Urząd Regulacji Energetyki

04 2009

NR 4 (66) 1 lipca 2009 ISSN 1506-090X cena 15 zł

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

Współpraca Regulatorów Energetyki

Giełdy energii elektrycznej w Unii Europejskiej

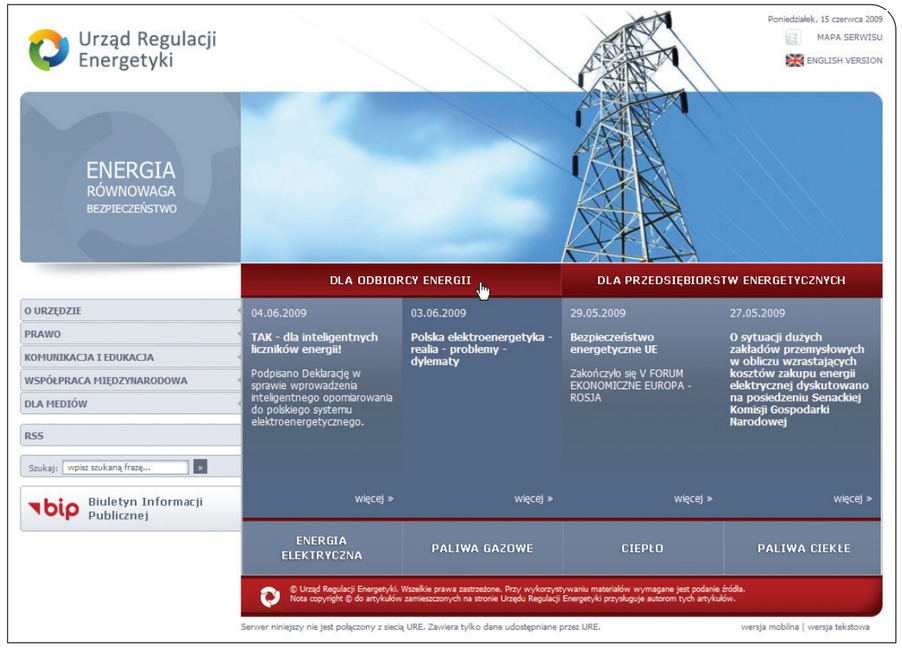
Programy zgodności w spółkach operatorów

Zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego

Instytucja kontroli w polskim prawie energetycznym

Zapraszamy na stronę internetową URE: www.ure.gov.pl

Strona główna



Podstrona dla odbiorców energii

Zapraszamy na stronę internetową URE: www.ure.gov.pl

Strona główna

Podstrona dla przedsiębiorstw energetycznych

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 1

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

SPIS TREŚCI

2 Współpraca Regulatorów Energetyki w zakresie tworzenia konkurencyjnych rynków energii poprzez wymianę doświadczeń w ramach członkostwa w Regionalnym Stowarzyszeniu Regulatorów Energetyki (ERRA)

6 Giełdy energii elektrycznej w Unii Europejskiej

18 Sprawozdania z realizacji programów zgodności w spółkach operatorów systemów dystrybucyjnych za rok 2008 – analiza porównawcza

24 Ustawa z dnia 20 lutego 2009 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne

24 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 12 maja 2009 r. w sprawie ustanowienia Pełnomocnika Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej

26 Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

26 Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r.

52 Zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwa informacyjnego

65 Instytucja kontroli w polskim prawie energetycznym na przykładzie art. 11 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne

70 IV Światowe Forum Regulacji Energetyki

79 „Bezpieczniej z prądem”

Szanowni Państwo,

pod koniec stycznia 2009 r. w Bratysławie odbyło się dwudniowe posiedzenie Komitetu ERRA do spraw Koncesjonowania i Konkurencji oraz Taryfowania. Uczestnikami spotkania byli przedstawiciele regulatorów z krajów należących do ERRA. Podczas pierwszego dnia omawiano tematy związane z funkcjonowaniem rynków energii elektrycznej, w tym m.in.: bariery techniczne, organizacyjne, prawne i finansowe mające wpływ na proces tworzenia rynków regionalnych i propozycje rozwiązań, badanie pozycji rynkowej przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku energii i możliwości jej osłabienia, aspekty regulacji bodźcowej. Drugi dzień konferencji upłynął pod znakiem m.in. potencjalnych ograniczeń w przyłączaniu farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego, kontroli wypełniania warunków koncesji na przesyłanie energii elektrycznej i problemów związanych z cofaniem tych koncesji przy naruszeniu warunków koncesyjnych, struktury rynku energii w krajach ERRA. Szczegółowe informacje z przebiegu spotkania przedstawia w swoim materiale Małgorzata Wesołowska.

„Giełda energii elektrycznej jest w wielu europejskich krajach jednym z głównych elementów zliberalizowanych rynków energii. Wraz z transpozycją do krajowych porządków prawnych, unijnych dyrektyw elektroenergetycznych z 1996 r. i 2003 r., w kolejnych regionach Europy, (...) zaczęły powstawać otwarte rynki energii elektrycznej oparte na kontraktach bilateralnych oraz giełdach energii. Europejskie giełdy energii charakteryzują się dość dynamiczną w ostatnich latach wzajemną integracją, która ma na celu ułatwić stworzenie w przyszłości silnego, wspólnego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej.” Andrzej Jarema Nehrebecki opisuje w swoim artykule wybrane giełdy energii elektrycznej w Europie, przybliżając jednocześnie zagadnienia związane z organizacją tych rynków i ich rolą w procesie budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej.

Do 31 marca każdego roku operatorzy systemów: dystrybucyjnych i przesyłowych zobowiązani są, zgodnie z rozwiązaniami przyjętymi w polskim prawie energetycznym, do przedstawienia Prezesowi URE sprawozdania za rok poprzedni z realizacji tzw. programów zgodności. Programy te określają działania, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym obowiązki pracowników wynikające z tych programów. Polecamy analizę porównawczą złożonych przez operatorów systemów sprawozdań za 2008 rok, dokonaną przez Monikę Gabrysiak.

Państwa uwadze polecamy także artykuł Tadeusza Z. Leszczyńskiego poruszający temat zagrożeń, jakie można zaobserwować na drodze przemian systemowych, ze zwróceniem baczniejszej uwagi na bezpieczeństwo energetyczne, które jest niezbędne dla prawidłowego i sprawnego funkcjonowania społeczeństwa informacyjnego. Autor przybliża pojęcie społeczeństwa informacyjnego, wymienia i szczegółowo opisuje ryzyka mogące mieć bezpośredni wpływ na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, a także przedstawia zagadnienie zarządzania ryzykiem.

Warto także przeczytać tekst o charakterze naukowym autorstwa Macieja M. Sokołowskiego, analizujący charakter i ramy prawne instytucji kontroli w polskim prawie energetycznym wskazanej w art. 11 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

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 czerwca 2009 r. Nakład: 1200 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 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE) www.ure.gov.pl

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

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 2

Współpraca Regulatorów Energetyki w zakresie tworzenia konkurencyjnych rynków energii poprzez wymianę doświadczeń w ramach członkostwa w Regionalnym Stowarzyszeniu Regulatorów Energetyki (ERRA)

(Informacja z posiedzenia Komitetów ERRA, Bratysława, 26-27 stycznia 2009 r.)

Małgorzata Wesołowska

W dniach 26-27 stycznia 2009 r. w Bratysławie (Słowacja) odbyło się posiedzenie Komitetu ERRA[1)] (Energy Regulators Regional Association) do spraw Koncesjonowania i Konkurencji (Licensing/Competition Committee) oraz Taryfowania (Tariff/Pricing Committee), którego uczestnikami byli przedstawiciele regulatorów z krajów należących do ERRA.

I. Wspólne posiedzenie Komitetu ERRA do spraw Koncesjonowania i Konkurencji oraz Komitetu do spraw Taryfowania – 26 stycznia 2009 r.

Podczas pierwszego dnia spotkania przedstawiciele krajów członkowskich ERRA oraz zaproszeni prelegenci z krajów nienależących do ERRA omawiali następujące tematy związane z funkcjonowaniem rynków energii elektrycznej:

1) Tworzenie rynku regionalnego: Możliwe bariery cenowe i rozwiązania,
2) Znacząca pozycja rynkowa: Potencjalne prawne możliwości przeciwdziałania w celu wspierania konkurencji i osłabienia siły rynkowej,
3) Regulacja jakości poprzez taryfowanie,
4) Metody zarządzania popytem w krajach członkowskich ERRA – wprowadzenie do raportu opracowanego przez REKK (Regional Centre For Energy Policy Research).

W pierwszej części spotkania przedstawiciele Rumunii, Łotwy i Węgier przybliżyli zarys koncepcji oraz wymagania Komisji Europejskiej (KE) dotyczące utworzenia jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej poprzez rozwój rynków regionalnych, a także wskazali główne bariery o charakterze technicznym, organizacyjnym, prawnym i finansowym, mające negatywny wpływ na proces tworzenia tych rynków. Bariery techniczne zostały szczegółowo omówione na przykładzie krajów regionu Morza Bałtyckiego, które stosują trzy różne standardy systemu kontroli mocy i częstotliwości: BRELL, Nordel i UCTE[2)]

1) **ERRA** – stowarzyszenie utworzone w czasie IV Dorocznej Konferencji Regulatorów Energetyki Krajów Europy Centralnej i Wschodniej oraz Eurazji, która odbyła się w Bukareszcie w dniach 11-13 grudnia 2000 r. Stowarzyszenie rekrutuje regulatorów z 28 państw regionu Europy Centralnej i Wschodniej oraz Wspólnoty Niepodległych Państw. Członkiem stowarzyszonym ERRA jest Amerykańskie Stowarzyszenie Regulatorów (NARUC), natomiast wsparcie finansowe jest udziałem Amerykańskiej Agencji Rozwoju Międzynarodowego (USAID).

2) **BRELL** – organizacja powołana w celu regulacji zasad współpracy w zakresie transgranicznej wymiany energii elektrycznej, której stronami są operatorzy systemów przesyłowych z Białorusi, Rosji, Estonii, Litwy i Łotwy.
Nordel – organizacja powołana w celu regulacji zasad współpracy w zakresie transgranicznej wymiany energii elektrycznej, której stronami są operatorzy systemów przesyłowych z Danii, Finlandii, Norwegii, Szwecji i Islandii.
UCTE – organizacja koordynująca interesy operatorów systemów przesyłowych z 24 europejskich krajów, których wspólnym celem jest zagwarantowanie bezpieczeństwa działania międzynarodowego systemu elektroenergetycznego. Członkami są operatorzy sytemów przesyłowych m.in. z większości krajów UE.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 3

oraz odmienne zasady bilansowania. Natomiast bariery cenowe wynikające z różnych metod kalkulacji cen energii i stosowania odmiennych systemów wsparcia energii odnawialnej zostały scharakteryzowane na przykładzie Serbii i Węgier.

Ponadto przedstawiono propozycje rozwiązań, mających na celu zlikwidowanie ww. barier oraz działania podejmowane przez Komisję Europejską w tym zakresie. Jednym z ostatnich działań KE było skierowanie 9 grudnia 2008 r. do publicznej konsultacji dokumentu na temat mechanizmu rekompensat pomiędzy operatorami systemów przesyłowych (*a compensation mechanism between TSOs – the ITC mechanism*) oraz harmonizacji mechanizmu taryfowania przesyłania energii elektrycznej w wymianie transgranicznej. Dzięki opiniom i poglądom respondentów (uczestników rynku energii) dotyczącym kwestii poruszonych w ww. dokumencie, KE zajmie stanowisko odnośnie ewentualnej potrzeby opracowania przez KE przewodnika określającego zasady naliczania rekompensat oraz kalkulacji taryf w przypadku transgranicznych przepływów energii. Podkreślono również znaczenie współpracy agencji regulacyjnych i operatorów systemów przesyłowych w powyższym zakresie.

Kolejny omawiany na spotkaniu temat poruszał kwestie badania pozycji rynkowej przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku energii oraz możliwości jej osłabienia. Przedstawiciele Węgier i Turcji zapoznali uczestników spotkania z czynnikami wpływającymi na pozycję rynkową przedsiębiorstw, metodami określania pozycji rynkowej za pomocą wskaźników strukturalnych (np. koncentracji – udział w rynku, HHI[3]) i analiz porównawczych, podejściem krajowych regulatorów do tego zagadnienia oraz stosowanymi sankcjami wobec przedsiębiorstw w przypadku stwierdzenia nadużywania dominującej pozycji rynkowej.

W dalszej części spotkania przedstawiciele regulatorów z Włoch, Węgier i Estonii zaprezentowali aspekty regulacji bodźcowej, mającej na celu poprawę jakości usług dystrybucyjnych poprzez proces taryfowania. Wskazane zostały cele regulacji jakości usług, przybliżone zasady i metody monitorowania jakości usług. Na przykładzie Włoch przedstawiono ramy prawne i regulacyjne, charakterystykę włoskiego systemu elektroenergetycznego, doświadczenia włoskiego regulatora, zakres elementów poddawanych analizie jakości usług, jak np. jakość handlowa, ciągłość dostaw, jakość napięcia. Omówiono warunki, jakie muszą być spełnione, aby wdrożyć efektywną regulację bodźcową, skutkującą poprawą jakości usług. Do warunków tych należy zaliczyć:

1) określenie wstępnych wymagań: monitorowanie danych odnoszących się do jakości dostaw – wytyczne regulatora muszą być kompletne i łatwe do wdrożenia (np. kontrola poziomu wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI, CAIDI[4]),
2) dostosowanie celów regulacji do specyficznych krajowych czynników,
3) utrzymywanie prostego mechanizmu regulacji jakości usług w celu przekazania przedsiębiorstwom prawdziwych sygnałów do inwestowania,
4) regulacja jakości nigdy nie jest rozwiązaniem permanentnym – mechanizm powinien być okresowo weryfikowany i modyfikowany,
5) stopniowe podejście – zakres regulacji należy zwiększać stopniowo,
6) otwarty dialog ze wszystkimi zainteresowanymi stronami stanowi fundamentalną część efektywnej regulacji.

