) nie przedkłada do zatwierdzenia programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4, lub nie przedkłada nowego programu, o którym mowa w art. 9d ust. 4b;

23) mimo uprzedniego wezwania, nie wykonuje w wyznaczonym terminie programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4, zatwierdzonego przez Prezesa URE lub podejmuje działania niezgodne z postanowieniami tego programu;

24) będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy;

- 25) z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 i 6, oraz nie dopełnia warunków określonych w decyzji wydanej na podstawie art. 9h ust. 9;
- 26) nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 9h ust. 11;
- 27) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9j ust. 1, 4 lub 5;
- 28) wytwarza biogaz rolniczy lub wytwarza energię elektryczną z biogazu rolniczego bez wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 9p ust. 1;
- 29) nie złożył w terminie sprawozdania kwartalnego, o którym mowa w art. 9r ust. 1, lub podał w tym sprawozdaniu nieprawdziwe dane;
- 30) utrudnia przeprowadzenie kontroli, o której mowa w art. 9s ust. 1;
- 31) nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 16 ust. 7, lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 6 i 8;
- 32) nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2;
- 33) naruszył sposób i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu lub sprzedaży na internetowej platformie handlowej, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 49a ust. 11.”,
- b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:
- „2. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1, wymierza:
- 1) w zakresie pkt 1-27, 31 i 32 Prezes URE;
- 2) w zakresie pkt 28-30 Prezes Agencji Rynku Rolnego.”,
- c) ust. 2b otrzymuje brzmienie:
- „2b. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1a i 28-30, stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.”,
- d) po ust. 2b dodaje się ust. 2c-2f w brzmieniu:
- „2b. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadku określonym w ust. 1 pkt 1f nie może być niższa niż wysokość obliczona według wzoru:

$$Ko = 1,3 \times Oza + 1,3 \times Ozb,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Oza – opłata zastępcza nieziszczona przez towarowy dom maklerski lub dom maklerski obliczona według wzoru, o którym mowa w art. 9a ust. 2, w stosunku do energii elektrycznej zużytej przez przedsiębiorstwo energetyczne na własny użytek, a niewskazanej w deklaracji, o której mowa w art. 9a ust. 1b,

Ozb – opłata zastępcza nieziszczona przez towarowy dom maklerski lub dom maklerski obliczona według wzoru, o którym mowa w art. 9a ust. 8a, w stosunku do energii elektrycznej zużytej przez przedsiębiorstwo energetyczne na własny użytek, a niewskazanej w deklaracji, o której mowa w art. 9a ust. 1b.

2d. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w:

1) ust. 1 pkt 29 wynosi 1 000 zł;

2) ust. 1 pkt 28 i 30 wynosi 10 000 zł.

2e. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 18, nie może być niższa niż 3 000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia.

2f. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o którym mowa w ust. 1 pkt 20 i 21, nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu, o którym mowa w ust. 3.”,

e) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.”,

f) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Prezes URE niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zmianach przepisów w zakresie kar pieniężnych i o działaniach podejmowanych w przypadku naruszeń przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.”;

39) art. 57 otrzymuje brzmienie:

„Art. 57.1. W razie nielegalnego pobierania paliw lub energii, przedsiębiorstwo energetyczne może:

- 1) pobierać od odbiorcy, a w przypadku, gdy pobór paliw lub energii nastąpił bez zawarcia umowy, może pobierać od osoby lub osób nielegalnie pobierających paliwa lub energię opłatę w wysokości określonej w taryfie, chyba że nielegalne pobieranie paliw lub energii wynikało z wyłącznej winy osoby trzeciej, za którą odbiorca nie ponosi odpowiedzialności albo

2) dochodzić odszkodowania na zasadach ogólnych.

2. Należności z tytułu opłaty, o której mowa w ust. 1 pkt 1, stwierdzone prawomocnym wyrokiem sądu podlegają ściągnięciu w trybie przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.⁸⁾)."

Art. 2. W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019, z późn. zm.⁹⁾) wprowadza się następujące zmiany:

⁸⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1965 r. Nr 15, poz. 113, z 1974 r. Nr 27, poz. 157 i Nr 39, poz. 231, z 1975 r. Nr 45, poz. 234, z 1982 r. Nr 11, poz. 82 i Nr 30, poz. 210, z 1983 r. Nr 5, poz. 33, z 1984 r. Nr 45, poz. 241 i 242, z 1985 r. Nr 20, poz. 86, z 1987 r. Nr 21, poz. 123, z 1988 r. Nr 41, poz. 324, z 1989 r. Nr 4, poz. 21 i Nr 33, poz. 175, z 1990 r. Nr 14, poz. 88, Nr 34, poz. 198, Nr 53, poz. 306, Nr 55, poz. 318 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 7, poz. 24, Nr 22, poz. 92 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 12, poz. 53, z 1994 r. Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 24, poz. 110, Nr 43, poz. 189, Nr 73, poz. 350 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 270, Nr 54, poz. 348, Nr 75, poz. 471, Nr 102, poz. 643, Nr 117, poz. 752, Nr 121, poz. 769 i 770, Nr 133, poz. 882, Nr 139, poz. 934, Nr 140, poz. 940 i Nr 141, poz. 944, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 757, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 269 i 271, Nr 48, poz. 552 i 554, Nr 55, poz. 665, Nr 73, poz. 852, Nr 94, poz. 1037, Nr 114, poz. 1191 i 1193 i Nr 122, poz. 1314, 1319 i 1322, z 2001 r. Nr 4, poz. 27, Nr 49, poz. 508, Nr 63, poz. 635, Nr 98, poz. 1069, 1070 i 1071, Nr 123, poz. 1353, Nr 125, poz. 1368 i Nr 138, poz. 1546, z 2002 r. Nr 25, poz. 253, Nr 26, poz. 265, Nr 74, poz. 676, Nr 84, poz. 764, Nr 126, poz. 1069 i 1070, Nr 129, poz. 1102, Nr 153, poz. 1271, Nr 219, poz. 1849 i Nr 240, poz. 2059, z 2003 r. Nr 41, poz. 360, Nr 42, poz. 363, Nr 60, poz. 535, Nr 109, poz. 1035, Nr 119, poz. 1121, Nr 130, poz. 1188, Nr 139, poz. 1323, Nr 199, poz. 1939 i Nr 228, poz. 2255, z 2004 r. Nr 9, poz. 75, Nr 11, poz. 101, Nr 68, poz. 623, Nr 91, poz. 871, Nr 93, poz. 891, Nr 121, poz. 1264, Nr 162, poz. 1691, Nr 169, poz. 1783, Nr 172, poz. 1804, Nr 204, poz. 2091, Nr 210, poz. 2135, Nr 236, poz. 2356 i Nr 237, poz. 2384, z 2005 r. Nr 13, poz. 98, Nr 22, poz. 185, Nr 86, poz. 732, Nr 122, poz. 1024, Nr 143, poz. 1199, Nr 150, poz. 1239, Nr 167, poz. 1398, Nr 169, poz. 1413 i 1417, Nr 172, poz. 1438, Nr 178, poz. 1478, Nr 183, poz. 1538, Nr 264, poz. 2205 i Nr 267, poz. 2258, z 2006 r. Nr 12, poz. 66, Nr 66, poz. 466, Nr 104, poz. 708 i 711, Nr 186, poz. 1379, Nr 208, poz. 1537 i 1540, Nr 226, poz. 1656 i Nr 235, poz. 1699, z 2007 r. Nr 7, poz. 58, Nr 47, poz. 319, Nr 50, poz. 331, Nr 99, poz. 662, Nr 106, poz. 731, Nr 112, poz. 766 i 769, Nr 115, poz. 794, Nr 121, poz. 831, Nr 123, poz. 849, Nr 176, poz. 1243, Nr 181, poz. 1287, Nr 192, poz. 1378 i Nr 247, poz. 1845, z 2008 r. Nr 59, poz. 367, Nr 96, poz. 609 i 619, Nr 110, poz. 706, Nr 116, poz. 731, Nr 119, poz. 772, Nr 120, poz. 779, Nr 122, poz. 796, Nr 171, poz. 1056, Nr 220, poz. 1431, Nr 228, poz. 1507, Nr 231, poz. 1547 i Nr 234, poz. 1571, z 2009 r. Nr 26, poz. 156, Nr 67, poz. 571, Nr 69, poz. 592 i 593, Nr 131, poz. 1075, Nr 179, poz. 1395 i Nr 216, poz. 1676 oraz z 2010 r. Nr 3, poz. 13 i Nr 7, poz. 45.

⁹⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2005 r. Nr 183, poz. 1537 i 1538, z 2006 r. Nr 157, poz. 1119, z 2007 r. Nr 112, poz. 769, z 2008 r. Nr 171, poz. 1056 oraz z 2009 r. Nr 165, poz. 1316, Nr 168, poz. 1323 i Nr 201, poz. 1540.