We Włoszech okres regulacji *ex-ante* wynosi 4 lata. Od 2000 r. włoski regulator corocznie przeprowadza kontrolę aktualnych poziomów wskaźników charakteryzujących jakość usług w zakresie dostaw energii elektrycznej i porównuje je ze standardami. W zależności od wyników kontroli stosowany jest system kar i nagród dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych poprzez konsekwentne dostosowywanie taryf. Jednostkowe parametry „nagród" lub „kar" są ustalane *ex-ante* na początku okresu regulacji. Oprócz zbierania przez regulatora danych określonych na podstawie pomia-

> We Włoszech okres regulacji *ex-ante* wynosi 4 lata

[3] **Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI)** (ang. *Herfindahl-Hirschman Index*) jest miarą koncentracji rynku i określa szacunkowy poziom zagęszczenia w danej branży oraz poziom konkurencji na danym rynku.

[4] Wskaźniki oceny ciągłości dostaw energii elektrycznej:
- **SAIDI** (ang. *System Average Interruption Duration Index*) – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- **SAIFI** (ang. *System Average Interruption Frequency Index*) – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich, stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- **MAIFI** (ang. *Momentary Average Interruption Frequency Index*) – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- **CAIDI** (ang. *Customer Average Interruption Duration Index*) – wskaźnik średniego czasu trwania przerwy. Jest to średni czas potrzebny do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia przerw nieplanowanych. Obliczany jest jako suma czasu trwania wszystkich przerw w zasilaniu odbiorców (w minutach) podzielona przez liczbę wszystkich wyłączeń odbiorców. Jeżeli nie ustalono inaczej, CAIDI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 4

rów (rejestracji przerw w dostawie energii elektrycznej za pomocą systemu SCADA), przeprowadzane są także kontrole w przedsiębiorstwach w celu sprawdzenia, czy przerwy w dostawach energii są faktycznie monitorowane[5]. Za pomocą podobnych wskaźników jak we Włoszech monitorowana jest jakość usług dystrybucyjnych na Węgrzech. Dodatkowo zaprezentowano metody obliczania wskaźników, takich jak np. OR[6] (*Outage rat*e, którego szczegółową metodologię kalkulacji, zbierania i prezentacji danych oraz minimalny poziom zawierają zarządzenia regulatora), SAIFI, SAIDI. Na Węgrzech obecnie stosowany jest system „kar" za niedotrzymanie parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej. W przypadku pogorszenia się wartości wskaźników w stosunku do wymaganych standardów, operatorzy systemów dystrybucyjnych muszą obniżyć o odpowiedni procent opłaty za usługi dystrybucji i stosować je w okresie roku. To z kolei skutkuje spadkiem zysku ww. operatorów systemów dystrybucyjnych.

Uczestnicy spotkania zostali także zapoznani z nowym podejściem węgierskiego regulatora do kwestii poprawy jakości usług poprzez taryfowanie. Według nowej metody, która zostanie wdrożona do regulacji cen energii elektrycznej na Węgrzech, standardy jakości usług brane będą pod uwagę w procesie taryfowania usług dystrybucji energii elektrycznej poprzez odpowiednią korektę współczynnika poprawy efektywności X. Jednocześnie wskazane zostały czynniki wpływające na ustalenie poziomu współczynnika X. Cechami charakteryzującymi nowe podejście w zakresie stymulacji poprawy jakości usług są w tym przypadku: zmniejszenie lub niewymierzanie kar, zalecenia raczej niż zarządzenia, więcej pozytywnej stymulacji poprzez taryfowanie oraz rozszerzenie ww. metodologii na taryfy przesyłowe. Na zakończenie tego bloku tematycznego na przykładzie Estonii poruszono zagadnienia związane z regulacją usług sieciowych w zakresie energii elektrycznej i paliw gazowych, jakości dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych oraz jakości usług ciepłowniczych. W Estonii, podobnie jak w Polsce, w regulacji opłat sieciowych wykorzystuje się metodę indeksacji za pomocą współczynnika RPI-X. W Estonii wszyscy OSD mają obowiązek redukcji strat sieciowych. Dzięki temu w ciągu ostatnich lat udało się osiągnąć znaczący spadek takich strat. Dla przykładu największy OSD w Estonii w latach 2001-2007 obniżył straty sieciowe z 14% do 8%. Według opinii ekspertów obniżenie strat poniżej 7% jest osiągalne jedynie poprzez zastosowanie technicznych innowacji, które wymagają ogromnych inwestycji. W przypadku przerw w dostawie, które trwają dłużej niż dopuszczają to przepisy, przedsiębiorstwa muszą zapłacić odbiorcom odszkodowanie. Dodatkowo regulator może nałożyć na przedsiębiorstwo karę pieniężną. Operatorzy powinni także ujawniać wartości następujących wskaźników jakości dostaw: SAIFI, SAIDI, CAIDI oraz wskaźniki: średniej częstotliwości planowanych przerw na punkt odbioru w ciągu roku, średniego czasu planowanych przerw na punkt odbioru w ciągu roku, średniego czasu trwania planowanych przerw. Wartości ww. wskaźników publikowane są następnie na stronie internetowej regulatora.

Ostatni punkt agendy spotkania został poświęcony prezentacji raportu opracowanego przez REKK (Regional Centre For Energy Policy Research[7]), pt. „Metody zarządzania popytem w krajach członkowskich ERRA". Podczas prezentacji na przykładzie Węgier i Serbii zostały omówione metody zarządzania popytem, główne korzyści płynące z wprowadzenia poszczególnych metod, zagadnienia dotyczące reakcji odbiorców, kosztów wdrożenia ww. metod oraz wprowadzenia zaawansowanych metod opomiarowania.

II. Posiedzenie Komitetu ERRA do spraw Koncesjonowania i Konkurencji

27 stycznia 2009 r. odbywały się równolegle posiedzenia Komitetu ERRA do spraw Koncesjonowania i Konkurencji oraz Komitetu do spraw Taryf.

Na początku spotkania Komitetu ERRA do spraw Koncesjonowania i Konkurencji przedstawiciele poszczególnych krajów należących do ERRA prezentowali istotne wydarzenia, które miały miejsce w ostatnim półroczu w obszarze konkurencji lub koncesjonowania rynku energii elektrycznej. Dodatkowo część dyskusji została poświęcona kryzysowi gazowemu, który miał miejsce w styczniu br. Przedstawiciele poszczególnych państw przedstawiali wpływ kryzysu na sytuację w swoich krajach oraz specyficzne problemy z tym związane.

W dalszej części posiedzenia Komitetu zaprezentowano i omówiono następujące zagadnienia:

1) Potencjalne ograniczenia w przyłączaniu farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego,

[5] Na stronie internetowej CEER: www.energy-regulators.eu dostępny jest Raport CEER z 2008 r. dotyczący jakości dostaw energii elektrycznej – 4th Benchmarking Report on Electricity Quality of Supply Ref. C08-EQS-24-04, 10 December 2008.

[6] **OR** (ang. *Outage rate*) – wskaźnik charakteryzujący zdolność sieci do przesyłania energii elektrycznej, stanowiący procentowy udział energii elektrycznej niedostarczonej z powodu nagłych, nieplanowanych przerw w dostawie (iloczyn mocy i czasu trwania awarii) do całkowitej ilości dostępnej w systemie energii elektrycznej w danej jednostce czasu.

[7] REKK – węgierska niezależna, pozarządowa organizacja założona w 2004 r. na Uniwersytecie Nauk Ekonomicznych i Administracji Publicznej w Budapeszcie. Celem REKK jest prowadzenie profesjonalnych analiz i doradztwa z zakresu rynku energii.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 5

2) Kontrola wypełniania warunków koncesji na przesyłanie energii elektrycznej oraz problemy związane z cofaniem ww. koncesji w przypadku naruszenia warunków koncesji,
3) Struktura rynku energii w krajach ERRA,
4) Aktualizacja ostatnich działań i planu pracy ERRA na 2009 r.

Pierwszy z prelegentów (reprezentant Turcji) przedstawił wyniki ankiety dotyczącej potencjalnych ograniczeń w przyłączaniu farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzone badanie miało na celu ustalenie m.in. następujących kwestii:

- istnienia w krajach ERRA szczególnych przepisów dotyczących energetyki wiatrowej,
- roli regulatora w odniesieniu do energetyki wiatrowej,
- procedur związanych z budową elektrowni wiatrowych,
- roli operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w tym zakresie.

Powyższy temat kontynuował przedstawiciel Słowacji, który omówił aktualny stan energetyki wiatrowej w tym kraju. Obecnie na Słowacji działa tylko kilka elektrowni wiatrowych. Ze względu na sprzeciw społeczny, ochronę środowiska oraz inne czynniki pojawiające się w trakcie przygotowania procesu inwestycyjnego wiele projektów nie zostało ukończonych. Jednakże odpowiednie regulacje prawne implementujące dyrektywę w sprawie wspierania produkcji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych są w trakcie przygotowywania, w tym system wsparcia dla energii odnawialnej w postaci tzw. *feed-in tariffs*.

Kolejny temat spotkania poruszał kwestię kontroli wypełniania warunków koncesji na przesyłanie energii elektrycznej oraz problemów związanych z cofaniem ww. koncesji w przypadku naruszenia warunków koncesyjnych. Przedstawiciel Ukrainy opracował kwestionariusz dotyczący powyższego zagadnienia, który został przekazany do wszystkich członków ERRA. Następnie przedstawiciel Bośni i Hercegowiny przybliżył uczestnikom spotkania aktualne problemy związane z tą tematyką, m.in. zagrożenia, jakie mogą wyniknąć dla systemu elektroenergetycznego w przypadku zawieszenia lub cofnięcia koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej. Jednocześnie podkreślił, że tego typu środki powinny być zastosowane tylko w ostateczności. Natomiast w celu przeciwdziałania naruszaniu przez koncesjonariuszy warunków koncesyjnych, zdaniem przedstawiciela Bośni i Hercegowiny, regulator powinien m.in. publikować negatywne konsekwencje naruszania warunków koncesyjnych, edukować media i społeczeństwo w zakresie roli, jaką regulator pełni na rynku energii, ustanowić efektywny monitoring realizacji warunków koncesyjnych. Zauważyć przy tym należy, że prawo Bośni i Hercegowiny przewiduje możliwość wyznaczenia przez regulatora innego podmiotu posiadającego odpowiednią koncesję do prowadzenia działalności na majątku przedsiębiorcy, któremu zawieszono lub cofnięto koncesję. Natomiast w przypadku cofnięcia koncesji w związku z naruszeniem warunków koncesji przedsiębiorca może ubiegać się ponownie o jakąkolwiek koncesję dopiero po upływie 10 lat.

Ostatnim merytorycznym tematem, omawianym na posiedzeniu Komitetu przez przedstawiciela Węgier, była struktura rynku energii w krajach należących do ERRA. Prelegent prezentował założenia do raportu na powyższy temat. Celem raportu jest zebranie informacji o strukturze rynku w krajach ERRA, znalezienie narzędzi porównania różnych modeli rynku, ewentualnych cech wspólnych i sklasyfikowania ich, jeżeli będzie to możliwe oraz utworzenie bazy danych dotyczącej struktury rynku.

> „Na Słowacji działa tylko kilka elektrowni wiatrowych

Reasumując, należy pozytywnie ocenić wartość merytoryczną spotkania. Zagadnienia dyskutowane podczas posiedzenia Komitetu spotkały się z zainteresowaniem wszystkich krajów członkowskich ERRA. Większość państw ERRA napotyka podobne problemy w trakcie procesu tworzenia konkurencyjnych rynków energii, dlatego też prezentacja efektywnych rozwiązań przyjętych w innych państwach, ewentualnych wad i zalet dotychczasowych działań oraz wniosków, wskazówek i zaleceń dla dalszego postępowania stanowią cenne źródło wiedzy dla regulatorów.

Małgorzata Wesołowska
Naczelnik Wydziału
w Departamencie Przedsiębiorstw
Energetycznych URE,
przedstawiciel Prezesa URE w Komitecie ERRA
ds. Koncesjonowania i Konkurencji

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 6

Giełdy energii elektrycznej w Unii Europejskiej

Andrzej Jarema Nehrebecki

Giełda energii elektrycznej jest w wielu europejskich krajach jednym z głównych elementów zliberalizowanych rynków energii. Wraz z transpozycją do krajowych porządków prawnych, unijnych dyrektyw elektroenergetycznych z 1996 r. i 2003 r., w kolejnych regionach Europy, poczynając od Skandynawii, Wysp Brytyjskich i Półwyspu Iberyjskiego, zaczęły powstawać otwarte rynki energii elektrycznej oparte na kontraktach bilateralnych oraz giełdach energii. Europejskie giełdy energii charakteryzują się dość dynamiczną w ostatnich latach wzajemną integracją, która ma na celu ułatwić stworzenie w przyszłości silnego, wspólnego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej. Do najbardziej znaczących rynków energii w Europie należy zaliczyć: najstarszą i zdecydowanie największą giełdę energii elektrycznej – Nord Pool ze Skandynawii, niemiecką Europejską Giełdę Energii (EEX), francuską giełdę Powernext blisko współpracującą z giełdami: belgijską Belpex i brytyjsko-holenderską APX, oraz rynki południowe na Półwyspie Iberyjskim (OMEL/OMIP) i Półwyspie Apenińskim (IPEX). Wśród mniejszych giełd energii można wymienić także m.in. EXAA (Austria), Borzen (Słowenia), OPCOM (Rumunia), PPX (Polska)[1)] oraz PXE (Czechy).

Skandynawski lider – giełda Nord Pool

Skandynawski rynek energii już od początku lat 90. ubiegłego stulecia charakteryzuje się wyjątkowo szybko postępującą liberalizacją narodowych rynków energii. Aktualnie, wspólna giełda państw nordyckich – Nord Pool posiada największy wolumen obrotu energią elektryczną pośród giełd europejskich i jest słusznie uważana za najlepiej zorganizowaną i najbardziej doświadczoną giełdę energii w Europie.

Jako pierwsza, w 1990 r., uchwaliła nowe prawo energetyczne Norwegia, tworząc w ten sposób nowatorski, w pełni konkurencyjny rynek energii. Dwa lata później, norweski rynek spot został w pełni otwarty dla wszystkich uczestników rynku[2)]. W 1995 r. podobne działania podjęła Szwecja, która od 1 stycznia następnego roku udostępniła odbiorcom możliwość swobodnego wyboru dostawcy energii, pod warunkiem, że nabędą oni specjalne układy pomiarowe z rejestracją poboru godzinowego (podobnie jak w przypadku Norwegii)[3)]. Zbieżność rynków oraz wieloletnia współpraca w zakresie międzysystemowej wymiany energii elektrycznej, przyczyniła się do rozpoczęcia dyskusji na temat stworzenia wspólnej giełdy energii obu państw[4)]. Jej efektem było połączenie rynków energii Norwegii i Szwecji oraz początek działalności (1 stycznia 1996 r.) pierwszej na świecie, międzynarodowej giełdy energii – Nord Pool[5)], którą po połowie zarządzać miały: norweska firma Statnett Market oraz szwedzka, Svenska Kraftnät. W niedługim czasie, bo już w 1998 r., do giełdy dołączyła Finlandia, po zliberalizowaniu swojego rynku energii. W tym samym okresie proces integracyjny ze wspólną skandynawską giełdą rozpoczął także rynek duński. Ostatecznie Dania w pełni zintegrowała swój rynek z pozostałymi państwami skandynawskimi w 2000 r. Wśród państw nordyckich, poza wspólnym rynkiem i giełdą Nord Pool, pozostaje jedynie Islandia.

Giełdę Nord Pool możemy podzielić na dwa podstawowe rynki[6)]. Pierwszym z nich jest rynek fizyczny Nord Pool Spot AS, który jest podstawowym rynkiem dla całego handlu energią w krajach nordyckich. Właścicielami rynku jest czterech operatorów systemów przesyłowych (OSP) z państw tworzących giełdę[7)]. Drugim rynkiem, jest rynek finansowy Nord Pool ASA, którego właścicielami są po połowie OSP z Norwegii i Szwecji. Rynek finansowy obejmuje w całości także zależne spółki, rozliczeniową Nord Pool Clearing ASA oraz konsultacyjną Nord Pool

1) Towarowa Giełda Energii SA.
2) Zarządzaniem rynkiem spotowym zajęła się, wydzielona z norweskiego operatora systemu przesyłowego, niezależna firma Statnett Marked AS.
3) Pełną liberalizację rynku energii Szwecja wprowadziła od 1 grudnia 1999 r.
4) R. Gawin, *Skandynawski rynek energii elektrycznej – przypadek szczególny czy uniwersalne rozwiązania?*, Biuletyn URE Nr 4/2005.
5) www.nordpool.com
6) Rynki fizyczny oraz finansowy zostały oddzielone od siebie w 2002 r.
7) Są to: Statnett SF (Norwegia) i Svenska Kraftnät (Szwecja) posiadające po 30% udziałów, a także Fingrid Oyj (Finlandia) i Energinet.dk (Dania) po 20% udziałów.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 7

Consulting AS. Biura Nord Pool znajdują się w czterech państwach współtworzących giełdę (Lysaker koło Oslo, Fredericia, Sztokholm, Helsinki) oraz w Berlinie i Amsterdamie.

Grupa Nord Pool posiada ponad 420 członków (są to m.in. producenci, dystrybutorzy, przedsiębiorstwa obrotu, duzi odbiorcy energii, energochłonny przemysł i banki oraz inne instytucje finansowe) z 22 krajów. Na rynku finansowym działa około 400 klientów, zaś na rynku fizycznym jest zarejestrowanych 328 członków[8]. Wpływa to na wysoki wolumen obrotu (tabela 1) na rynku fizycznym, który wyniósł w 2007 r. prawie 69% całkowitej konsumpcji energii w regionie nordyckim[9], choć należy zaznaczyć, że giełda, za wyjątkiem transakcji międzynarodowych, nie jest obligatoryjna. Pozostała część obrotu energią opiera się na kontraktach bilateralnych.

Tabela 1. Wolumen obrotu energią elektryczną na rynkach Nord Pool w latach 2004-2007 [w TWh]

Nord Pool	2004	2005	2006	2007
Rynek Spot (elspot/elbas)	167	176	251	292
Rynek finansowy (transakcje giełdowe)	590	786	766	1 060
Rynek finansowy (transakcje giełdowe i pozagiełdowe)	1 797	2 156	2 220	2 369

Źródło: Nord Pool Annual Reports (www.nordpool.com).

Rynek spotowy dla kontraktów fizycznych (Nord Pool Spot AS) jest podstawowym rynkiem dla całego handlu energią na rynku nordyckim. Cena energii ustalona na nim stanowi podstawę dla rynku finansowego. W ramach niego działają:

- rynek dnia następnego (*Elspot*),
- rynek dnia bieżącego (*Elbas*),
- rynek CO_2, oraz
- rynek gazu.

Rynek dnia następnego (***Elspot***) jest rynkiem, na którym uczestnicy zawierają kontrakty dzienne obejmujące fizyczną dostawę energii w dniu następnym. Rozliczenia są dokonywane zaraz po zawarciu kontraktu, pomiędzy giełdą (strona wszystkich transakcji) a uczestnikiem rynku[10]. Cechą charakterystyczną rynku jest kreowanie ceny energii elektrycznej na podstawie relacji pomiędzy popytem a podażą, dla każdej z 24 godzin. Wszystkie oferty, jakie zostały złożone przez uczestników rynku, są umieszczane na krzywej podaży i zapotrzebowania. W punkcie przecięcia krzywych (tzw. punkt równowagi) wyznaczona zostaje cena[11]. Oferty są składane na 12 do 36 godzin przed ich realizacją i mogą dotyczyć każdej godziny z osobna lub też składać się na kontrakt blokowy, obejmujący sumę ofert dla kilku kolejnych godzin[12]. *Elspot* obejmuje rynki państw nordyckich oraz od 2005 r. część Niemiec zarządzaną przez Vattenfall Europe Transmission (KONTEK). W rynku giełdowym bierze udział 328 członków. Wolumen obrotu energią elektryczną na rynku *Elspot* w 2007 r. wyniósł 291 TWh (wzrost w porównaniu z 250 TWh w roku poprzednim).

> Grupa Nord Pool posiada ponad 420 członków z 22 krajów

Rynek dnia bieżącego (***Elbas***) prowadzi ciągły handel energią elektryczną przez 24 godziny dziennie, siedem dni w tygodniu przez cały rok, obejmujący poszczególne godziny, na jedną godzinę przed dostawą. Na rynku zawierane są kontrakty godzinowe na dostawę energii w dniu bieżącym i następnym (od 1 do 33 godzin). Umożliwia on uczestnikom rynku osiągnięcie równowagi pomiędzy popytem a podażą w chwili dostarczenia energii, poprzez możliwość korekty pozycji kontraktowych do jednej godziny przed fizyczną dostawą. *Elbas*, który powstał w 1999 r. jako połączenie rynków Finlandii i Szwecji, obecnie działa także w Danii, Norwegii (od 2009 r.) i w całych Niemczech (od 2007 r.). Na rynku jest zarejestrowanych 78 członków. Wolumen obrotu energią elektryczną w 2007 r. wyniósł 1,6 TWh (wzrost w porównaniu z 1,1 TWh w roku poprzednim).

W 2005 r., giełda Nord Pool, jako pierwsza na świecie, wprowadziła do obrotu unijne uprawnienia do emisji dwutlenku węgla (EUAs)[13]. Dwa lata później, w czerwcu 2007 r., także jako pierwsza na świecie, giełda zaoferowała swoim uczestnikom możliwość handlu jednostkami poświadczonej redukcji emisji CO_2 (CERs)[14].

Najmłodszym segmentem rynku Nord Pool Spot AS jest rynek gazu ziemnego, na którym pierwszy dzień handlu miał miejsce 4 marca 2008 r. Nord Pool Spot

8) Dane na kwiecień 2009 r. (www.nordpoolspot.com).
9) *Annual review 2007*, Nord Pool Spot AS.
10) *Skandynawska giełda energii elektrycznej*, „Fakty Dokumenty" PSE SA, nr I, marzec 1998 r.
11) Jest ona określana dla całego rynku skandynawskiego w przypadku braku ograniczeń w systemie przesyłowym. Jeżeli ograniczenia wystąpią, wyznacza się dwie lub więcej cen dla wyodrębnionych obszarów rynku (mechanizm market splitting). Na skandynawskim rynku energii występuje kilka odrębnych obszarów cenowych (Szwecja, Finlandia, dwa lub więcej obszarów w Norwegii, odrębnie Jutlandia i Zelandia w Danii oraz część Niemiec – KONTEK).
12) K. Pawlak, D. Papierzewski, *Jak „nie przepaść" na rynku energii?*, „Gigawat Energia", nr 2/2007.
13) Rynek handlu uprawnieniami do emisji CO_2 na giełdzie Nord Pool wystartował 11 lutego 2005 r. (www.emisje.com.pl).
14) www.nordpool.com

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 8

jest właścicielem połowy udziałów w tym rynku. Pozostałe 50% własności należy do duńskiego operatora systemu przesyłowego gazu (tak jak i energii elektrycznej) Energinet.dk. Aktualnie rynek skupia jedenastu aktywnych uczestników.

Rynek finansowy Nord Pool ASA stwarza swoim uczestnikom możliwość zawierania kontraktów finansowych, które zostaną zrealizowane w przyszłości po ustalonej cenie. Kontrakty finansowe są wykorzystywane dla zarządzania ryzykiem handlowym i stanowią skuteczny instrument gwarancji cen (*hedging*). Mogą być zawierane na okres do sześciu lat (w tym umowy na dni, tygodnie, miesiące, kwartały i lata). Rynek finansowy Nord Pool jest rynkiem dość specyficznym. Jak twierdzi Marek Krzysteczko (Vattenfall Trading Services): „Organizacja rynku terminowego na giełdzie skandynawskiej różni się od rozwiązań z innych giełd np. londyńskiej czy lipskiej. Wszystko odbywa się na zasadzie kontraktów finansowych, czyli kontraktów typu futures. Są to opcje bez dostawy fizycznej. Dlatego np. w kontrakcie na energię na rok 2009, żeby dostać fizycznie energię, trzeba zawrzeć dodatkowy kontrakt na rynku spotowym”[15]. Wśród kontraktów zawieranych na rynku możemy wymienić kontrakty krótkoterminowe (*Futures*), zawierane na dni i tygodnie oraz kontrakty średnio- i długoterminowe (*Forwards*), zawierane na miesiące, kwartały i lata. Rynek proponuje także opcje, dające prawo handlu kontraktami typu *Forwards*, oraz kontrakty zabezpieczające przed różnicą pomiędzy ceną energii dla całego obszaru a ceną dla poszczególnych regionów (tzw. *Contracts for Difference*)[16]. Rynek charakteryzuje się wysoką płynnością, zapewnia możliwie jak największą przejrzystość cen oraz zmniejsza ryzyko nieprawidłowego kształtowania się cen w przyszłości.

Obok rynków istnieją także tzw. biuro rozliczeniowe (Nord Pool Clearing ASA) oraz biuro konsultingowe (Nord Pool Consulting AS). Pierwsze z nich ponosi odpowiedzialność za pokrycie przyszłych rozliczeń finansowych kontraktów, zmniejszając tym samym ryzyko ich nie rozliczenia. Obsługuje także transakcje pozagiełdowe OTC (tzw. *Over-the-counter*). Biuro konsultingowe specjalizuje się w usługach związanych z doradztwem i rozwojem międzynarodowych, zliberalizowanych rynków energii.

Rynek finansowy i biuro rozliczeniowe Nord Pool ASA działają na podstawie licencji wydanej przez norweskie Ministerstwo Finansów w oparciu o ustawę o giełdach z 2000 r. W związku z czym oba te podmioty podlegają nadzorowi ze strony Urzędu Nadzoru Finansowego Norwegii (*Kredittilsynet*). Regulacje dotyczące rynku fizycznego Nord Pool Spot AS bazują na licencji zezwalającej na zorganizowanie rynku fizycznego handlu energią elektryczną, wydanej przez Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii na podstawie ustawy o energii z 2003 r. Organem nadzorczym w tym przypadku jest Norweska Dyrekcja ds. Zasobów Wodnych i Energii (*Norges vassdrags-og energidirektorat – NVE*).