1) w art. 5:

a) po ust. 3a dodaje się ust. 3b w brzmieniu:

„3b. Spółka prowadząca giełdę może powierzyć rozliczanie transakcji określonych w ust. 3 giełdowej izbie rozrachunkowej, utworzonej z jej udziałem.”,

b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Uprawnienie, o którym mowa w ust. 3, nie dotyczy spółki prowadzącej giełdę, na której przedmiotem obrotu są prawa majątkowe, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. e; spółka ta jest zobowiązana powierzyć rozliczenia transakcji giełdowych w tym zakresie giełdowej izbie rozrachunkowej.”;

2) w art. 14:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prowadzenie giełdowej izby rozrachunkowej wymaga zezwolenia, które wydaje minister właściwy do spraw instytucji finansowych na wniosek spółki zaopiniowany przez Komisję.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Do wniosku o udzielenie zezwolenia na prowadzenie giełdowej izby rozrachunkowej stosuje się odpowiednio art. 7 ust. 2 pkt 1-8 i ust. 4.

1b. Do wniosku należy dołączyć statut spółki prowadzącej giełdową izbę rozrachunkową, regulamin tej izby, oraz analizę ekonomiczno-finansową możliwości prowadzenia przez izbę rozliczeń finansowych transakcji giełdowych w okresie co najmniej trzech lat.”,

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Giełdową izbę rozrachunkową tworzy się wyłącznie w formie spółki akcyjnej. Giełdową izbę rozrachunkową tworzy się w celu dokonywania obsługi finansowej transakcji giełdowych oraz w celu realizacji zadań określonych w art. 15 ust. 5 i 6.”,

d) uchyla się ust. 2a,

e) ust. 3 i 4 otrzymują brzmienie:

„3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2 i 2b.

4. Akcjonariuszami giełdowej izby rozrachunkowej mogą być wyłącznie spółki prowadzące giełdę, akcjonariusze spółki prowadzącej giełdę, banki, Skarb Państwa oraz Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA, zwany dalej „Krajowym Depozytem”.”,

f) uchyla się ust. 6;

3) w art. 17 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Wniosek o wydanie zezwolenia na prowadzenie giełdy, na której przedmiotem obrotu są prawa, o których mowa w art. 2 pkt 2 lit. e, oprócz danych wymaganych dla wydania ze-

zwolenia na prowadzenie giełdy powinien wskazywać giełdową izbę rozrachunkową, która będzie dokonywać obsługi finansowej transakcji giełdowych w tym zakresie.”;

- 4) w art. 50b w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
„1) zawarcia z towarowym domem maklerskim lub domem maklerskim, będącymi członkiem giełdowej izby rozrachunkowej, umowy o rozliczanie transakcji albo”;
- 5) w art. 54 w ust. 1 po pkt 8 dodaje się pkt 9 w brzmieniu:
„9) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do kontroli wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz inne podmioty obowiązków określonych w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.¹⁰⁾) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 401 w ust. 7 pkt 4 otrzymuje brzmienie:
„4) wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 i ust. 8 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.¹¹⁾), oraz wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a i 28-30 tej ustawy;”;
- 2) w art. 401c ust. 7 otrzymuje brzmienie:
„7. Środki Narodowego Funduszu w wysokości nie mniejszej niż kwota przychodów, o których mowa w art. 401 ust. 7 pkt 6, po pomniejszeniu o koszty obsługi tych przychodów, przeznacza się na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych lub innych paliw odnawialnych, a także promocję ich wykorzystania.”.

Art. 4. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11) w art. 33 ust. 11 otrzymuje brzmienie:

¹⁰⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2008 r. Nr 111, poz. 708, Nr 138, poz. 865, Nr 154, poz. 958, Nr 171, poz. 1056, Nr 199, poz. 1227, Nr 223, poz. 1464 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 19, poz. 100, Nr 20, poz. 106, Nr 79, poz. 666, Nr 130, poz. 1070 i Nr 215, poz. 1664.

¹¹⁾ 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, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

„11. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.”.

Art. 5. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 98, poz. 819, Nr 168, poz. 1323 i Nr 215, poz. 1667) w art. 2 pkt 19 otrzymuje brzmienie:

„19) nabywca końcowy – podmiot nabywający energię elektryczną, nieposiadający koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót tą energią w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.¹²⁾), z wyłączeniem:

- a) spółki prowadzącej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019, z późn. zm.¹³⁾) nabywającej energię elektryczną z tytułu pełnienia funkcji opisanej w art. 5 ust. 3a ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych,
- b) towarowych domów maklerskich i domów maklerskich w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych nabywających energię elektryczną z tytułu pełnienia funkcji opisanej w art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub nabywających energię elektryczną na rachunek dającego zlecenie na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. Nr 183, poz. 1538, z późn. zm.¹⁴⁾),
- c) giełdowej izby rozrachunkowej lub Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych SA nabywających energię elektryczną z tytułu pełnienia funkcji opisanej w art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych,

¹²⁾ 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, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

¹³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2005 r. Nr 183, poz. 1537 i 1538, z 2006 r. Nr 157, poz. 1119, z 2007 r. Nr 112, poz. 769, z 2008 r. Nr 171, poz. 1056, z 2009 r. Nr 165, poz. 1316, Nr 168, poz. 1323 i Nr 201, poz. 1540 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

¹⁴⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708 i Nr 157, poz. 1119, z 2008 r. Nr 171, poz. 1056 oraz z 2009 r. Nr 13, poz. 69, Nr 42, poz. 341, Nr 77, poz. 649, Nr 78, poz. 659, Nr 165, poz. 1316, Nr 166, poz. 1317, Nr 168, poz. 1323, Nr 201, poz. 1540 i Nr 223, poz. 1776.

d) spółki prowadzącej jednocześnie izbę rozliczeniową i izbę rozrachunkową w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi nabywającej energię elektryczną z tytułu pełnienia funkcji, o której mowa w art. 68a ust. 14 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi lub w celu rozliczenia i rozrachunku transakcji zawieranych na rynku regulowanym;”.

Art. 6. Przepisów art. 4j ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się do umów zawartych na czas określony przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 7. 1. Jeżeli podmiot, o którym mowa w art. 7 ust. 8a ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia, otrzymał warunki przyłączenia, których ważność upływa nie wcześniej niż z upływem 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, ale nie zawarł umowy o przyłączenie do sieci, wnosi zaliczkę w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Jeżeli podmiot, o którym mowa w art. 7 ust. 8a ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia i nie zostały mu wydane warunki przyłączenia do sieci, wnosi zaliczkę oraz dostarcza, w terminie 180 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, właściwemu przedsiębiorstwu energetycznemu dokument, o którym mowa w art. 7 ust. 8d ustawy zmienianej w art. 1 wskazujący na możliwość lokalizacji inwestycji, której dotyczy wniosek o określenie warunków przyłączenia.

3. W przypadku:

- 1) niewniesienia zaliczki w terminie określonym w ust. 1 – warunki przyłączenia tracą ważność;
- 2) niewniesienia zaliczki lub niedostarczenia dokumentu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d ustawy zmienianej w art. 1, w terminie, o którym mowa w ust. 2 – wniosek o przyłączenie pozostawia się bez rozpatrzenia.

4. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy zmienianej w art. 1, uzgodnione na podstawie odrębnych przepisów z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zachowują ważność przez okres ustalony z tym operatorem, jednak nie dłużej niż przez 5 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

5. Ekspertyza, o której mowa w ust. 4, której wykonanie zostało zlecone na podstawie umowy zawartej z wykonawcą przez podmiot ubiegający się

o przyłączenie do sieci, staje się ekspertyzą, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy zmienianej w art. 1, po jej uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego.

Art. 8. Przepisy art. 9a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w zakresie dotyczącym świadectw pochodzenia biogazu rolniczego stosuje się od dnia 1 stycznia 2011 r.

Art. 9. Ogłoszenie wysokości jednostkowej opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nastąpi do dnia 31 marca 2010 r. z uwzględnieniem waloryzacji dokonanej do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 10. Do dnia wyłonienia sprzedawcy z urzędu, podmiotem obowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, jest podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu.

Art. 11. 1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 8-8d ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się do dnia 31 marca 2013 r.

2. Do świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy zmienianej w art. 1, obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 8-8d ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się do dnia 31 marca 2019 r.

Art. 12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, ogłosi w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkową opłatę zastępczą Ozm, o której mowa w art. 9a ust. 8a ustawy zmienianej w art. 1, obowiązującą w 2010 r.

Art. 13. Pierwsze podanie do publicznej wiadomości informacji, o których mowa w art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f ustawy zmienianej w art. 1, nastąpi w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 14. 1. W terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, operator systemu przesyłowego lub systemu połączonego przedłoży Prezowski Urzędowi Regulacji Energetyki instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, dostosowaną do wymagań przepisów zmienionych niniejszą ustawą.

2. W terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy:

- 1) operatorzy systemu elektroenergetycznego przedłożą Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekty planów rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 2a,
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przedłożą Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki pierwszą informację, o której mowa w art. 16 ust. 12 – ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 15. 1. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, właściciel, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą:

- 1) wystąpi z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie go odpowiednio operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego lub elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego albo
- 2) powierzy innemu przedsiębiorstwu energetycznemu, w drodze umowy, pełnienie odpowiednio obowiązków operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego i wystąpi z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie tego przedsiębiorstwa operatorem dla jego sieci lub instalacji.

2. Przepisy ust. 1 stosuje się do właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla których w dniu wejścia w życie tej ustawy nie wyznaczono operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego albo dla których właściciel ten nie wystąpił przed tym dniem z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie operatora.