Giełda Nord Pool jest bardzo aktywna na europejskim rynku energii. Poza łączeniem rynków nordyckich należy także wspomnieć o innych działaniach na polu współpracy transgranicznej. Jednym z priorytetowych kierunków integracji państw nordyckich są Niemcy. W związku z tym, w sierpniu 2008 r., utworzono w Hamburgu spółkę EMCC (*European Market Coupling Company GmbH*)[17], która jest wspólnym przedsięwzięciem giełdy Nord Pool Spot i giełdy EEX (*European Energy Exchange*) oraz trzech operatorów systemu przesyłowego, Vattenfall Europe Transmission, E.ON Netz (Niemcy) i Energinet.dk (Dania)[18]. EMCC ma się zająć integracją rynków dnia następnego Danii i Niemiec, a tym samym wesprzeć proces zbliżania do siebie skandynawskiego rynku energii z rynkiem kontynentalnym. Nord Pool Spot jest także zaangażowany w projekt zmierzający do utworzenia wspólnego obszaru cenowego na bazie podwodnego kabla łączącego Finlandię i Estonię. Ma to na celu ustanowienie rynków *Elspot* i *Elbas* w jednym lub więcej krajach bałtyckich. Projekt ten wystartował pod koniec 2007 r. Nordycki rynek energii wspiera w tworzeniu otwartego rynku energii także jedyne nordyckie państwo, pozostające jak na razie poza współpracą w ramach Nord Pool – Islandię.

Europejska Giełda Energii (EEX)

Europejska Giełda Energii (*European Energy Exchange*) z siedzibą w Lipsku, posiada aktualnie najwyższy wolumen sprzedaży w Europie kontynentalnej (poza Skandynawią i Wielką Brytanią)[19]. Ceny notowane codziennie na EEX stanowią punkt odniesienia dla cen na giełdach prawie całej Europy.

EEX powstała w 2002 r. w wyniku fuzji dwóch giełd energii działających na rynku niemieckim: European Energy Exchange z Frankfurtu (EEX) i Leipzig Power Exchange z Lipska (LPX). Giełda nie jest obligatoryjna. Na dzień dzisiejszy działa na niej ponad 210 podmiotów z 19 krajów (w tym z Polski)[20]. Wolumen obrotu energią wyniósł w 2008 r. 154 TWh na

15) W. Kwinta, *Walka o giełdę energii*, „Energia & Przemysł”, nr 12, grudzień 2007 r.

16) R. Gawin, *Skandynawski rynek energii..., op. cit.*

17) www.marketcoupling.com

18) Obie giełdy i każdy z operatorów posiada po 20% udziałów w EMCC.

19) Licząc razem wszystkie rynki na giełdzie.

20) Aktualnie na EEX działa siedmiu uczestników z naszego kraju. Są to: Elbis Sp. z o.o., ENERGA Trading SA (dawny Elnord SA), FAMUR International Trade SA, KOPEX SA, PGE Electra SA, Polenergia Trading SA, Polska Energia PKH Sp. z o.o. (www.eex.com).

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 9

rynku fizycznym spot oraz 1 165 TWh na rynku finansowym (tabela 2). W całych Niemczech około 15% całkowitej sprzedaży energii ma miejsce na giełdzie.

Tabela 2. Wolumen obrotu energią elektryczną na giełdzie EEX w latach 2004-2008 [w TWh]

Europejska Giełda Energii	2004	2005	2006	2007	2008
Rynek Spot	60	86	89	124	154
Rynek finansowy	338	517	1 044	1 150	1 165

Źródło: www.eex.com.

Na rynkach EEX obraca się szeroką gamą produktów związanych z energetyką. Poza rynkiem energii elektrycznej, istnieją także rynki gazu ziemnego[21], uprawnień do emisji CO_2[22] oraz węgla (tylko rozliczenia finansowe typu *futures*). W 2006 r. wydzielono izbę rozliczeniową i powołano European Commodity Clearing AG (ECC), która działa w kilku państwach europejskich (m.in. w Niemczech, Austrii, Francji i Holandii) i podobnie jak w przypadku giełdy Nord Pool, ma zapewniać bezpieczne i profesjonalne rozliczanie transakcji zawartych na giełdzie.

Europejska Giełda Energii działa w oparciu o niemiecką ustawę o giełdach (*Börsengesetz – BörsG*) z 2007 r.[23] i jest rynkiem regulowanym[24] w znaczeniu dyrektywy w sprawie rynków instrumentów finansowych (MiFID)[25]. EEX posiada trzy organy wykonawcze:

- Radę Giełdy, dysponującą kompetencjami legislacyjnymi, nadzorującą Zarząd oraz zarządzającą zasobami ludzkimi giełdy,
- Zarząd Giełdy, zarządza rynkiem i jest uprawniony do wydawania instrukcji dla uczestników obrotu oraz biura Nadzoru Rynku, oraz
- biuro Nadzoru Rynku (*Market Surveillance*), które jest organem niezależnym i autonomicznym, działającym w oparciu o niemieckie prawo giełdowe[26], prowadzi codziennie monitoring całego obrotu i rozliczeń finansowych na giełdzie, ocenia i w wymaganych przypadkach podejmuje z własnej inicjatywy lub zgodnie z zaleceniami organów nadzorczych, specjalne badania konkretnych spraw, z których składa szczegółowe raporty Ministerstwu Gospodarki i Pracy Saksonii oraz Zarządowi Giełdy[27].

Zgodnie z niemieckim prawem (*BörsG*), giełda jest instytucją publiczną z częściową zdolnością prawną na podstawie właściwej licencji wydanej przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy Saksonii. Ministerstwo jest także odpowiedzialne za nadzór nad giełdą i jej organami oraz uczestnikami rynku. Do najważniejszych jego zadań należy m.in.:

- nadzór nad organami wykonawczymi EEX,
- nadzór nad uczestnikami handlującymi na giełdzie, we współpracy z biurem Nadzoru Rynku, w tym przeprowadzanie dochodzeń w sprawie naruszeń przepisów i postanowień prawa giełdowego,
- nadzór nad prawidłowym przeprowadzaniem transakcji i ich rozliczeń, oraz
- udział w procedurach legislacyjnych oraz wpływ na politykę giełdy[28].

Struktura właścicielska Europejskiej Giełdy Energii jest dość złożona. Na 22 grudnia 2008 r. udziały w giełdzie posiadało 45 akcjonariuszy, w tym najwięcej m.in. szwajcarska giełda Eurex Zürich AG (ponad 1/3 całkowitej własności), niemiecki bank Landesbank Baden-Württemberg, miasto Lipsk oraz niemiecki kraj związkowy Saksonia, a także w mniejszej części potężne koncerny energetyczne (m.in. E.ON, Vattenfall, RWE, ATEL, Electrabel, EdF)[29].

> „Giełda EEX ma ambicje stać się główną europejską giełdą energii"

Giełda EEX, jak sama nazwa wskazuje, ma ambicje stać się główną europejską giełdą energii. W 2006 r. rozpoczęto współpracę w sektorze rozliczeń (*clearing*) z holenderską giełdą ENDEX i na dzień dzisiejszy izba rozliczeniowa EEC prowadzi wszystkie rozliczenia tej giełdy. Rok później, Europejska Giełda Energii zaczęła współpracować w zakresie handlu emisjami dwutlenku węgla z jedną z „wielkiej trójki"[30] największych giełd terminowych na świecie, niemiecko-szwajcarską giełdą Eurex[31]. Współpracę nawiązały także izby rozliczeniowe obu giełd.

21) Od lipca 2007 r.

22) Od marca 2005 r. giełda oferuje możliwość zawierania transakcji spot na europejskie uprawnienia do emisji CO_2 (EUAs), od października tego samego roku także możliwość zawierania transakcji *futures* (EUAs), zaś od marca 2008 r. można obracać poświadczonymi jednostkami redukcji emisji CO_2 (CERs).

23) Ostatnia ogólna nowelizacja ustawy miała miejsce 16 lipca 2007 r. (www.gesetze-im-internet.de).

24) Do warunków, jakie musi spełniać rynek regulowany, możemy zaliczyć m.in.: powszechny i równy dostęp do informacji rynkowej w tym samym czasie dla inwestorów, jednakowe warunki handlu instrumentami finansowymi, czy też nadzór właściwego organu działającego na podstawie ustawy.

25) Dyrektywa 2004/39/WE PE i Rady UE z 21 kwietnia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych MiFID (*Markets in Financial Instruments Directive*), Dz. U. L 145 z 30.04.2004, str. 1-44.

26) Podlega jedynie instrukcjom organu nadzorczego giełdy (Ministerstwu Gospodarki i Pracy Saksonii) oraz Zarządowi Giełdy.

27) www.eex.com

28) *Ibidem.*

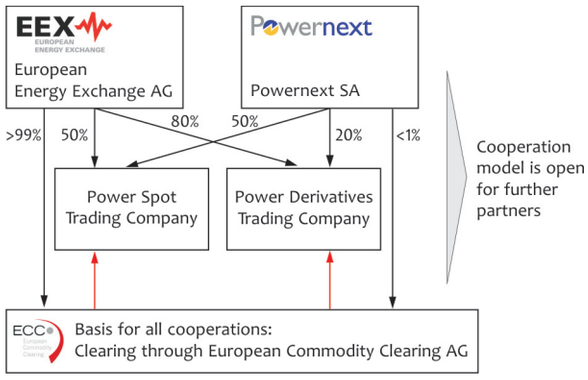
29) www.eex.com

30) Do największych światowych giełd terminowych, poza giełdą Eurex, należą: NYSE Euronext Liffe oraz Chicago Mercantile Exchange.

31) Właścicielami Eurex są w równych częściach niemieckie Deutsche Börse AG i szwajcarska Swiss Exchange.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 10

Na płaszczyźnie handlu energią, giełda EEX blisko współdziała z francuską giełdą energii Powernext. Obie spółki podpisały 6 marca 2008 r. porozumienie o współpracy i rozpoczęły proces łączenia swoich rynków energii w jednej wspólnej spółce EPEX Spot SE z siedzibą w Paryżu[32]. EEX i Powernext posiadają dokładnie po połowie udziałów w spółce. Europejska Giełda Energii wydzieliła firmę EEX Power Spot GmbH, która 31 grudnia 2008 r. stała się własnością EPEX Spot SE. W tym samym dniu do EPEX Spot SE przeniesiony został także francuski rynek dnia następnego. Na kolejnym etapie integracji (kwiecień 2009 r.), rynek terminowy obu giełd ma się skoncentrować w Lipsku (EEX Power Derivatives GmbH). W tym przypadku EEX AG będzie posiadać 80% udziałów, zaś pozostałe 20% przypadnie giełdzie Powernext[33]. Całością rozliczeń z rynków spot i terminowego ma się zająć izba rozliczeniowa EEC[34].



Rysunek 1. Struktura własnościowa EPEX *(Źródło: www.eexpwxcooperation.com)*.

Rynek EPEX ma w przyszłości połączyć rynki: francuski, niemiecki, austriacki i szwajcarski, które odpowiadają za ponad 1/3 całkowitej konsumpcji energii w Europie[35]. Utworzenie wspólnych struktur ma zwiększyć jego płynność oraz przejrzystość, aby rynek stał się bardziej atrakcyjny dla jego uczestników. Przyczyni się to także do standaryzacji i harmonizacji handlu oraz procesów rozliczeniowych. Usprawni standardy nadzoru, a także uskuteczni zarządzanie i wdrażanie mechanizmów łączenia (*market coupling*)[36] i dzielenia (*market splitting*) rynków. Działanie takie ma wspomóc budowę wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej oraz podnieść znaczenie EEX jako jednej z najważniejszych giełd energii na świecie.

Powernext – połączenie trzech rynków

Unijna dyrektywa dotycząca liberalizacji rynku energii elektrycznej z 1996 r.[37] została wdrożona we Francji 10 lutego 2000 r.[38] W tym samym okresie, pierwsza pan-europejska giełda Euronext Paris[39] (Francja, Holandia, Belgia) zdecydowała się rozpocząć prace nad zorganizowaniem rynku energii we Francji i 30 lipca 2001 r., razem z kilkoma innymi firmami[40], otworzyła giełdę energii Powernext SA.

W listopadzie 2001 r. wystartował rynek dnia następnego kontraktów na dostawy energii elektrycznej (*Powernext Day-Ahead*). W pierwszej sesji wzięło udział sześciu członków. Aktualnie rynek fizyczny skupia ponad 70 przedsiębiorstw z 12 państw Europy.

Z czasem uruchomiono także rynek terminowy (*Powernext Futures*), który miał stanowić zabezpieczenie ryzyka cenowego dla jego członków na okres płatności między jednym miesiącem a trzema latami[41], a także rynek bilansujący gazu (*Powernext Balancing GRTgaz*)[42], który jest wynikiem bliskiej współpracy giełdy z operatorem systemu przesyłowego gazu we Francji, GRTgaz. Rynek ten pozwala operatorowi na pokrycie zapotrzebowania na gaz poprzez mechanizmy rynkowe. Powstanie rynku bilansującego 12 kwietnia 2007 r. było jednym z etapów tworzenia zorganizowanego rynku gazu ziemnego we Francji. Po kilku latach planowania, udało się wreszcie Powernext SA, we współpracy z koncernem GDF Suez oraz operatorami przesyłowymi GRTgaz i TIGF, uruchomić pod koniec zeszłego roku rynek gazu ziemnego[43].

[32] Spółka EPEX Spot SE powstała 17 września 2008 r. EPEX Spot SA jest zarejestrowana we Francji, ale zasady jej działalności zostały zdefiniowane na poziomie europejskim (jest spółką europejską), aby uniknąć prawnych i praktycznych ograniczeń wynikających z istnienia różnych systemów prawnych.

[33] www.eexpwxcooperation.com

[34] Od 2008 r. EEC zajmuje się rozliczaniem kontraktów handlu gazem ziemnym zawartych na giełdzie Powernext.

[35] www.epexspot.com

[36] Współpraca EEX i Powernext znacząco ułatwia postępowanie procesu łączenia francusko-belgijsko-holenderskiego rynku energii z rynkami Niemiec i Luksemburga.

[37] Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. L 27 z 30.01.1997, str. 20-29).

[38] *Law n^{o} 2000-108 of 10 February 2000 on the modernisation and development of the public electricity service.*

[39] Po połączeniu się w 2007 r. z giełdą nowojorską, NYSE Euronext stała się pierwszą giełdą globalną (aktualnie największą na świecie), działającą w sześciu państwach: USA (NYSE), Wielkiej Brytanii (Liffe), Francji, Holandii, Belgii, Portugalii (Euronext). www.euronext.com

[40] Poza Euronext Paris, pierwszymi członkami giełdy Powernext były dwa potężne francuskie banki BNP-Paribas i Société Générale, francuski koncern petrochemiczny TotalFinaElf (Total), belgijski koncern energetyczny Electrabel oraz francuski (RTE) i belgijski (Elia) – operatorzy systemów przesyłowych.

[41] Funkcjonuje 5 dni w tygodniu (w godz. 9:00-16:00) i skupia 44 członków.

[42] Na rynku działa 16 członków.

[43] 26 listopada 2008 r. uruchomiono dwa nowe rynki Powernext Gas Spot (13 uczestników) oraz *Powernext Gas Futures* (14 uczestników).

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 11

Na giełdzie Powernext istniał także rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla (*Powernext Carbon*), jednakże pierwszy główny udziałowiec, giełda NYSE Euronext sprzedała swoje udziały w Powernext holdingowi operatorów systemu przesyłowego Francji, Holandii i Belgii (HGRT), w zamian za to wykupując w grudniu 2007 r. czołowy europejski rynek uprawnień do emisji CO_2. W związku z tym ponad połowa udziałów we własności giełdy Powernext (52,8%) przypada dzisiaj na trzech operatorów systemu przesyłowego energii elektrycznej[44]. Wśród innych akcjonariuszy należy wymienić koncerny energetyczne i petrochemiczne EDF, Electrabel, GDF Suez, Total, Endesa, Atel, Enel, oraz francuskich operatorów systemów przesyłowych gazu GRTgaz i TIGF[45].

Nadzór nad giełdą prowadzą dwa niezależne organy, Urząd ds. Rynków Finansowych (*AMF – Autorité des Marchés Financiers*)[46] oraz Komisja Regulacji Energetyki (*CRE – Commission de Régulation de l'Energie*). Pierwszy z nich jest profesjonalnym organem odpowiedzialnym za regulację i monitoring rynków regulowanych i pozagiełdowych.

Ta kolegialna instytucja składa się z różnych grup zawodowych biorących udział w rynku papierów wartościowych[47]. AMF podejmuje wszelkie niezbędne decyzje dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania rynków, w tym m.in. nadzoruje zgodność z przepisami dotyczącymi wymiany i z regulacjami dot. firm działających we Francji oraz zgodność transakcji przeprowadzanych na rynku regulowanym, ustanawia zasady dla operacji finansowych takich jak oferty publiczne, a także jest uprawniony do nakładania sankcji[48]. Komisja Regulacji Energetyki jest organem administracyjnym odpowiedzialnym za regulację francuskich rynków energii elektrycznej i gazu (francuski odpowiednik polskiego URE).

Jej głównym zadaniem jej zapewnienie sprawnego funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu we Francji, poprzez m.in. wspomaganie konkurencji i monitoring zorganizowanych rynków oraz transgranicznej wymiany energii elektrycznej i gazu. Komisja jest także gwarantem niezależności operatorów systemowych oraz prawa dostępu do sieci elektroenergetycznych oraz obiektów i systemów gazowych[49].

Od 21 listopada 2006 r. francuski rynek dnia następnego jest prowadzony w ramach połączonego systemu Francji, Belgii i Holandii. Umożliwia to zawieranie transakcji kupna/sprzedaży energii elektrycznej na regulowanych rynkach APX, Belpex i Powernext z jednoczesną alokacją przez operatorów systemów przesyłowych wszystkich trzech państw[50] zdolności połączeń wzajemnych niezbędnych dla realizacji tych transakcji. Trójstronne sprzężenie rynków dnia następnego (*trilateral market coupling*) optymalizuje wykorzystanie istniejących zdolności przesyłowych i możliwości handlu międzynarodowego. Jeśli nie istnieją ograniczenia transgraniczne, ceny na wszystkich trzech rynkach są jednakowe.

W przypadku pojawienia się ograniczeń przesyłowych, rynek z ceną najniższą eksportuje energię na rynek o cenie wyższej. W 2008 r. ceny na trzech rynkach były zbieżne w 72% czasu, zbieżność wynosiła 85% pomiędzy Francją a Belgią (spadek z 90% w porównaniu z rokiem 2007), oraz 84% pomiędzy Belgią a Holandią (wzrost z 72%)[51]. Po zamknięciu bramki zgłoszeń – od godziny 11:00 rano – zamówienia kupna i sprzedaży z trzech giełd są sumowane i dopasowywane w zależności od kolejności zamówień, niezależnie od ich pochodzenia i w granicach dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych (*available transfer capacity*). Każdy uczestnik otrzymuje wyniki rynku (ceny oraz ilości na 24 godziny następnego dnia), zgodnie z miejscowymi procedurami około godziny 11:15. Każdy kupujący (sprzedający) płaci (otrzymuje) cenę z obszaru, do którego należy[52].

Współdziałanie trzech systemów energetycznych pozwala na minimalizację różnic cenowych pomiędzy sąsiednimi rynkami oraz przyczynia się do zwiększenia ich płynności. Umożliwia systematyczne optymalne wykorzystanie połączeń międzysystemowych na francusko-belgijskiej i belgijsko-holenderskiej granicy. Dzięki sprzężeniu systemów dostęp do transakcji transgranicznych jest prostszy i bardziej sprawiedliwy, ponieważ wszyscy członkowie każdej giełdy będą automatycznie korzystać z dostępnych mocy przesyłowych bez konieczności nabywania określonego dostępu. Pomimo sprzężenia, każda giełda jest w stanie działać niezależnie, bez istotniejszych zmian w organizacji rynku (nie ma jednej księgi zamówień, ani jednego organu odpowiedzialnego za rozliczenia transakcji).

44) Francuski operator RTE (ponad 25%), holenderski TENNET i belgijski ELIA (oba po ok. 12,5%).

45) www.powernext.fr

46) AMF powstał 1 sierpnia 2003 r. z połączenia Komisji Operacji Giełdowych (*COB – Commission des opérations de bourse*), Rady ds. rynków finansowych (*CMF – Conseil des marchés Financiers*) oraz Rady ds. dyscyplinarnego zarządzania finansami (*CDGF – Conseil de discipline de la gestion Financiers*).

47) W skład Rady Urzędu wchodzi 16 osób nominowanych przez władze publiczne na 5 lat, w tym m.in. przedstawiciel Rady Stanu Francji, Sądu Kasacyjnego, Trybunału Obrachunkowego, Banku Francji, przewodniczący Krajowej Rady Rachunkowości, specjaliści w zakresie legislacji, przedstawiciel pracowników firm-akcjonariuszy, a także specjaliści w zakresie emisji papierów wartościowych i instrumentów finansowych desygnowani przez francuskiego ministra finansów.

48) www.amf-france.org

49) www.cre.fr

50) *Market coupling* jest to proces podobny do mechanizmu działającego w Skandynawii (*market splitting*), z tą różnicą, że w tym przypadku następuje połączenie trzech odrębnych rynków w jeden region, zaś w przypadku Skandynawii mamy do czynienia z podziałem rynku na strefy o różnych cenach.

51) www.powernext.fr

52) *Ibidem.*

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 12

W czerwcu 2007 r. ruszył proces łączenia trzech sprzężonych już rynków z rynkami Niemiec i Luksemburga[53]. W maju 2008 r. rozpoczęto także bliską współpracę z niemiecką Europejską Giełdą Energii (EEX AG) na rynkach energii elektrycznej, która zdecydowanie ułatwi proces łączenia się pięciu europejskich rynków energii, a w konsekwencji przyczyni się do utworzenia w przyszłości wspólnego rynku energii dla całej Unii Europejskiej.

Partnerami giełdy Powernext w procesie trójstronnego sprzężenia rynków (TLC), poza trzema operatorami systemu przesyłowego, są: belgijska giełda Belpex oraz holenderska APX Group.

Belpex jest belgijskim rynkiem fizycznym na dostawy energii elektrycznej. Rozpoczął swoją działalność w listopadzie 2006 r. wraz z początkiem współpracy w ramach TLC. Belpex w ponad 60% należy do belgijskiego operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej, Elia. Pozostałe prawa własności posiadają po równo giełdy Powernext i APX oraz operatorzy RTE i TenneT (każdy po 10%)[54]. Rynek działa na trzech segmentach:

- rynek dnia następnego (*DAM – day ahead market*),
- rynek dnia następnego – notowania ciągłe (*CoDAM – continuous day-ahead market*),
- rynek dnia bieżącego – notowania ciągłe (*CIM – continuous intraday market*).

Regulację nad segmentami rynku Belpex sprawują dwie niezależne instytucje: Komisja Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu (*CREG – Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz*)[55] oraz Komisja Bankowości, Finansów i Ubezpieczeń (*CBFA – La Commission Bancaire, Financière et des Assurances*)[56]. Obecnie na Belpex jest zarejestrowanych 32 uczestników.

APX Group jest jedną z najbardziej doświadczonych europejskich giełd energii, działającą na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego w Holandii, Wielkiej Brytanii oraz Belgii. Amsterdamska Giełda Energii (*Amsterdam Power Exchange*) powstała w maju 1999 r. jako pierwszy niezależny rynek energii elektrycznej w Europie Kontynentalnej. W 2003 r. giełda weszła na rynek brytyjski, wykupując giełdę gazu EnMO oraz giełdę energii elektrycznej APX-UK. Rok później APX stała się właścicielem brytyjskiej giełdy UKPX[57], zaś dwa lata później dołączono także dwa centra handlu gazem (huby), fizyczne Zeebrugge (Belgia) oraz wirtualne TTF (*Title Transfer Facility* – Holandia).

W latach 2001-2005 jedynym właścicielem APX był holenderski operator systemu przesyłowego TenneT. Następnie odsprzedał on 1/4 udziałów właścicielowi operatora systemu przesyłowego gazu ziemnego w Holandii (*Gas Transport Services*), firmie N.V. Nederlandse Gasunie. Obecnie obok TenneT i Gasunie, współwłaścicielem APX jest także belgijski niezależny operator systemu przesyłowego gazu Fluxys N.V. (około 4%)[58].

W ramach giełdy działa aktualnie pięć rynków fizycznych, na których operuje łącznie ponad 120 firm. Są to trzy rynki gazowe APX Gas NL (Holandia), APX Gas UK (Wlk. Brytania) oraz APX Gas ZEE (hub Zeebrugge – Belgia), a także dwa rynki energii elektrycznej APX Power NL (Holandia) i APX Power UK (Wlk. Brytania). Od 12 grudnia 2008 r., także giełda instrumentów finansowych ENDEX (Amsterdam)[59] jest częścią Grupy APX. ENDEX oferuje handel instrumentami finansowymi i usługi rozliczeniowe energii elektrycznej i gazu ziemnego (*futures*).

Rynki energii i gazu w Holandii działają na podstawie ustaw dotyczących energii elektrycznej (1998 r.) i gazu ziemnego (2000 r.). Za ich realizację oraz nadzór nad przestrzeganiem ich postanowień jest odpowiedzialny holenderski Urząd Regulacji Energetyki (*DTe – Energiekamer*). Giełda ENDEX jest nadzorowana przez Urząd ds. Rynków Finansowych (*Autoriteit Financiële Markten*) oraz Holenderski Bank Centralny (*De Nederlandsche Bank*). W Wielkiej Brytanii nadzór nad rynkami APX sprawują: regulator rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) oraz Urząd Regulacji Rynków Finansowych (*Financial Services Authority*).

OMEL – częściowy *power pool*

Proces tworzenia zliberalizowanego rynku energii w Hiszpanii rozpoczął się wraz z przyjęciem ustawy 54/1997 dotyczącej sektora energii elektrycznej z 27 listopada 1997 r., która była odpowiedzią na unijną dyrektywę elektroenergetyczną[60]. Na jej

53) 5 czerwca 2007 r. zostało podpisane międzynarodowe porozumienie (*Memorandum of Understanding*) w tej kwestii zawierające szczegółowy plan działań prowadzący do sprzężenia cen poczynając od marca 2010 r.