Art. 16. Wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy decyzje w sprawie wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego zachowują ważność przez okres, na który zostały wydane.

Art. 17. Uchwalenie przez gminę pierwszych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 19 ustawy zmienianej w art. 1, lub ich aktualizacja powinna nastąpić w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 18. Pierwsze opublikowanie raportu, o którym mowa w art. 23 ust. 2d ustawy zmienianej w art. 1, nastąpi w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 19. Przepisy art. 49a ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się do energii elektrycznej niesprzedanej do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 20. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.

Art. 21. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, art. 9a ust. 9 i 10 oraz art. 46 ust. 3-6 ustawy, o której mowa w art. 1, zachowują moc do czasu wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, art. 9a ust. 9 i 10 oraz art. 46 ust. 3-6 ustawy, o której mowa w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 22. Ustawa wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1:

- 1) pkt 8 i 37, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 2) pkt 18, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2011 r.

Finansowanie inwestycji w energetyce – test prywatnego inwestora a pomoc publiczna

dr Robert Zajdler

Niekorzystna struktura wiekowa infrastruktury energetycznej, pogarszający się stan techniczny oraz trudności w realizowaniu przez spółki energetyczne koniecznych zadań inwestycyjnych rodzą konieczność zapewnienia szybkiej realizacji nowych inwestycji infrastrukturalnych. Niewystarczająca intensywność tych inwestycji może stwarzać ryzyko niezdolności spółek energetycznych do zapewnienia ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej¹⁾. Dodatkowo, wymogi w zakresie ochrony środowiska wynikające z prawa Unii Europejskiej oraz struktura wytwarzania energii elektrycznej powodują dodatkowe koszty tych inwestycji. W szeregu dyskusjach pojawia się temat zapewnienia wsparcia finansowego państwa²⁾ przy realizacji tych inwestycji. Podnosząc ten argument, często uzasadnia się go interesem społecznym, czy też uzasadnionym interesem publicznym. Na tym tle rodzi się pytanie, jak państwo może wspierać tego rodzaju inwestycje, aby były one zgodne z obecnie obowiązującymi regulacjami prawa Unii Europejskiej w zakresie polityki konkurencji.

Bodźcem do analizy tego tematu jest niedawny wyrok Sądu Unii Europejskiej w Luksemburgu³⁾, w sprawie *Électricité de France (EdF) przeciwko Komisji Europejskiej* (T-156/04). Wyrok w tej sprawie, wydany 15 grudnia 2009 r., po długim okresie rozstrzygania tej sprawy, potwierdza tezę, iż nie każda interwencja państwa w procesy gospodarcze może być uznana za pomoc publiczną. Nie każda zatem taka interwencja podlega badaniu przez Komisję Europejską i wymaga uzyskania jej zgody. Abstrahując od teoretycznych reguł udzielania i kontroli udzielanej pomocy publicznej oraz istoty zapewnienia właściwej kontroli tego procesu, jak pokazują wyroki Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (dalej

również „TS UE”) oraz pragmatyka działania Komisji Europejskiej, możliwości państwa są znaczne a możliwości kontrolne i represyjne Komisji Europejskiej zaczynają być niewystarczające.

Z uwagi na potrzeby inwestycyjne sektora energetycznego w Polsce oraz konieczność wsparcia procesów inwestycyjnych przez państwo, konieczne jest pokazanie jasnych przesłanek, w oparciu o które państwo będzie mogło wspierać przedsiębiorstwa sektora energii elektrycznej i gazu w podejmowanych przez nie działaniach inwestycyjnych. Jed-

Nie każda „
interwencja
państwa w procesy
gospodarcze może
być uznana za
pomoc publiczną

noznaczne wyznaczenie tej granicy wynika również z ryzyka odpowiedzialności państwa za udzielanie niezgodnej z prawem Unii Europejskiej pomocy publicznej. Celem tego artykułu jest pokazanie przesłanek uznania danego środka za pomoc publiczną i na tym tle poka-

zanie możliwych działań państwa, które nie będą musiały być uznane za pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (dawny art. 87 TWE)⁴⁾.

Rola państwa w gospodarce

Rola państwa w gospodarce od dawna budziła wiele kontrowersji. W szczególności w sektorach, w których udział własności publicznej jest znaczący. Dotyczy to w szczególności sektora energetycznego, w którym udział własności publicznej jest dominujący. Uwarunkowania historyczne w Polsce powodowały, że państwo było właścicielem większości przedsiębiorstw w tych sektorach. Podobna sytuacja występowała w innych państwach członkowskich

¹⁾ Por. Najwyższa Izba Kontroli: *Informacje o wynikach kontroli restrukturyzacji elektroenergetyki oraz bezpieczeństwa sieci energetycznych*, Warszawa, sierpień 2009 r., s. 4-5.

²⁾ Dla uproszczenia argumentacji prawniczej, nie będzie różniczenia w tej publikacji pomiędzy państwem a Skarbem Państwa. Poprzez „państwo” rozumiana będzie powyższa instytucja w obu tych znaczeniach.

³⁾ Przed dniem wejścia w życie Traktatu z Lizbony, czyli 1 grudnia 2009 r. – Sąd Pierwszej Instancji.

⁴⁾ Numeracja artykułów zmieniona przez Traktat z Lizbony, który wszedł w życie 1 grudnia 2009 r. Zmienił on również nazwę Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską na Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TfUE).

Unii Europejskiej. Począwszy od wejścia w życie Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską, polityka energetyczna była domeną państw członkowskich ówczesnej Wspólnoty (dziś Unii Europejskiej). Pozostałe dwa traktaty: Traktat o Europejskiej Wspólnocie Węgla i Stali oraz Europejskiej Wspólnocie Energii Atomowej oprócz zapewnienia większej koordynacji między państwami, nie przekazywały żadnych szczególnych kompetencji w tym zakresie instytucjom Wspólnoty. Pomimo pojawiających się problemów z dostawami niektórych surowców (kryzysy naftowe lat siedemdziesiątych), państwa członkowskie nie godziły się na przekazanie szerszych kompetencji w zakresie regulacji tych sektorów ze szczebla krajowego na szczebel Wspólnoty. Jedynie zasada subsydiarności oraz w szczególności art. 122 TfUE (dawny art. 100 TE), pozwalały na ograniczone działania regulacyjne przez Wspólnotę.

Powyższy podział kompetencji między państwa członkowskie a instytucje wspólnotowe rodził wątpliwości, co do możliwych form ingerencji państwa w ten sektor. Wątpliwości dotyczyły w szczególności tego, czy państwo może wspierać finansowo przedsiębiorstwa, których jest właścicielem oraz jakie są granice tej interwencji?

Pojawiło się na tym tle szereg rozstrzygnięć Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. Rozstrzygnięcia dotyczyły określenia zasad możliwej interwencji państwa w działalność przedsiębiorstw. W szczególności ostatni wyrok w sprawie *Électricité de France (EdF)* przeciwko Komisji Europejskiej potwierdził zasady takiej interwencji. Generalnie, państwo nie działa w gospodarce tylko i wyłącznie w sferze swoich uprawnień władczych (tzw. *imperium*), ale również jako właściciel określonego majątku oraz inwestor (tzw. sfera *dominium*). Działania państwa w sferze *imperium* nie mają charakteru czysto gospodarczego. Służą one wypełnianiu konstytucyjnych obowiązków państwa, do realizacji których zostało ono wyposażone w instrumenty prawne o charakterze władczym (np.: przymus administracyjny, system kar). Działania państwa mogą mieć również cel typowo rynkowy, czyli państwo zachowuje się jak normalny inwestor, który ponosi pewne koszty działania przedsiębiorstwa licząc na określone zyski w przyszłości. Uważa się, że takie zachowanie państwa niczym nie różni się od zachowania typowego inwestora prywatnego. Trybunał Sprawiedliwości rozróżnia wyraźnie te dwie sfery aktywności państwa.

Jednakże, państwo tym różni się od inwestora prywatnego, że ma dostęp do możliwości finansowania swoich działań z pieniędzy obywateli. Przedsiębiorca prywatny ograniczony jest do własnych funduszy lub funduszy pozyskanych na rynku. Sam fakt, że państwo korzysta z funduszy publicznych nie oznacza jednak, w ocenie TS UE, że działania finansowane tą drogą pozostają w sferze *imperium*, a tym samym mogą stanowić pomoc publiczną w ro-

zumieniu art. 107 TfUE. Przy ocenie takiej interwencji państwa w procesy gospodarcze konieczne jest przeanalizowanie, jak w podobnej sytuacji zachowałby się prywatny inwestor. Podstawowym pytaniem, jakie należy zadać w takiej sytuacji to, **czy będąc w dokładnie takim samym położeniu jak państwo, inwestor prywatny dokonałby podobnego wsparcia finansowego, opierając się na podobnych przesłankach rentowności i uwarunkowaniach społecznych, sektorowych, politycznych, co państwo.**

Poniżej przedstawione rozróżnienie na instrumenty, które mogą stanowić pomoc państwa w rozumieniu art. 107 TfUE oraz te, które mieszczą się w działaniach typowo inwestycyjnych dokonywanych przez państwo pozwoli na odpowiednie ukształtowanie ewentualnych przyszłych stosunków prawnych między państwem jako inwestorem a wspieranym przedsiębiorstwem.

Istota pomocy publicznej

Uznanie danego środka za pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 TfUE (dawny art. 87 TWE) wymaga wzięcia pod uwagę wszystkich elementów konstrukcyjnych pomocy publicznej. Przepis ten zawiera przesłanki uznania wsparcia udzielanego przez państwo za pomoc publiczną w rozumieniu Traktatu. Zawiera on również enumeratywnie wymienione cele przeznaczenia wsparcia udzielonego przez państwo, które uważa się za zgodne ze wspólnym rynkiem. Zawierają one także regulacje służące kontroli udzielanej przez państwa członkowskie pomocy publicznej⁵⁾. Brak jest jednak legalnej definicji pomocy publicznej w prawie Unii Europejskiej. Przepis art. 107 TfUE stanowi jedynie, iż z zastrzeżeniem wyjątków przewidzianych w Traktacie, nie do pogodzenia ze wspólnym rynkiem jest w zakresie, w jakim narusza to wymianę między członkami Wspólnoty, wszelka pomoc udzielana przez państwo lub ze źródeł państwowych, która przez uprzywilejowanie niektórych przedsiębiorstw lub niektórych gałęzi produkcji wypacza

⁵⁾ Zob. szerzej w kwestiach kontroli udzielanej pomocy oraz zasad jej windykacji: S. Dudzik, *Współpraca państw członkowskich i instytucji wspólnotowych w sprawach pomocy państwa dla przedsiębiorstw*, PUG 1/2004, s. 2; S. Dudzik, *Ochrona zaufania a obowiązek rewindykacji nielegalnej pomocy państwa dla przedsiębiorstw na podstawie prawa wspólnotowego* [w:] S. Biernat, *Studia z prawa Unii Europejskiej w piątą rocznicę utworzenia Katedry Prawa Europejskiego Uniwersytetu Jagiellońskiego*, Kraków, 2000, s. 467-488; A. Sinnaeve, *State Aid Control: Objectives and Procedures* [w:] S. Bilal, P. Nicolaidis (red.), *Understanding State Aid Policy in the European Community, Perspectives on Rules and Practice*, Maastricht, 2000, s. 13-29; A. Werner, *Przepisy Komisji Europejskiej dotyczące pomocy publicznej i ich transpozycji do regulacji polskich*, PUG 2/2002, s. 12-14; R. Zajdler, *Kontrola pomocy publicznej udzielanej przez państwa członkowskie Unii Europejskiej*, PPG nr 2 (86) 2002, s. 2-7.

konkurencję lub grozi jej wypaczeniem, wpływając na handel między państwami członkowskimi. Stanowi to generalną regułę, w myśl której pomoc publiczna co do zasady zakłóca funkcjonowanie rynku konkurencyjnego. Traktat nie przewiduje jednak generalnego zakazu jej udzielania. Zabrania udzielania tylko takiej pomocy, która wypełnia przesłanki art. 107 TfUE. Ocena, czy dany rodzaj wsparcia wypełnia te przesłanki czy też nie, należy do kompetencji Komisji Europejskiej, która może zakwestionować planowane przez państwo wsparcie. Działania podejmowane dotychczas przez szereg państw członkowskich Unii Europejskiej, udzielających wsparcia finansowego swoim przedsiębiorstwom polegały na wykazaniu, że udzielone przez nie wsparcie nie mieści się w powyższej definicji pomocy publicznej. Tym samym nie powinno ono podlegać kontroli Komisji Europejskiej, a tym bardziej być uznane za niezgodne z prawem Unii Europejskiej. Wiele z takich argumentacji okazało się skutecznych.

Pojęcie pomocy publicznej obejmuje szeroki zakres interwencji państwa. Rozumie się przez nie każdą korzyść otrzymywaną przez przedsiębiorstwo ze źródeł publicznych, która ma charakter zarówno alokacji zasobów publicznych, jak również uwolnienia od kosztów, które musiałoby ono ponieść w normalnych warunkach rynkowych. Pomoc publiczna może przybierać zarówno formę dotacji, pożyczki, gwarancji publicznej, jak i zwolnień lub ulg podatkowych, a także innych instrumentów, które w praktyce spowodują powstanie korzyści w majątku danego przedsiębiorstwa. TS UE uznał, że celem tej regulacji nie jest rozróżnianie między sposobami interwencji państwa. Nie jest ważny cel pomocy publicznej, ani jej motyw, ale jej skutek⁶⁾.

Regulacje dotyczące pomocy publicznej nie przewidują zróżnicowanego podejścia w zależności od tego, czy mamy do czynienia z przedsiębiorstwem publicznym, czy też prywatnym⁷⁾. Przepis art. 345 TfUE (dawny art. 295 TWE) konstytuuje zasadę neutralności prawa Unii Europejskiej w zakresie ustroju własnościowego państw członkowskich. Czyni on równoprawnymi przedsiębiorstwa publiczne i prywatne⁸⁾. Potwierdza to również orzecznictwo TS UE, który przyjmuje generalną zasadę, iż przedsiębiorstwem jest każda jednostka wykonująca działalność gospodarczą, niezależnie od formy prawnej i sposobu finansowania⁹⁾. Nie ma znaczenia wysokość zaangażowania kapitału-

wego państwa w konkretne przedsiębiorstwo. Podobnie analizowana będzie pomoc dla wszystkich przedsiębiorstw z sektora energetycznego, w których istnieje zaangażowanie właścicielskie państwa.

Istnieją cztery przesłanki uznania danego środka za pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 TfUE. Jedynie takie wsparcie, które spełnia kumulatywnie poniższe przesłanki może być traktowane jako pomoc państwa. TS UE podkreślał wielokrotnie, iż celem tej regulacji jest zapewnienie rzeczywistej konkurencji na rynku poprzez ograniczanie różnych form wsparcia ze strony państwa, wypełniającego przesłanki tego przepisu¹⁰⁾. Zauważał również, że pomoc publiczną ocenia się z punktu widzenia jej

Pojęcie pomocy publicznej obejmuje szeroki zakres interwencji państwa

wpływu na konkurencję, a zatem jej skutku, a nie w aspekcie różnych kategorii interwencji państwa przez odniesienie do jej przyczyn lub celów¹¹⁾. Podejście takie można scharakteryzować jako podejście funkcjonalne w ramach formalnych ograniczeń wynikających wprost z regulacji prawa pierwotnego. Jak pokazują jednak poniższe przykłady, takie podejście nie jest wystarczające dla zapewnienia przejrzystej kontroli udzielania pomocy publicznej przez państwa członkowskie.

Aby zatem dany środek mógł być uznany za pomoc państwa musi spełnić kumulatywnie cztery przesłanki. Po pierwsze, środek musi mieć charakter pomocy świadczonej przez państwo lub pochodzić ze źródeł państwowych. Po drugie, musi on powodować zniekształcenie warunków konkurencji lub co najmniej powodować zagrożenie takiego zniekształcenia. Po trzecie, musi mieć charakter selektywny, co oznacza faworyzowanie jedynie niektórych przedsięwzięć lub produkcji niektórych towarów. Po czwarte, musi mieć szkodliwy wpływ na handel między państwami członkowskimi.

Świadczenie pomocy przez państwo

Odnosząc się do pierwszego warunku, a mianowicie konieczności, aby środek miał charakter pomocy świadczonej przez państwo członkowskie lub pochodził ze źródeł państwowych, należy zaznaczyć, iż w przeszłości nie było do końca jasne czy przesłankę tę należy rozumieć łącznie, czy też rozdzielnie. Nie było jednoznacznie określone, czy muszą być zaangażowane źródła publiczne, czy też wystarczy wykorzystanie

⁶⁾ Sprawa C-173/73, [1974] ECR 709; sprawa C-251/97, [1999] ECR I-6639.

⁷⁾ Por. A. Walaszek-Pyziół, *Status prawny przedsiębiorcy w świetle projektu ustawy – Prawo działalności gospodarczej*, PUG 5/1999, s. 2.

⁸⁾ K. Strzyczkowski, *Pojęcie przedsiębiorcy publicznego*, PUG 12/2002, s. 6-12.

⁹⁾ K. Strzyczkowski, *Prywatyzacja (organizacyjna) przedsiębiorstw publicznych*, PUG 13/2003, s. 2-10.

¹⁰⁾ Sprawa C-387/92, [1994] ECR I-877; sprawa C-173/73, [1974] ECR 709.