54) www.belpex.be

55) CREG pełni zadania doradcze w zakresie organizacji i funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu oraz nadzoru i monitoringu stosowania odpowiednich przepisów i rozporządzeń na podstawie ustaw dotyczących organizacji rynku energii elektrycznej (29 kwietnia 1999 r.) i przesyłania gazu i innych substancji rurociągami (12 kwietnia 1965 r.).

56) CBFA powstała w 2004 r. z połączenia Komisji Bankowości i Finansów (*Commission bancaire et financière*) utworzonej w 1935 r. oraz Urzędu Nadzoru Ubezpieczeń (*Office de contrôle des assurances*) powstałego w 1975 r. Jest odpowiedzialna za nadzór nad publicznymi instytucjami finansowymi i działalnością rynków finansowych oraz nad statusem innych specjalistów w dziedzinie finansów (np. brokerów).

57) W 2006 r. UKPX zmieniło nazwę na APX Power UK.

58) Fluxys wykupiło 2,68% praw własności w APX od TenneT Holding 5 marca 2008 r.

59) Giełda instrumentów finansowych ENDEX (*European Energy Derivatives Exchange*) powstała w 2002 r. w Amsterdamie (www.endex.nl).

60) Dyrektywa dot. wspólnych reguł wewnętrznego rynku energii elektrycznej 96/92/WE z 19 grudnia 1996 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 13

podstawie handel energią elektryczną został uwolniony i stworzono podstawy pod budowę zorganizowanego rynku. W oparciu o ustawę 54/1997 oraz Królewski Dekret 2019/97, w grudniu 1997 r., utworzono dwa niezależne podmioty, które miały się zająć zarządzaniem rynkiem energii w Hiszpanii. Za zarządzanie techniczne miał być odpowiedzialny operator systemu przesyłowego REE (*Red Eléctrica de Espana*), zaś za zarządzanie ekonomiczne, operator rynku **OMEL** (*Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad*). Ostatecznie 1 stycznia 1998 r., wraz z uruchomieniem giełdy ruszył proces budowy zliberalizowanego rynku energii elektrycznej w Hiszpanii[61]. Od stycznia 2003 r. rynek został otwarty dla wszystkich konsumentów[62], zaś operator rynku zmienił w 2004 r. nazwę na *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español*[63].

Ustawa 54/1997 ustanawia hiszpański rynek energii elektrycznej jako tzw. power pool, w ramach którego wszyscy istotni producenci energii elektrycznej w Hiszpanii są zobowiązani dostarczyć ją na giełdę, zarządzaną przez OMEL. Prawo pozostawia jednak możliwość zawierania kontraktów bilateralnych i pomimo, że handel na giełdzie (zgodnie z ustawą) ma charakter dobrowolny, to w praktyce, działa ona jak obligatoryjna.

W rzeczywistości, poza giełdą nie istnieje tak naprawdę znaczący handel bilateralny, pomimo, że nie jest on zabroniony[64]. Za obrotem energią w ramach OMEL przemawiają dwa główne argumenty. Po pierwsze, firmy oferujące energię elektryczną preferują udział w obrotach na giełdzie od czasu, kiedy firmy operujące poza nią nie płacą jednego z podstawowych komponentów ceny energii kontraktów zawieranych na giełdzie, czyli opłat za moc (*capacity payments*). Po drugie, ustawa 54/1997 ogranicza handel bilateralny do własnych obywateli. W przypadku, gdy kontrakty bilateralne są zawierane przez obywateli innego państwa, bądź firma je zawierająca nie posiada swojej siedziby w Hiszpanii, jest wymagane uzyskanie specjalnego zezwolenia od Dyrektora Generalnego ds. Energii (Ministerstwo Przemysłu, Handlu i Turystyki). Ma to na celu ochronę dostaw energii w Hiszpanii[65]. W związku z tym przez giełdę przechodzi zdecydowana większość energii elektrycznej zużywanej w Hiszpanii (73% w roku 2007)[66].

Giełda OMEL[67] jest wyłącznie fizycznym rynkiem energii elektrycznej. Działają na niej rynek dnia następnego (*day-ahead market*) oraz podzielony na sześć sesji rynek dnia bieżącego (*intraday market*). W 2008 r. na giełdzie było zarejestrowanych ponad 950 uczestników, z czego zdecydowana większość to producenci energii (834)[68]. Głównym udziałowcem giełdy jest portugalska giełda OMIP (10% własności).

> Giełda OMEL jest wyłącznie fizycznym rynkiem energii elektrycznej

Wśród pozostałych akcjonariuszy, poza instytucjami finansowymi, wyróżnić należy główne przedsiębiorstwa energetyczne działające na rynku hiszpańskim: Endesa, Iberdrola, Unión Eléctrica Fenosa oraz Hidroeléctrica del Cantábrico (wszystkie posiadają 5,14% udziałów w giełdzie). Funkcje nadzoru nad prawidłowym i zgodnym z hiszpańskim prawem funkcjonowaniem giełdy spełnia odpowiednik polskiego URE, Narodowa Komisja Energii (*CNE – La Comisión Nacional de Energia*).

Obrót na obu wspomnianych rynkach OMEL wyniósł w 2008 r. 290,8 TWh[69], co stawia hiszpańską giełdę energii w ścisłej europejskiej czołówce pod tym względem[70]. Jest to wynik wspólny dla Hiszpanii i Portugalii, ponieważ od 1 lipca 2007 r. OMEL ustala ceny dla obu rynków, co związane jest z ich procesem integracyjnym.

W przypadku braku przeciążeń w połączeniach między systemami cena energii dla obu państw jest taka sama. Jeśli przeciążenia jednak wystąpią, ceny się różnią. Pomimo różnic, zastosowanie metody *market splitting* gwarantuje maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych pomiędzy Hiszpanią a Portugalią[71].

Integrację rynków energii na Półwyspie Iberyjskim rozpoczęto w listopadzie 2001 r. od podpisania Protokołu o współpracy pomiędzy portugalską i hiszpańską administracją dla utworzenia Iberyjskiego Rynku Energii Elektrycznej[72], który kładł fundamenty pod dalszą współpracę obu państw w tej kwestii. Rok później, podczas hiszpańsko-portugalskiego szczytu w Valencii (październik 2002 r.) zdecydowano o modelu organizacyjnym przyszłego rynku, opartym o Iberyj-

61) Od początku istnienia hiszpańskiego rynku energii (1998 r.), prawie wszyscy producenci energii powyżej 50 MW mieli obowiązek uczestniczenia w rynku hurtowym.
62) *Spanish Regulator's Annual Report to the European Commission*, Comisión Nacional de Energía, 23 lipca 2008 r., s. 49.
63) *Annual Report 2007*, OMEL, s. 63.
64) M. Roggenkamp, F. Boisseleau, *The regulation of power exchanges in Europe*, Intersentia, 2005 r., s. 262.
65) *Ibidem*, s. 263.
66) Ch. Weber, *Variability and Unpredictability of Wind Energy as challenges for European system and market operation*, Paryż, 6 czerwca 2008 r., s. 9.
67) Pomimo, że OMEL jest tzw. poolem, nazwa „giełda" w tym przypadku jest szeroko stosowana.
68) *Annual Report* 2008, OMEL, s. 63.
69) Z czego 37,2 TWh przypada na rynek portugalski (*Annual Report 2008*).
70) Raporty *European Energy Markets Observatory* z lat 2004-2007, Capgemini. Consulting. Technology. Outsourcing.
71) *Annual Report 2008*, OMEL, s. 80
72) *Protocol for collaboration between the Portuguese and Spanish Administrations for the formation of an Iberian Electricity Market.*

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 14

skiego Operatora Rynku (*OMI – Operador de Mercado Ibérico*). Uzgodniono także, że do czasu ukonstytuowania się OMI, za zarządzanie integrującymi się rynkami, odpowiadać będą: Hiszpanie – za rynek spot (OMEL), oraz Portugalczycy – za rynek instrumentów pochodnych (OMIP)[73]. Następnie, podczas kolejnego szczytu iberyjskiego w Figueira da Foz (6 listopada 2003 r.), przyjęto porozumienie (*Memorandum of Understanding*), którego celem było ustalenie harmonogramu tworzenia pan-iberyjskiego rynku energii elektrycznej. Pierwszy termin połączenia rynków w 2004 r. nie doszedł do skutku w związku z politycznymi i technicznymi problemami w obu krajach. Podczas szczytu w Santiago de Compostela 1 października 2004 r. państwom udało się uzgodnić i podpisać traktat, na mocy którego powstał wspólny, hiszpańsko-portugalski rynek energii elektrycznej MIBEL[74]. Traktat wszedł w życie 10 kwietnia 2006 r. Ustanowił on ogólne zasady organizacji i zarządzania MIBEL, w tym w szczególności ramy organizacyjne rynku spotowego (OMEL) i rynku instrumentów pochodnych (OMIP). Po Nord Pool, MIBEL jest drugą udaną próbą pełnej integracji rynków energii różnych państw europejskich, wykraczającą poza rozwiązania typu *market coupling*[75]. Wspólny rynek instrumentów pochodnych na Półwyspie Iberyjskim wystartował w czerwcu 2006 r., a od 1 lipca 2007 r. funkcjonuje także wspólny rynek spotowy[76]. Na ostatnim szczycie hiszpańsko-portugalskim w mieście Zamora, rządy obu państw zdecydowały się przyśpieszyć proces integracji rynków i wyznaczyły ostateczny termin implementacji Iberyjskiego Operatora Rynku (OMI) na 15 czerwca bieżącego roku.

IPEX – najdroższa europejska giełda

Rynek energii elektrycznej we Włoszech jest dość specyficzny. Włochy od dłuższego czasu borykają się z problemami związanymi z dostawami energii. Kraj ten jest samowystarczalny energetycznie jedynie w 12%, pomimo, że produkcja energii jest we Włoszech dość wysoka[77]. Opiera się ona jednakże głównie o surowce importowane z innych państw. Znaczącą część zapotrzebowania na energię elektryczną Włochy są zmuszone pokrywać importem z Francji oraz Szwajcarii[78], co niesie ze sobą ryzyko niebezpiecznych awarii[79]. Jedną z przyczyn takiego stanu rzeczy jest aktualnie całkowity brak energetyki jądrowej, z której Włosi zrezygnowali pod koniec lat 80. ubiegłego wieku[80]. Produkcja energii w tym kraju opiera się głównie o gaz ziemny (ponad 50% produkcji energii), energię wodną oraz węgiel.

Od 1963 r. (znacjonalizowanie przemysłu energetycznego) cały rynek energii we Włoszech był zmonopolizowany przez państwowy koncern energetyczny Enel, jednakże wraz z implementacją unijnej dyrektywy elektroenergetycznej z 1996 r., Włochy rozpoczęły powolny proces liberalizacji rynku. W listopadzie 1995 r. ustanowiono niezależnego regulatora rynku energii elektrycznej i gazu AEEG (*Autorità per l'energia elettrica e il gas*), zaś w 1999 r. rozpoczęto prywatyzację koncernu Enel.

> Włochy od dłuższego czasu borykają się z problemami związanymi z dostawami energii

Włoski rynek energii powstał na mocy dekretu nr 79 z 16 marca 1999 r.[81], który wprowadził unijną dyrektywę elektroenergetyczną z 1996 r. do włoskiego porządku prawnego. Dekret Bersaniego[82] ustanowił dwa alternatywne sposoby handlu energią, poprzez giełdę energii lub poprzez kontrakty bilateralne, a także utworzył trzy różne instytucje odpowiedzialne za organizację rynku energii elektrycznej we Włoszech.

73) OMIP (*Operador do Mercado Ibérico de Energia*) został utworzony 16 czerwca 2003 r. przez portugalskiego operatora systemu przesyłowego REN (*Rede Eléctrica Nacional SA*). 16 stycznia 2004 r. 10% praw własnościowych OMIP trafiło do OMEL (na zasadzie wzajemności 10% giełdy OMEL należy do OMIP), pozostawiając 90% nadal w rękach REN. OMIP, wspólnie z izbą rozrachunkową OMIClear zarządza iberyjskim rynkiem instrumentów pochodnych.

74) Porozumienie pomiędzy Republiką Portugalii a Królestwem Hiszpanii dotyczące ukonstytuowania Iberyjskiego Rynku Energii Elektrycznej (*MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade*).

75) www.omip.pt

76) *Spanish Regulator's Annual Report to the European Commission*, CNE, 23 lipca 2008 r., s. 29.

77) T. Fornalczyk, *Rynek energii elektrycznej – WŁOCHY*, „Polska Energia", marzec 2009 r.

78) Włochy w 2007 r. aż 15,7% zapotrzebowania na energię elektryczną pokrywały właśnie z importu, z czego ponad 90% pochodziło z Francji i Szwajcarii. Pozostała część energii elektrycznej była importowana z Austrii, Grecji, oraz od września 2007 r. ze Słowenii.

79) Przykładem może być wielka awaria energetyczna, do jakiej doszło 28 września 2003 r., kiedy to w związku z awarią linii wysokiego napięcia w Szwajcarii i w konsekwencji, separacją włoskiego systemu elektrycznego od europejskiej sieci UCTE, praktycznie cały Półwysep Apeniński został pozbawiony prądu na kilka godzin (J. Biedrzycki, K. Wiśniewski, A*waria we Włoszech z 28 września 2003 r. – raport*, Biuletyn URE Nr 4/2004).