¹¹⁾ Sprawa T-106/95, [1997] ECR II-0229.

imperium państwa, aby można było mówić o spełnieniu tej przesłanki. Orzecznictwo TS UE precyzuje tę kwestię¹²⁾. Konieczne jest w każdej sytuacji wykorzystanie źródeł publicznych. Przesłanka powyższa nie jest spełniona w sytuacji wykorzystania na przykład, tylko i wyłącznie, uprawnień legislacyjnych państwa, nakładających określony sposób rozliczeń między przedsiębiorstwami, który skutkuje uprzywilejowaniem niektórych z nich¹³⁾. Jednakże w sytuacji zwolnień i ulg podatkowych, pomimo, że nie ma transferu środków publicznych, ale ma miejsce niejako „transfer negatywny”, czyli brak lub mniejsze płatności ze strony przedsiębiorstw na rzecz państwa. W tym przypadku, brak bezpośredniego transferu funduszy publicznych nie przeciwdziała możliwości uznania danego środka za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 TUE¹⁴⁾. Traktowane jest to jako umniejszanie dochodów publicznych, a więc również jako korzystanie ze środków publicznych. Powstaje jednak pytanie, co w sytuacji, gdy organy państwa, np. ministrowie, czy inni wysocy urzędnicy, poprzez swoje wypowiedzi medialne dają poczucie, że określone przedsiębiorstwo, bez względu na to w jak trudnych będzie kłopotach finansowych, zawsze może liczyć na wsparcie ze strony państwa. Są to jedynie wypowiedzi, za którymi nie idzie żaden transfer finansowy (przynajmniej na chwilę obecną). Taka wypowiedź ma jednak znaczenie dla rynkowej aktywności tego przedsiębiorstwa oraz przyjętej przez nie strategii inwestycyjnej. Po pierwsze, stawia od razu w gorszej sytuacji jego konkurentów. Zarówno bowiem dla instytucji finansowych udzielających pożyczek, czy też kredytów takiemu przedsiębiorstwu, jest to jasny sygnał, że ryzyko tej inwestycji może być mniejsze. Również ryzyko kontrahentów może być mniejsze, gdyż zawsze można liczyć na przychyłność ze strony państwa. Takie podejście daje również większe pole manewru dla zarządu takiego przedsiębiorstwa. Może on bowiem przyjąć bardziej agresywną strategię wejścia, czy też zwiększania swojego udziału w rynku, licząc na to, że ewentualne ryzyko porażki tej strategii może być ograniczone przez państwo. Te czysto teoretyczne rozważania, aczkolwiek oparte na sprawach, które były rozstrzygane przez TS UE pokazują, że nie każde „świadczanie pomocy przez państwo” korzystne dla określonych przedsiębiorstw będzie pomocą publiczną.

Przez pomoc publiczną rozumie się wsparcie udzielane przez szeroko pojmowaną administrację publiczną, zarówno szczebla centralnego, regionalnego, jak i lokalnego¹⁵⁾. Szeroko definiuje się również jednostki pośredniczące w udzielaniu pomocy (jednostki publiczne i pry-

watne). Mogą to być zarówno instytucje kredytowe, stowarzyszenia handlowe lub też przedsiębiorstwa. Ważny jest tutaj skutek – pomoc musi być docelowo finansowana przez państwo¹⁶⁾. W jednej ze spraw, TS UE uznał, iż fundusze wydatkowane przez prywatne przedsiębiorstwo, w którym większość udziałów ma jeden z regionów Włoch mogą być uznane za pomoc publiczną¹⁷⁾. Wystarczającym dla uznania istnienia pomocy publicznej był fakt, iż przedsiębiorstwo Friulia pozostawało pod kontrolą publiczną. Często problemem dowodowym dla Komisji Europejskiej może być jednak ustalenie, czy taka kontrola faktycznie miała miejsce oraz w jakich formach się ona przejawiała.

Wpływ na konkurencję

Kolejną przesłanką, która musi być spełniona jest wpływ danego środka na konkurencję. Nie jest konieczne, aby był on wyraźnie widoczny. Wystarczy jedynie zagrożenie zniekształcenia konkurencji. Kwestia ta była szczególnie widoczna w sprawie *Philip Morris*¹⁸⁾, gdzie Komisja Europejska uniemożliwiła udzielenie pomocy publicznej na zwiększenie mocy produkcyjnych w Holandii, które doprowadziłyby do tego, że przedsiębior-

Wpływ na „
konkurencję
jest widoczny
zwłaszcza
w sektorach
charakteryzujących
się intensywną
walką o rynek
zbytu

stwo Philip Morris miałoby 50% udział w rynku w Holandii oraz zwiększony udział w dostawie papierosów do innych państw członkowskich Unii Europejskiej. TS UE podtrzymał tutaj stanowisko Komisji uznając, że wzmocnienie pozycji finansowej przedsiębiorstwa w państwie członkowskim ma wpływ na sytuację całego sektora (w tym

wypadku sektora tytoniowego). Zwiększenie produkcji krajowej, wywołane udzieloną pomocą, wpływa zarówno na wymianę handlową w ramach Unii Europejskiej oraz na pozycję konkurentów na rynku krajowym. Ma zatem zarówno wpływ na konkurencję, jak i na wymianę handlową w ramach Unii. W innych orzeczeniach TS UE dodał, że wpływ na konkurencję jest widoczny zwłaszcza w sektorach charakteryzujących się intensywną walką o rynek zbytu. Wtedy ryzyko naruszenia konkurencji jest szczególnie wyso-

¹²⁾ Sprawa C-72 i 73/91, [1993] ECR I-887.

¹³⁾ Sprawa C-379/89, [2001] ECR I-02099.

¹⁴⁾ Sprawa C-387/92, [1994] ECR I-877; Sprawa C-156/98, [2000] ECR I-6857; Sprawa C-200/97, [1998] ECR I-7907; Sprawa C-72 i 73/91, [1993] ECR I-887.

¹⁵⁾ Sprawa C-323/82, [1984] ECR 3809; Sprawa C-5/89, [1990] ECR I-3437.

¹⁶⁾ Por. M.A. Dausies (red.), R. Skubisz (red. pol.), *Prawo gospodarcze Unii Europejskiej*, Warszawa, 1999, s. 947-948.

¹⁷⁾ Sprawa C-328/99 i C-399/00 Włochy i SIM2 Multimedia SaA przeciwko Komisji [2003], par. 33; również sprawa C-482/99 Francja przeciwko Komisji [2002], par. 37.

¹⁸⁾ Sprawa C-730/79, [1980] ECR I-2671.

kie¹⁹⁾. W praktyce pewne działania państwa nie mieszczą się w tej przesłance, choć mogą mieć wpływ na konkurencję. Sama chociażby możliwość restrukturyzacji zadłużenia ma pewien wymiar rynkowy. W sytuacji, gdy państwo działa jako kredytodawca (wierzyciel), ma ono duże możliwości zmiany warunków w sposób korzystny dla przedsiębiorstwa. Taka możliwość ma również wymiar rynkowy.

Spełnianie tej przesłanki w stosunku do sektora energii elektrycznej i gazu w Polsce wymaga każdorazowo dokonania szczegółowej analizy. Z uwagi na ograniczone możliwości wymiany energii elektrycznej i gazu z państwami ościennymi, rynek krajowy jest stosunkowo zamkniętym rynkiem. Dodatkowo, o ile na rynku energii elektrycznej możliwe jest powolne kształtowanie się mechanizmów rynkowych, czego wyznacznikiem jest chociażby walka o klienta, to w przypadku rynku gazu, taka analiza jest utrudniona. Konieczne jest dokonywanie bardziej szczegółowej analizy w oparciu o możliwe zniekształcenie konkurencji w przyszłości na poszczególnych podsektorach rynku gazu (np. sprzedaży detalicznej), niż faktyczne zniekształcenie konkurencji obecnie, gdyż w praktyce mechanizmy rynku konkurencyjnego na tym rynku nie funkcjonują.

Faworyzowanie niektórych przedsiębiorstw

Zgodnie z brzmieniem art. 107 TfUE, pomoc musi faworyzować jedynie niektóre przedsiębiorstwa lub też produkcję niektórych towarów²⁰⁾. Konieczne jest wystąpienie selektywności w udzielaniu przez państwo pomocy. Jeżeli pomoc jest udzielana wszystkim przedsiębiorstwom z danego sektora, czy też na produkcję każdej jednostki danego towaru, nie mamy do czynienia z selektywnością, a w związku z tym, nie można mówić o wystąpieniu pomocy publicznej w rozumieniu art. 107 TfUE²¹⁾.

Dla określenia selektywności, ważne jest właściwe wydzielenie sektora rynku, na którym badane będzie występowanie tej przesłanki. Kwestia ta jest istotą rozważań Komisji Europejskiej w trakcie procedury udzielania zgody na udzielenie przez państwo członkowskie pomocy publicznej. Rozróżnia się pomoc publiczną od tzw. ogólnych zasad pomocy, które mają zastosowanie do wszystkich przedsiębiorstw, ze wszystkich sektorów gospodarki, działających w danym państwie. Powstaje jednak pytanie, co w sytuacji, gdy na danym rynku jest w praktyce monopol naturalny, a jedynym przedsiębiorstwem na nim działającym jest

przedsiębiorstwo będące własnością państwa. Podobnie, w sytuacji, gdy teoretycznie jest możliwa konkurencja, ale w praktyce struktura rynku ją bardzo wyraźnie uniemożliwia lub utrudnia. Czy w takiej sytuacji możemy mówić o spełnieniu tej przesłanki? Wydaje się, że nawet wtedy możliwe jest wykazanie tej przesłanki pośrednio, poprzez odniesienie m.in. do wpływu na konkurencję na rynku oraz wymianę handlową między państwami członkowskimi.