80) W referendum (8-9 listopada 1987 r.) ponad 70% Włochów wypowiedziało się przeciwko wykorzystaniu energii z atomu i rząd zdecydował się zamknąć do 1990 r. wszystkie elektrownie jądrowe w tym kraju. Aktualnie trwają próby powrotu do wykorzystywania energii atomowej we Włoszech.

81) Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 „Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".

82) Potocznie stosowana nazwa dekretu 79/1999, pochodząca od nazwiska ówczesnego Ministra Przemysłu, Handlu i Turystyki, Pier Luigi Bersaniego.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 15

Pierwszą z nich był operator krajowych sieci elektroenergetycznych GRTN (*Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale*), który miał być odpowiedzialny za bezpieczeństwo i stabilność systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z dekretem Prezesa Rady Ministrów Włoch z 11 maja 2004 r., od 1 listopada 2005 r. funkcje operatora systemu przesyłowego pełni firma TERNA, zaś GRTN zmieniło nazwę na GSE (*Gestore dei Servizi Elettrico*) i obecnie skupia się głównie na promocji i zachęcaniu do produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. GSE zarządza rynkiem zielonych certyfikatów (odnawialne źródła energii) oraz kontroluje dwie następne instytucje wspomniane w dekrecie, przedsiębiorstwo Jednego Nabywcy (*Single Buyer*) oraz operatora rynku GME.

Jeden Nabywca (*AU – Acquirente Unico*) ustanowiony w 2000 r., według dekretu, miał gwarantować bezpieczeństwo, ciągłość i efektywność dostaw oraz określać taryfy dla odbiorców taryfowych (*captive consumers*). AU działa dokonując zakupu energii na giełdzie lub w kontraktach bilateralnych, i jej odsprzedaży dystrybutorom na niedyskryminacyjnych warunkach, umożliwiając zastosowanie jednolitej taryfy krajowej dla odbiorców końcowych. Od 1 lipca 2007 r. w związku z pełnym otwarciem rynku energii elektrycznej (wszyscy odbiorcy mogą swobodnie wybierać dostawcę energii), AU ma za zadanie zaopatrywać w energię elektryczną konsumentów wrażliwych (gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa).

Operator rynku energii elektrycznej GME (*Gestore del Mercato Elettrico*) został utworzony 27 czerwca 2000 r. i jest odpowiedzialny za zorganizowanie i zarządzanie transakcjami na rynku energii elektrycznej[83]. Rynek ten, powszechnie znany jako **IPEX** (*Italian Power Exchange*) wystartował 1 kwietnia 2004 r. Na początku mogli na nim handlować wyłącznie Jedyny Nabywca oraz pozostali sprzedawcy energii. Od 1 stycznia 2005 r. do rynku dopuszczeni zostali także konsumenci. Wolumen obrotu energią elektryczną na rynku fizycznym IPEX jest jednym z najwyższych w całej Europie. W 2007 r. obrót energią elektryczną wyniósł 221,3 TWh[84]. Wysoka jest także średnia, roczna cena energii notowana w 2007 r. na rynku Włoskim (70,99 €/MWh)[85], która już tradycyjnie od kilku lat jest zdecydowanie najwyższa w Europie[86].

W skład giełdy IPEX wchodzi rynek spot energii elektrycznej oraz rynek *forward*[87]. W ramach rynku natychmiastowego (spot) działają:

- Rynek dnia następnego (*MGP – Mercato del giorno prima*), na którym dokonuje się obrotu godzinowymi blokami energii z dostawą na następny dzień (rynek działa na zasadzie mechanizmu *market splitting* i jest podzielony na strefy geograficzne)[88]. Udział w rynku nie jest obowiązkowy.
- Rynek dostosowawczy (*MA – Mercato di aggiustamento*), który jest otwierany po zamknięciu MGP i umożliwia uczestnikom rynku wprowadzenie zmian do grafików zdefiniowanych na rynku MGP poprzez następne oferty kupna i sprzedaży. Także i udział na rynku dostosowawczym jest dobrowolny.
- Rynek usług systemowych (*MSD – Mercato del servizio di dispacciamento*), na którym operator systemu przesyłowego TERNA[89] nabywa niezbędne środki do sprawnego zarządzania, obsługi, bilansowania i kontrolowania systemu elektroenergetycznego[90]. Udział w MSD jest obowiązkowy, ale ograniczony do jednostek, które są uprawnione do dostarczania usług systemowych oraz do ich użytkowników (producenci energii, odbiorcy końcowi, Jeden Nabywca).

Uczestnicy rynku natychmiastowego są automatycznie także uczestnikami rynku terminowego (*forward*). Aktualnie na IPEX działa 154 uczestników. W ramach organizacji i zarządzania rynkiem energii operator rynku GME jest również odpowiedzialny za organizację handlu zielonymi certyfikatami (od początku działania giełdy) i białymi certyfikatami (efektywność energetyczna) od marca 2006 r., a także jednostkami redukcji emisji CO_2 od kwietnia 2007 r. Ponadto, od kwietnia 2007 r., na mocy decyzji AEEG nr 111/06, GME zarządza elektroniczną platformą rejestracji kontraktów bilateralnych *Forward Electricity Account Trading Platform* (*PCE – Piattaforma dei Conti Energia*), na której kontrakty są m.in. sprawdzane pod kątem zgodności z ograniczeniami przesyłowymi w sieci.

Nadzór nad włoskim rynkiem energii elektrycznej dekret powierzył Urzędowi Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu (AEEG). AEEG jest także odpowie-

83) D. Floro, *Selecting static oligopolistic models in the Italian wholesale electricity market*, 21 kwietnia 2009 r., s. 3.

84) *Annual report to the European Commission on regulatory activities and the state of services in the electricity and gas sectors*, AEEG, 31 lipca 2008 r., s. 37.

85) Wg statystyk giełdy (www.mercatoelettrico.org).

86) Dla porównania średnia cena energii elektrycznej na głównych europejskich giełdach energii wyniosła w 2007 r. kolejno: na Nord Pool 27,93 €/MWh, EEX 37,99 €/MWh, Powernext 40,88 €/MWh i OMEL 39,35 €/MWh.

87) Giełda instrumentów pochodnych energii elektrycznej IDEX (*Italian Derivatives Energy Exchange*) działa od niedawna jako część włoskiego rynku instrumentów pochodnych IDEM (*Italian Derivatives Market*) na włoskiej giełdzie (*Borsa Italiana*).

88) Aktualnie wyróżniamy sześć stref geograficznych na rynku energii elektrycznej we Włoszech (wyznaczone na lata 2009-2011). Są to cztery strefy kontynentalne: strefa północna, strefa północno-centralna, strefa południowo-centralna, strefa południowa oraz dwie strefy na wyspach: Sycylia i Sardynia (www.mercatoelettrico.org).

89) TERNA posiada ponad 97% sieci przesyłowej we Włoszech.

90) www.mercatoelettrico.org

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 16

dzialny za promowanie i monitorowanie konkurencji, w tym w szczególności, wraz z organem antymonopolowym AGCM (*Autorità garante della concorrenza e del marcato*), za monitorowanie funkcjonowania rynku energii elektrycznej dla wykrywania wszelkich anty-konkurencyjnych zachowań operatorów[91].

Podsumowanie

Od początku liberalizacji rynków energii elektrycznej w państwach europejskich, znaczenie oraz wielkość obrotu energią poprzez giełdę stale rosną. To właśnie w Europie, a konkretnie w Skandynawii, powstała pierwsza międzynarodowa giełda energii elektrycznej na świecie – Nord Pool (1996 r.). Niedługo potem działalność rozpoczęły giełdy w Hiszpanii (1998 r.), w Holandii i Polsce (1999 r.), w Niemczech[92] i Wielkiej Brytanii (2000 r.), Francji (2001 r.) oraz Austrii (2002 r.). W całej Europie powstają nowe giełdy, zaś te już istniejące coraz bliżej ze sobą współpracują, co możemy zaobserwować m.in. chociażby na przykładzie sprawnie funkcjonującego mechanizmu *trilateral market coupling* pomiędzy giełdami Powernext, Belpex i APX Group lub też współpracy w ramach EPEX (Powernext, EEX) i MIBEL (OMEL, OMIP).

W wielu przypadkach giełdy energii są wspierane przez rządy swoich państw, czego doskonałym przykładem jest częściowy *power pool* w Hiszpanii (OMEL). Także we Włoszech i Wielkiej Brytanii państwo znacząco przyczyniło się do rozwoju rynku, zaś w Skandynawii, pomimo, że na poziomie krajowym handel energią na giełdzie ma charakter dobrowolny, to w przypadku wymiany transgranicznej został ustanowiony obligatoryjny handel poprzez Nord Pool. Często, jak w przypadku m.in. giełd Nord Pool, IPEX oraz częściowo Powernext, Belpex i APX, właścicielem jest państwowy operator lub grupa operatorów systemów przesyłowych. Hiszpański OMEL, choć powstał w oparciu o ustawę i królewski dekret, jest przedsiębiorstwem prywatnym (największym udziałowcem jest portugalska giełda OMIP posiadająca 10% praw własności). W Niemczech, głównymi udziałowcami giełdy EEX, są giełda Eurex, koncerny energetyczne oraz w mniejszej części niemiecki kraj związkowy Saksonia i miasto Lipsk.

Także nadzór nad giełdami energii elektrycznej prowadzą głównie instytucje państwowe. Dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania rynków finansowych, są one regulowane i monitorowane przez odpowiednie organy, takie jak np. Urząd Nadzoru Finansowego Norwegii (*Kredittilsynet*) dla Nord Pool ASA, Urzędy ds. Rynków Finansowych dla giełd francuskiej Powernext (AMF), i holenderskiej ENDEX (AFM), czy też belgijska Komisja Bankowości, Finansów i Ubezpieczeń (CBFA). W Niemczech nadzór nad giełdami przypada państwom związkowym[93]. Za nadzór nad rynkiem kapitałowym w Polsce odpowiada obecnie Komisja Nadzoru Finansowego (KNF). W przypadku rynków fizycznych, za monitoring oraz wspomaganie konkurencji na rynku, w zdecydowanej większości państw odpowiedzialni są regulatorzy rynku, m.in. Norweska Dyrekcja ds. Zasobów Wodnych i Energii (NVE) w Norwegii, Komisja Regulacji Energetyki (CRE) we Francji, Komisja Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu (CREG) w Belgii, Urząd Regulacji Energetyki (DTe) w Holandii, Narodowa Komisja Energii (CNE) w Hiszpanii, Biuro Rynków Energii Elektrycznej i Gazu (Ofgem) w Wielkiej Brytanii oraz Urząd Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu (AEEG) we Włoszech.

Możemy się spodziewać, że w najbliższym okresie dość szybkie tempo rozwoju giełd energii na kontynencie europejskim nadal będzie się utrzymywać. Proces współpracy i łączenia się giełd znacząco wspiera próby utworzenia wspólnego europejskiego rynku energii, a tym samym przyczynia się do wzmocnienia pozycji i znaczenia państw Unii Europejskiej w kontaktach handlowych na globalnym rynku energii elektrycznej.

Andrzej Jarema Nehrebecki
Absolwent Instytutu Stosunków Międzynarodowych UW

91) F. Cariello, *The Italia Electricity Market*, AEEG, 6 października 2008 r., s. 17.

92) W 2000 r. otwarto dwie niemieckie giełdy energii z możliwością fizycznego handlu energią elektryczną LPX w Lipsku oraz EEX we Frankfurcie n. Menem, które dwa lata później połączyły się tworząc Europejską Giełdę Energii (EEX).

93) W przypadku EEX funkcje nadzorcze pełni Ministerstwo Gospodarki i Pracy Saksonii (M. Roggenkamp, *The regulation of Power Exchange In Europe*, 2005 r., s. 176).

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 17

Komentarz do artykułu „Giełdy energii elektrycznej w Unii Europejskiej”

Andrzej Jarema Nehrebecki odbył praktykę zawodową w Wydziale Rynku Energii Elektrycznej w Departamencie Promowania Konkurencji URE. Zajmował się zagadnieniami dotyczącymi organizacji i monitorowania rynku hurtowego, w tym międzynarodowego, czego efektem jest m.in. artykuł opublikowany na stronach 6-16.

Giełda, jako zorganizowany i nadzorowany rynek energii elektrycznej, zapewnia osiągnięcie co najmniej trzech celów:

- równoprawny dostęp uczestników rynku do energii elektrycznej poprzez zagwarantowanie jednakowych warunków udziału w obrocie giełdowym (brak dyskryminacji uczestników w dostępie do rynku),
- transparentność obrotu energią elektryczną poprzez zagwarantowanie dostępu do informacji na jednakowych warunkach dla wszystkich uczestników rynku (brak asymetrii informacji),
- wypracowanie urealnionej ceny referencyjnej dla innych form obrotu energią poprzez organizację istotnej części hurtowego obrotu energią na rynku zorganizowanym (cena odniesienia dla rynku).