Wpływ na wymianę handlową

Aby pomoc publiczna mogła być rozpatrywana w oparciu o art. 107 TfUE, musi mieć wpływ na handel wewnątrz Unii Europejskiej. Pomoc niemająca charakteru transgranicznego, nie jest uznawana za pomoc publiczną²²⁾. Podobnie w omawianym powyżej orzeczeniu *Philip Morris*²³⁾. W praktyce orzeczniczej TS UE była rozważana również kwestia, czy relatywnie mały rozmiar przedsiębiorstwa, które otrzymało pomoc publiczną oraz relatywnie mała wielkość pomocy ma znaczenie. Trybunał uznał, iż te przesłanki nie są istotne przy ocenie wpływu na handel wewnątrz Unii Europejskiej²⁴⁾. Może się zdarzyć, iż relatywnie małe przedsiębiorstwo może w znaczący sposób wpłynąć na sytuację danego sektora w obrębie Unii Europejskiej²⁵⁾. Również pomoc publiczna wspierająca eksport towarów do innego państwa, niebędącego członkiem Unii Europejskiej, ma potencjalnie wpływ na handel wewnątrz Unii²⁶⁾.

Spełnienie przez wsparcie udzielone przez państwo powyższych przesłanek powoduje, iż mamy do czynienia z pomocą publiczną. W interesie państwa może być jednak udzielanie takiego wsparcia przedsiębiorstwom, których jest właścicielem, ażeby wsparcie takie nie było uznane za pomoc publiczną. Orzecznictwo TS UE, jak również decyzje wydawane przez Komisję Europejską pokazują granice możliwości interwencji państwa w działalność rynkową.

Test prywatnego inwestora

Test prywatnego inwestora ma długą historię. Komisja Europejska stworzyła go, aby mieć możliwość oceny czy finansowe wsparcie przez państwo przedsiębiorstw publicznych i prywatnych jest zgodne z regułami konkurencji. Interwencje tego rodzaju mogą przybierać bowiem różne formy (dekapitalizowanie, udzielanie pożyczek, umarzanie należności, odraczanie płatności, pokrywanie pewnych kosztów). Celem działania państwa powinno być osiągnięcie korzyści ekonomicznych. W praktyce jednak,

¹⁹⁾ Sprawa C-288/96, [2000] ECR I-8237.

²⁰⁾ Zob. szerzej: M.A. Dausen (red.), R. Skubisz (red. pol.), *Prawo gospodarcze... op. cit.*, s. 948-949.

²¹⁾ Opinia Rzecznika Generalnego Darmona z 17 marca 1992 r., w sprawie *Firma Sloman Neptun Schiffahrts AG v. Seebetriebsrat Bodo Ziesemer der Sloman Neptun Schiffahrts AG*, [1993] ECR I-887, par. 58-78.

²²⁾ Sprawa C-52/76, [1977] ECR 163.

²³⁾ Sprawa C-730/79, [1980] ECR I-2671.

²⁴⁾ Sprawa C-142/87, [1990] ECR I-959.

²⁵⁾ Sprawa C-259/85, [1987] ECR I-4393.

²⁶⁾ Sprawa C-142/87, [1990] ECR I-959.

oprócz celów typowo gospodarczych państwa realizują również cele pozaekonomiczne.

Z uwagi na art. 345 TfUE (dawny art. 295 TWE), prawo Unii Europejskiej nie może zabronić działalności inwestycyjnej państwa. Państwo może być właścicielem czy też współwłaścicielem przedsiębiorstw. Tym samym może rozwijać działalność przedsiębiorstwa, w które zainwestowało. Własność publiczna oraz rozwój tej własności w oparciu o mechanizmy rynku konkurencyjnego nie może być dyskryminowany w stosunku do własności typowo prywatnej. Podejmowane przez państwo działania nie mogą jednak naruszać reguł konkurencji na rynku. Oznacza to, że państwo działając jako inwestor musi zachowywać się w podobny sposób do innych działających na tym rynku inwestorów prywatnych. W celu stworzenia mechanizmów kontroli na poziomie Unii Europejskiej takiego udziału państwa w procesach gospodarczych stworzono właśnie tzw. „test prywatnego inwestora”. Wadą tego testu jest jednak jego założenie, polegające na postawieniu znaku równości między inwestorem publicznym (państwem) a inwestorem prywatnym. Państwo, z uwagi na dostęp do kapitału, będzie w innej sytuacji niż prywatny inwestor. Inna będzie też wiarygodność kredytowa państwa niż prywatnego inwestora. Pozwolić ono może sobie na dokonywanie inwestycji w innych warunkach rynkowych niż prywatny inwestor. W przypadku pewnych inwestycji szczególnie trudne jest znalezienie porównywalnych warunków dokonywania inwestycji przez inwestora prywatnego. Choć z teoretycznego punktu widzenia takie założenie jest słuszne, w praktyce inna jest również motywacja inwestora publicznego, inne są jego warunki funkcjonowania oraz odpowiedzialność za podejmowane decyzje. Tego rodzaju przesłanki sprawiają, że generalne założenie podobnej pozycji rynkowej obu inwestorów jest niewystarczające dla zdiagnozowania, czy mamy do czynienia z pomocą publiczną, czy też nie. Daje to duże pole do manewru dla udzielania wsparcia przez państwo, które nie wypełnia przesłanek pomocy publicznej.

W praktyce, test ten ma zastosowanie do różnego rodzaju interwencji państwa. Interwencję państwa ocenia się biorąc pod uwagę jej faktyczne znaczenie dla przedsiębiorstwa oraz jej faktyczny cel. Forma interwencji ma znaczenie drugorzędne. Może to być również forma, której podstawą prawną są decyzje administracyjne czy też ustawy. Trybunał uznał, że nie muszą to być wyłącznie działania państwa w sferze prawa cywilnego czy też gospodarczego. Mogą to być również działania w sferze podatkowej, choć oczywistym jest, że takich form interwencji nie może zastosować typowy inwestor prywatny²⁷⁾. Sama forma nie przesądza o zaklasyfikowaniu danej interwencji jako pomocy publicznej albo działalności państwa w sferze *dominium*.

²⁷⁾ Sprawa T-156/04 *EdF przeciwko Komisji* [2009] par. 260-262.

W praktyce działania Komisji Europejskiej, trudne jest jednoznaczne określenie, czy konkretna interwencja państwa spełnia wymagania testu prywatnego inwestora. Daje to duże pole do argumentacji, w szczególności dla państw zainteresowanych realizacją tą drogą swojej polityki inwestycyjnej. Jak pokazał wyrok w sprawie *EdF przeciwko Komisji*, w szczególności argumentacja Komisji, wyjątkowo trudna jest precyzyjna weryfikacja pomocy w oparciu o test prywatnego inwestora w sytuacji takiego podsektora, który w dużej części nie ma charakteru konkurencyjnego. Trudne jest udowodnienie, że restrukturyzacja zadłużenia w tego typu przedsiębiorstwie dokonywana przez państwo jest porównywalną z restrukturyzacją, jakiej dokonałby inwestor prywatny. Po pierwsze, trudno jest znaleźć porównywalne przykłady. Po drugie, w tego rodzaju sytuacjach

Wyjątkowo trudna jest precyzyjna weryfikacja pomocy w oparciu o test prywatnego inwestora w sytuacji takiego podsektora, który w dużej części nie ma charakteru konkurencyjnego

znaczenie mają również zdolności negocjacyjne oraz „giętkość” obu negocjujących stron. O ile te pierwsze okoliczności dają pewne przybliżone benchmarki, o tyle te drugie są w praktyce niemierzalne.

Pewną próbą wyjścia z „opresji” przez Komisję Europejską w dokonaniu takiej oceny jest sprawa T-296/97 *Alitalia*. Sąd Pierwszej Instancji uznał w niej, iż udział finansowy państwa w inwestycjach przedsiębiorstwa spełnia test prywatnego inwestora, jeżeli został on dokonany w tym samym czasie i na tych samych warunkach, co udział finansowy inwestora prywatnego. Taki test ma znaczenie praktyczne w sytuacji, gdy taka jednoczesna interwencja finansowa ze strony państwa i ze strony inwestora prywatnego ma miejsce. Słabym punktem takiego podejścia jest możliwość wpływania przez państwo na inwestora prywatnego w celu zachęcenia go do zapewnienia porównywalnych warunków dokonania inwestycji przez państwo na potrzeby kontroli dokonywanej przez Komisję Europejską.

Ciekawa kwestia wynikła na bazie decyzji Komisji Europejskiej w sprawie udzielania przez EdF rabatów dla wytwórców papieru we Francji na dostarczającą im energię elektryczną²⁸⁾. Sytuacja miała miejsce przed wejściem w życie pierwszej dyrektywy libera-

²⁸⁾ 2001/274/EC: Commission Decision of 11 April 2000 on the measure implemented by EDF for certain firms in the paper industry, Dz. U. WE L 095, 5.04.2001, p. 18.

lizującej rynek energii elektrycznej (dyrektywa 96/92/WE). EDF udzielił rabatu na okres 6 lat na dostarczaną tym przedsiębiorstwom energię elektryczną. Miało to miejsce w okresie, w którym EDF miał niewykorzystane moce w zakresie produkcji energii elektrycznej. Ażeby zapewnić określony poziom produkcji, udzielił przedsiębiorstwom z sektora papierniczego rabatu, w wyniku którego cena płacona przez nich nie pokrywała całości kosztów EDF²⁹⁾. Komisja Europejska uznała, że działanie EDF stanowi pomoc państwa w rozumieniu art. 87 TWE. Jednak, z uwagi na okres, w którym ta pomoc została udzielona (przed liberalizacją rynku energii elektrycznej), uznała ją za zgodną z prawem Unii Europejskiej. Rząd francuski argumentował, że takie działanie EDF nie może być uznawane za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 TfUE (dawny art. 87 TWE), gdyż fakt, iż EDF jest własnością państwa nie może *ipso facto* powodować, że państwo jest odpowiedzialne na działalność gospodarczą EDF. Działalność EDF ma wymiar i cel typowo rynkowy, oparty na uzasadnionych oczekiwaniach, co do przyszłych przychodów oraz oparta jest na niedyskryminujących kryteriach. Komisja Europejska nie wzięła jednak pod uwagę wymiaru gospodarczego podjętych przez EDF działań. Uchyliła się od analizy tego wyroku z punktu widzenia prywatnego inwestora. Trudno było bowiem znaleźć właściwy punkt do porównań. EDF nie miał konkurentów na rynku. Wyrok ten ukazuje jednak konieczność zadbania przez przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce, których akcje posiada państwo, aby działania tych przedsiębiorstw nie były uznane za pomoc państwa w rozumieniu art. 107 TfUE. Udzielane rabaty w procesie walki konkurencyjnej muszą mieścić się w granicach wyznaczanych przez rynek, a ich uzasadnienie musi mieć wymiar *stricto* rynkowy (np. przyszłe oczekiwane zyski)³⁰⁾.

Podobne konkluzje można sformułować na podstawie późniejszych wyroków TS UE, chociażby w sprawie C-334/99 *Niemcy przeciwko Komisji* (par. 133-141). Niemcy udzieliły wsparcia w procesie prywatyzacji argumentując, że przedsiębiorstwo upadłoby, gdyby takie wsparcie nie było udzielone. Na dowód tego Niemcy uwzględniały w saldzie zadłużenia również udzieloną temu przedsiębiorstwu wcześniej pomoc publiczną. Stanowiło to kreowanie dodatkowych kosztów po stronie przedsiębiorstwa, które miały uzasadnić, że późniejsze wsparcie jest celowe i mieści się w granicach wsparcia, jakiego udzieliliby dla takiej inwestycji prywatny inwestor. Trybunał w tym wypadku nie uznał tej argumenta-

cji. Pokazuje to jednak możliwość kreowania rzeczywistości po stronie państwa, umożliwiającej uprawdopodobnienie testu prywatnego inwestora. Na tym tle rodzi się jednak pytanie, jak daleko w przeszłość należałoby dokonać analizy istnienia pomocy publicznej, aby móc z pełną odpowiedzialnością zastosować test prywatnego inwestora. Jest to szczególnie trudne w sytuacji przedsiębiorstw będących przez wiele lat własnością publiczną i działających niejako w powiązaniu z państwem. Wybiórcze wyodrębnienie pewnych informacji finansowych może skutecznie umożliwić zastosowanie testu prywatnego inwestora, być może wbrew regułom rynku konkurencyjnego.

W wyroku w sprawie Seleo³¹⁾, w której fundusz inwestycyjny zależny od włoskiego regionu Friulia-Venezia Giulia dokonał dokapitalizowania spółki prywatnej, TS UE uznał, że konieczne jest określenie, czy w podobnych warunkach rynkowych prywatny inwestor o porównywalnej wielkości jak instytucja wykorzystująca fundusze publiczne dokonałby podobnego dokapitalizowania, biorąc pod uwagę podobne informacje dostępne oraz przewidywany rozwój w momencie dokonywania dokapitalizowania³²⁾. W tym konkretnym przypadku uznano, że prywatny inwestor takiego działania nie dokonałby. Uzasadnieniem dla takiego stanowiska była dodatkowo opinia jednej z firm konsultingowo-audytorskich, której analiza doprowadziła do podobnych konkluzji. Według TS UE, zgodnie z zasadą równego traktowania sektora publicznego i prywatnego, kapitał pozostawiony pośrednio lub bezpośrednio do dyspozycji przedsiębiorstwa, jeżeli odpowiada to normalnym warunkom rynkowym, nie może być traktowany jako pomoc publiczna³³⁾. Praktyczne zastosowanie tego jest trudne. Daje to dodatkową przewagę państwom, mającym intencje wspierania własnych przedsiębiorstw.

Powstaje również kwestia, jak traktować działania państwa w stosunku do przedsiębiorstwa, które znajduje się w trudnościach ekonomicznych. Czy sam fakt zaistnienia takiej sytuacji powoduje, że wsparcie finansowe państwa będzie traktowane jako pomoc publiczna, abstrahując od faktów konkretnej sprawy? Orzecznictwo w tym zakresie nie jest jednoznaczne³⁴⁾. Inaczej w sytuacji, gdy państwo antycypuje ewentualne przyszłe straty przedsiębiorstwa, udzielając mu wsparcia. W sprawie dotyczącej

²⁹⁾ IP/00/370 [na:] <http://europa.eu/rapid/pressReleases-Action.do?reference=IP/00/370>.

³⁰⁾ Zob. również: Decyzja Komisji z 22 września 2004 r. w sprawie pomocy państwa, jakiej Wielka Brytania planuje udzielić *British Energy plc* (notyfikowana jako dokument nr C(2004) 3474), Dz. U. UE L 142/26 z 6.06.2005 r.

³¹⁾ Sprawy połączone C-328/99 i C-399/00 *Włochy i SIM2 Multimedia SaA przeciwko Komisji* [2003] ECR C 352.

³²⁾ Por. Sprawa C-261/89 *Włochy przeciwko Komisji* [1991] ECR I-4437, par. 8 czy też sprawa C-42/93 *Hiszpania przeciwko Komisji* [1994] ECR I-4175, par. 13.

³³⁾ Sprawa C-303/88 *Włochy przeciwko Komisji* [1991] ECR I-1433, par. 20.

³⁴⁾ Ch. Jones, *EU Competition Law and Energy Markets*, Leuven, 2007, s. 589.

udzielenia dodatkowego wsparcia finansowego przez państwo na zmiany technologiczne celem wywiązania się przez przedsiębiorstwo z nierentownej umowy³⁵⁾, TS UE uznał, iż brak jest dowodów na to, że państwo zachowało się w tej sytuacji inaczej, niż by zrobił to prywatny inwestor. Dlatego też uznał, iż w tej sytuacji nie ma miejsca pomoc państwa. W mojej ocenie, takie uzasadnienie nie wyczerpuje problemu. Pieniądze publiczne nie są tożsame z pieniędzmi prywatnymi. Nawet jeżeli ogólne ramy inwestycji są podobne, to oczekiwania i elastyczność w podejmowaniu niepopularnych decyzji jest inna. Mogłoby się okazać, iż biorąc pod uwagę całokształt okoliczności inwestor prywatny zrezygnowałby z tego rodzaju inwestycji, akceptując chwilową stratę, która mogłaby w przyszłości prowadzić do rozwoju bardziej rentownej inwestycji.

Podsumowanie

Powyższy artykuł miał za zadanie pokazać trudności, jakie ma Komisja Europejska w zbadaniu, czy jakieś wsparcie stanowi pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 TfUE. Problem ten jest szczególnie istot-

ny w sytuacji dużych i pilnych potrzeb inwestycyjnych przedsiębiorstw oraz woli państwa do wspierania tego rodzaju inwestycji. Procedura udzielania i kontroli udzielanej pomocy publicznej jest długotrwała i wymaga od przedsiębiorstwa ujawnienia szeregu informacji stanowiących jego tajemnicę. Od państwa wymaga natomiast dużej ostrożności.

Jak pokazuje praktyka szeregu państw członkowskich Unii Europejskiej, sfera *dominium* państwa wykorzystywana jest w celu wspierania przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu. Test prywatnego inwestora daje pewne ogólne ramy ograniczające możliwości finansowania tego rodzaju działań przez państwo. Test ten nie jest jednak narzędziem doskonałym, co widać chociażby na przykładzie działań podejmowanych przez inne państwa. Przemysłana strategia w tym zakresie może wspierać działalność szeregu przedsiębiorstw istotnych z punktu widzenia interesów państwa.



dr Robert Zajdler

Radca prawny, kancelaria Wardyński i Wspólnicy,
ekspert Instytutu Sobieskiego

³⁵⁾ Sprawa T-89/00 *Linde AG przeciwko Komisji* [2002] II-3961.



PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Warszawa, dnia 17 lutego 2010 r.

Informacja 1/2010

**w sprawie
zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej, jaką należy stosować w celu obliczenia
opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy –
Prawo energetyczne za 2010 r.**

Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 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, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104), w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 14 stycznia 2010 r., w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2009 r. (M. P. Nr 4, poz. 43) informuję, iż w 2010 r. jednostkowa opłata zastępcza po jej waloryzacji wynosi **267,95 zł**.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

Mariusz Swora
dr Mariusz Swora

URE uczy, URE radzi...

Multimedialny konkurs w Lublinie

Ponad stu uczniów z 43 szkół województwa lubelskiego wzięło udział w multimedialnym konkursie „Nowe horyzonty energetyki – wiedza i jej zastosowanie” zorganizowanym pod patronatem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Energetyczny Jaś

Czego Jaś się nie nauczy, tego Jan nie będzie umiał – mówi dobrze znane przysłowie. Im więcej nastolatków doceni znaczenie zrównoważonej gospodarki energetycznej, tym większy sukces edukacyjny i konkretny zysk dla gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Świadomość reguł funkcjonowania rynku energetycznego i zrównoważonego rozwoju zasobów energetycznych Polski to dla przyszłych wyborców, naukowców, energetyków, biznesmenów i urzędników zasiadających dziś w szkolnych ławach obszar może abstrakcyjny, ale już za parę lat – mamy nadzieję – istotny dla ich przyszłych wyborów i już „dorosłych” decyzji.

Intencją organizatorów konkursu „Nowe horyzonty energetyki” było przedstawienie skomplikowanej tematyki wytwarzania i dystrybucji energii w maksymalnie przystępnej formie oraz spowodowanie zainteresowania szerokim obszarem wiedzy od polityki energetycznej państwa po ochronę środowiska naturalnego.

Nuda nie jest „energetyczna”

Nawet najciekawsze idee mogą być przedstawiane w „toksycznie” nudny sposób. Organizatorzy konkursu musieli sami odpowiedzieć na trudne pytania: jak skutecznie edukować młodych ludzi informując ich np. o procesie produkcji energii elektrycznej w elektrowni szczytowo-pompowej? Jak nie znużyć na śmierć i nie zniechęcić licealisty prezentując znaczenie energetyki w rozwoju gospodarczym kraju?

...i znaleźli odpowiedź, proponując uczestnikom nowatorski sposób uczestnictwa w zabawie edukacyjnej. Już pierwszy etap wzbudził duże zainteresowanie – odbywał się jak na „nowe czasy” przystało, z wykorzystaniem nowych technologii. Eliminacje trwały tylko 30 minut. Czas: godz. 11.00-11.30 dnia 17 listopada 2009 r., miejsce... strona WWW. To właśnie w przestrzeni wirtualnej zamieszczono dostępny on-line kwestionariusz z 20 pytaniami testowymi.

Pytania z kwestionariusza poruszały różne tematy: od kompetencji Prezesa URE po informacje dotyczące

nałożonego na Polskę obowiązku udziału odnawialnych źródeł w ogóle energii sprzedawanej odbiorcom.

W sumie I etap konkursu to dobrze wykonana praca „energetycznej koalicji” – Urzędu Regulacji Energetyki, Ministerstwa Edukacji Narodowej, Fundacji Inicjatyw Menedżerskich oraz lubelskiego kuratorium i nauczycieli.

Zaprezentowali pomysły i wygrali ...

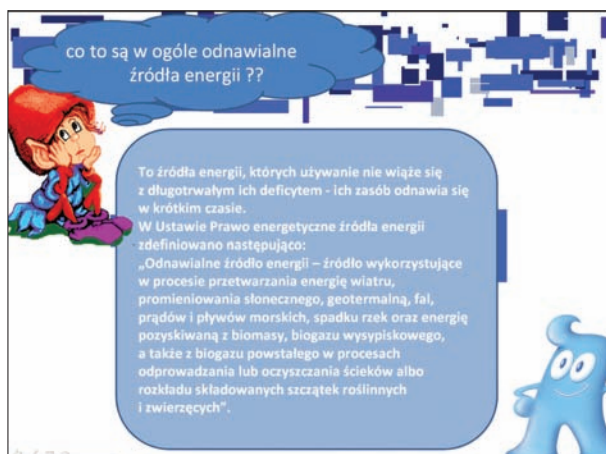
W I etapie on-line wzięło udział 103 uczniów z 43 szkół województwa lubelskiego, a do drugiego etapu przeszło 31 uczniów z 18 szkół. Zadaniem uczestników II etapu było przygotowanie prezentacji multimedialnej na jeden z wybranych tematów:

1. Odnawialne źródła energii – moda czy konieczność?
2. Czysta energia – czy to koniec ery węgla? Szanse i zagrożenia dla Polski.
3. Nowe technologie pozyskiwania paliw i energii – antidotum na degradację środowiska naturalnego i alternatywa dla tradycyjnych źródeł energii. Prawda czy mrzonki?
4. Wiem jak to działa – odbiorca na polskim rynku energii elektrycznej. Rynek przyjazny czy mnożenie barier?

Narybek polskiej energetyki musiał wykazać się nie tylko wiedzą merytoryczną ale – w równym stopniu – umiejętnością komunikacji i znajomością narzędzi multimedialnych. Komisja konkursowa, w skład której weszli przedstawiciele Wschodniego Oddziału Terenowego URE w Lublinie, Lubelskiego Kuratorium Oświaty oraz Fundacji Inicjatyw Menedżerskich, oceniała zawartość merytoryczną, atrakcyjność wizualną oraz innowacyjny charakter prezentacji.

Zblazowany Skrzatek, cierpliwy Mądrus

Laureat I miejsca – uczeń I Liceum Ogólnokształcącego im. Marii Curie-Skłodowskiej w Rykach, w prezentacji „Odnawialne źródła energii – moda czy konieczność” płynnie przechadza się po skomplikowanych przestrzeniach energetyki odnawialnej. Młody mistrz pps z Ryk z powodzeniem wykorzystuje *trick* stosowany przez agencje PR w kampaniach edukacyjnych adresowanych do młodego widza. Zwycięska prezentacja to dialog – o zagadnieniach OZE, małych elektrowniach wodnych, biopaliwie, energii geotermalnej. Rozmawiają ze sobą *dramatis personae* – lekko zblazowany Pan Skrzatek i cierpliwy Mądrus. Skrzatek na początku



Marcin Kurowski, „Odnawialne źródła energii – moda czy konieczność” (I miejsce)

w ogóle nie wie co to są odnawialne źródła energii, a kiedy połknie pierwszą kapsułkę wiedzy – nie wierzy w skuteczność rozwiązywania w ten sposób problemów energetycznych świata. Na szczęście cierpliwy Mądryś, spokojnie i nieinwazyjnie odpowiada na fundamentalne pytania „Co to są w ogóle odnawialne źródła energii?” lub „A po co to komu?”. A wszystko napisane ciekawie, z kolorowymi zdjęciami, logicznymi schematami. Przed oczami widza płynnie pojawiają się znakomicie dobrane fotografie i wykresy. W efekcie Skrzatek nie jest już zblazowany, lecz przerażony konsekwencjami nieprzemyślanej polityki energetycznej.

Energia geotermalna – praktycznie niewyczerpalna

Gdy na błękitny ekran wpływają zdjęcia zasnutej smogiem metropolii, neorealistycznych kominów fabrycznych wypływających kurtyny brunatno-czernego dymu, czy pięknego podgórskiego krajobrazu (Alaska?) zachmurzonego białym obłokiem z trzech aluminiowych kominów – Skrzatek jest już gotowy na nową porcję wiedzy – tym razem już mniej dramatyczny, choć równie interesujący wykład o energii wód, energii słonecznej, czy niewyczerpalnych zasobach energii geotermalnej.

W „dorosłych” dyskusjach o energii wiatru bardzo często pojawiają się informacje o tym, że infrastruktura potrzebna do zbudowania widowiskowych białych pól ze skrzydłami łapiącymi energię wiatru, jest w całości importowana zza granicy. Tymczasem licealista z Ryk informuje nas o polskich producentach też.

Drugie miejsce w konkursie URE przypadło **uczniowi Liceum Ogólnokształcącego im. Tadeusza Kościuszki w Łukowie**. Mateusz opisał nowatorskie rozwiązania w energetyce, jak np. projekty technologii pozyskiwania paliw i energii z brudnej wody czy z metanu wytwarzanego podczas rozkładu bananów. Trzecie miejsce zajął **reprezentant LO im. Marii Curie-Skłodowskiej w Rykach**. „Brązowy medalista” opisał nowe technologie pozyskiwania paliw i energii.



Mateusz Wielgosz, „Nowe technologie pozyskiwania paliw i energii. Antidotum na degradację środowiska i alternatywa dla tradycyjnych źródeł energii. Prawda czy mrzonki?” (II miejsce)

Szczególną uwagę zwrócił na energię pływów morskich oraz na technologię pozyskiwania paliwa z dwutlenku węgla (technologia MTG), którą opracowali naukowcy z uniwersytetu im. Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie.

Nie bez znaczenia dla sukcesu przedsięwzięcia były nagrody, m.in. laptop ufundowany przez Prezesa URE. Uroczyste wręczenie nagród – sprzętu komputerowego – ufundowanych przez Prezesa URE, dra



Krzysztof Tomaszek, „Nowe technologie pozyskiwania paliw i energii” (III miejsce)

Mariusza Sworę oraz przez Prezesa Fundacji Inicjatyw Menedżerskich, Pawła Prokopa, odbyło się 21 stycznia 2010 r. w lubelskim Kuratorium Oświaty.

Prezes URE planuje w tym roku poszerzenie formuły konkursu i zaproszenie do udziału w nim uczniów z całej Polski.

Patronat nad konkursem „**Nowe horyzonty energetyki – wiedza i jej zastosowanie**” objęli wspólnie Prezes URE – dr Mariusz Swora oraz Krajowy Koordynator Europejskiego Roku Kreatywności i Innowacji w Polsce, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Edukacji Narodowej – Krzysztof Stanowski.

Opracował Piotr Olędzki, Gabinet Prezesa URE

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