Giełdy to rynki zorganizowane, poprzez które dokonuje się integracji krajowych rynków energii w państwach członkowskich Unii Europejskiej. Aukcje niejawne na transgraniczne zdolności przesyłowe, realizowane z udziałem giełd energii, uważa się za bardziej efektywne od aukcji jawnych (alokacja zdolności przesyłowych bez obrotu energią), gdyż kierunek przepływu energii elektrycznej jest zawsze zgodny z różnicą cen na rynkach krajowych. Pozwala to na maksymalizację funkcji celu, w warunkach ograniczonych zdolności przesyłowych, jaką jest dobrobyt społeczny. Integracja rynków krajowych w Unii Europejskiej odbywa się w ramach dwóch mechanizmów: podział rynku (*market splitting*), bądź też łączenie rynków (*market coupling*). Jest to możliwe w przypadku odpowiednio płynnych rynków giełdowych. Płynność rynku giełdowego jest miarą dojrzałości rynku energii elektrycznej. Mówią o tym m.in. wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami[1)], zwalniające z obowiązku organizowania długoterminowych aukcji jawnych na transgraniczne moce przesyłowe w przypadku rynków dojrzałych tj. na których efektywnie działają finansowe rynki energii elektrycznej. Efektywnie działające rynki finansowe są pochodną dobrze zorganizowanych i skutecznie nadzorowanych fizycznych rynków energii, charakteryzujących się dużą płynnością i uczestnictwem wielu podmiotów.

Powyższy artykuł opisuje wybrane giełdy energii elektrycznej w Europie, skupiając się przede wszystkim na zagadnieniach związanych z organizacją tych rynków, wspominając o ich roli w procesie budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej. Informacje w nim zawarte mogą stanowić zatem bazę do wykorzystania w trakcie dyskusji nad rolą giełdy energii elektrycznej w Polsce, przedstawiając doświadczenia innych krajów europejskich w tym obszarze.

Opracował: dr inż. Rafał Gawin,
Naczelnik w Departamencie Promowania Konkurencji URE

[1)] Wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami stanowią załącznik do Rozporządzenia nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Zmienione wytyczne weszły w życie 1 grudnia 2006 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 18

Sprawozdania z realizacji programów zgodności w spółkach operatorów systemów dystrybucyjnych za rok 2008 – analiza porównawcza

Monika Gabrysiak

Jednym z najistotniejszych, stosunkowo nowych rozwiązań istniejących na rynku energii (wprowadzonych nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 4 marca 2005 r. ze względu na konieczność wdrożenia do prawa krajowego dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE, dotyczących wspólnych zasad rynku wewnętrznego odpowiednio energii elektrycznej i gazu ziemnego), jest oddzielenie działalności wytwórców i przedsiębiorstw obracających energią od działalności w zakresie przesyłu i dystrybucji energii. Obowiązkowe, prawne, organizacyjne i decyzyjne oddzielenie działalności operatora od pozostałej działalności prowadzonej przez pionowo zintegrowane podmioty, które przewiduje art. 9d ust 1. ustawy – Prawo energetyczne, ma na celu zapewnienie uczestnikom rynku równego dostępu do sieci, który powinien być oparty na zasadach niedyskryminacyjnych. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) i operatorzy systemów przesyłowych (OSP), funkcjonujący w ramach struktur zintegrowanych pionowo, powinni dążyć do zapewnienia neutralności w stosunku do poszczególnych użytkowników sieci.

Zgodnie z przyjętymi w ustawie – Prawo energetyczne rozwiązaniami, OSD i OSP są zobowiązani do przygotowania tzw. programów zgodności, które określają działania, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym obowiązki pracowników, wynikające z tych programów. Do 31 marca każdego roku OSP i OSD obowiązani są przedstawiać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdania za rok poprzedni z realizacji tych programów.

Do złożenia sprawozdania Prezesowi URE nie są zobowiązani następujący OSD (6):

1) OSD elektroenergetyczny, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż sto tysięcy,
2) OSD obsługujący system elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych,
3) OSD gazowy, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku nie przekracza 100 mln m^3.

Rozwiązania te, mające służyć promowaniu zasad uczciwej konkurencji, obowiązują od 1 lipca 2007 r.

Wytyczne Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w sprawie dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego

Zgodnie z Wytycznymi Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w sprawie dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE dotyczących rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego, celem programu zgodności jest stworzenie formalnych ram zapewniających działanie przedsiębiorstwa sieciowego, jako całości, jak również poszczególnych jego pracowników i zarządu, zgodnie z zasadą niedyskryminacji. W Wytycznych zwrócono uwagę, że dla realizacji ww. celu konieczne jest rozważenie trzech kwestii:

1. Zawartość programu – powinien on zawierać reguły postępowania pracowników w celu eliminacji zachowań dyskryminacyjnych.
2. Sposób wdrożenia programu – aktywne działanie na rzecz wdrożenia programu i promocja szczególnych działań i procedur.
3. Efektywny monitoring i regularna sprawozdawczość z realizacji programu.

Efektywny monitoring i regularna sprawozdawczość z realizacji programu

W 2009 r. wszyscy OSD (14) i jeden funkcjonujący na rynku polskim OSP, którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2008, dochowując ustawowego terminu.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 19

Przedstawiona poniżej analiza sprawozdań z realizacji ww. programów jest szczególnie istotna, gdyż obejmuje pierwszy pełny rok działalności operatorów na warunkach przewidzianych w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W dokonanej analizie, zgodnie z ww. Wytycznymi, zostały wzięte pod uwagę następujące kryteria:

A. Regularność dokonywania monitoringu w zakresie programu zgodności;
B. Przejrzystość (z podkreśleniem udziału pracowników w realizacji programu zgodności poprzez wskazanie, że ich postępowanie jest stale poddawane ocenie według warunków programu);
C. Ustanowienie podmiotu odpowiedzialnego za monitorowanie programu zgodności;
D. Akceptacja sprawozdania przez niezależnych członków rady nadzorczej operatora przed przekazaniem do Prezesa URE.

A. i C. Regularność monitoringu w zakresie programu zgodności oraz ustanowienie podmiotu odpowiedzialnego za jego monitorowanie

Ważnym elementem realizacji programu zgodności jest regularność monitoringu w odniesieniu do programu zgodności oraz ustanowienie podmiotu odpowiedzialnego za monitorowanie jego realizacji. Istotnym elementem monitoringu jest także, nałożony przez ustawę – Prawo energetyczne, obowiązek przekazywania do URE sprawozdań z realizacji ww. programów.

W tym zakresie wydaje się, że kwestia ta, w większości przypadków, została zorganizowana i opisana przez operatorów bardziej szczegółowo w sprawozdaniach za rok 2008 niż w roku poprzednim.

W zdecydowanej większości wypadków organami odpowiedzialnymi za monitorowanie programu zgodności są członkowie zarządu (którzy zazwyczaj zatwierdzili sprawozdanie z realizacji programu zgodności) – w wielu przypadkach we współpracy z koordynatorami ds. programu zgodności (w PSE Operator SA jest to Stanowisko ds. Programu Zgodności), których zakres odpowiedzialności jest różny. Program zgodności jest przyjmowany zazwyczaj jako zarządzenie kierownictwa spółki lub też stanowi regulamin wewnętrzny spółki.

Kilku operatorów wskazało szczegółowo, w jaki sposób została przeprowadzona kontrola realizacji postanowień programu zgodności w 2008 r.

W PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o. kontrolę w 2008 r. przeprowadził Wydział Kontroli Wewnętrznej i Audytu wspólnie z Koordynatorem ds. Programu Zgodności. Wykazała ona, że pracownicy generalnie przestrzegają postanowień programu zgodności, w tym procedur związanych ze świadczeniem usług przyłączeniowych, zmianą sprzedawcy energii elektrycznej oraz realizacją skarg i reklamacji użytkowników i potencjalnych użytkowników systemu. Za wyjątkiem kilku sporadycznych odstępstw od zapisów programu zgodności (tj. wydanie warunków przyłączeniowych po wymaganym terminie, dwa przypadki możliwości wystąpienia konfliktu interesów), nie stwierdzono dyskryminacyjnego lub nierównego traktowania użytkowników systemu. Efektem kontroli było przedstawienie zaleceń dla Koordynatora ds. Programu zgodności odnośnie doprecyzowania zapisów programu, dotyczących trybu postępowania w przypadku konfliktu interesów, przeprowadzenie dodatkowych szkoleń dla pracowników realizujących usługi na rzecz użytkowników i potencjalnych użytkowników systemu oraz wyciągnięcie wniosków dyscyplinarnych w stosunku do pracowników, którzy są odpowiedzialni za naruszenia programu zgodności.

Ze sprawozdania PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o. wynika, iż monitorowanie programu zgodności jest zadaniem Pełnomocnika ds. Programu Zgodności, który na żądanie zarządu operatora sieci dystrybucyjnej przynajmniej raz w roku przeprowadza kontrolę realizacji programu zgodności. Wnioski z oceny przedstawia on zarządowi OSD, który może wyznaczyć plan działań, jakie zostaną podjęte w ciągu kolejnych 12 miesięcy w celu realizacji postanowień programu (w sprawozdaniu nie znalazły się natomiast informacje, czy kontrolę taką rzeczywiście w 2008 r. przeprowadzono oraz jakie były jej wyniki).

> „Ważnym elementem realizacji programu zgodności jest regularność monitoringu

W PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z. o.o. Koordynator ds. Programu Zgodności wystąpił do zarządu z wnioskiem o przeprowadzenie kontroli w zakresie procesu szkolenia pracowników, sprawdzenie, czy stosowane są jednolite wzorce wniosków, umów oraz innych dokumentów wykorzystywanych w procedurach kontaktów z użytkownikami lub potencjalnymi użytkownikami systemu, czy funkcjonuje system ochrony informacji sensytywnych oraz czy nie wystąpiły przypadki dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Kontrola ta, w ww. zakresie nie wykazała występowania przypadków odstępstw od zasad zawartych w programie zgodności.

Szczegółowo kwestię monitoringu realizacji i przestrzegania programu zgodności opisał ENEA Operator Sp. z o.o. Spółka ta powołała regionalnych koordynatorów ds. programu zgodności, którzy podlegają kierownikowi komórki sprawującej kompleksowy nadzór nad realizacją programu zgodności. ENEA Operator Sp. z o.o. prowadził badania ankietowe (po zakoń-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 20

czeniu I i II półrocza), audyty wewnętrzne (w IV kwartale 2008 r.) i kontrole wewnętrzne (w III i IV kwartale 2008 r.). Kierownik komórki, sprawujący kompleksowy nadzór nad realizacją programu zgodności, dokonał analizy realizacji postanowień programu zgodności w oparciu o przedstawione ankiety. W ramach audytów wewnętrznych spółka ta dokonała sprawdzenia praktycznej realizacji programu zgodności oraz zbadała świadomość pracowników w zakresie zasad równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników lub potencjalnych użytkowników systemu dystrybucyjnego. Kontrole wewnętrzne dotyczyły zachowań dyskryminacyjnych i ich eliminacji, konfliktu interesów, postępowań z sensytywnymi informacjami handlowymi. W wyniku dokonanego monitoringu realizacji programu zgodności ustalono, że istnieje możliwość wystąpienia sytuacji konfliktu interesów, nie wystąpiły skargi lub reklamacje zawierające zarzuty dyskryminowania użytkowników systemu i potencjalnych użytkowników systemu lub sprzedawców. Określono zachowania noszące potencjalne znamiona dyskryminacji w obszarze stosowania zapisów taryfy spółki, stosowania elementów wizerunkowych spółki, korespondencji z klientem w zakresie przyłączania do sieci dystrybucyjnej. Sformułowano także zalecenia dotyczące dalszych działań i doskonalenia programu zgodności.

W ENION SA nadzór operacyjny nad przestrzeganiem postanowień programu zgodności sprawuje pełnomocnik ds. niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Monitorowanie przestrzegania programu zostało przeprowadzone w oparciu o audyty, na podstawie których przeprowadzono ocenę funkcjonowania poszczególnych procesów. Także pełnomocnik ds. niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego dokonał przeglądu procesów pod kątem identyfikacji zachowań dyskryminacyjnych. Rezultaty tego przeglądu zostały przedstawione Wiceprezesowi ds. Dystrybucji – zdiagnozowano obszary związane ze świadczeniem przez tę spółkę usług w zakresie prowadzenia kompleksowej obsługi klientów na rzecz wydzielonej spółki obrotu, stanowiące potencjalne zagrożenie dla przestrzegania programu (zagrożenia te zostały usunięte). Poza tym na terenie działania ENION SA w 2008 r. nie odnotowano informacji i skarg dotyczących naruszenia postanowień programu zgodności.

PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., na podstawie programu zgodności zarządza przeprowadzenie, co najmniej raz w roku, kontroli wewnętrznej przestrzegania postanowień programu oraz jego realizacji. Koordynator ds. programu zgodności opracował listę obszarów kontroli ww. programu, a zarząd spółki powołał zespół, który opracował dokument pt. „Zakres kontroli z realizacji Programu Zgodności w Centrali Spółki i Zakładzie Energetycznym". Następnie zespół przeprowadził kontrolę przestrzegania programu zgodności. Opracowano jednolity druk protokołu kontroli dla centrali spółki i dla zakładów energetycznych – sporządzono protokoły częściowe i protokół końcowy, który zawiera ogólne wnioski z kontroli. Nie stwierdzono rażących naruszeń postanowień programu zgodności. Dla realizacji wniosków i zaleceń wynikających z protokołu zbiorczego zarząd spółki powołał zespół, którego zadaniem było wypracowanie lepszych rozwiązań i wyeliminowanie niedociągnięć. Członkowie zespołu zostali zobowiązani do przedłożenia w określonych terminach raportów z podjętych działań. W celu realizacji programu zgodności zweryfikowany został plan dalszych działań koordynatora ds. programu zgodności, pracowników operatora oraz zarządu.

W EnergiaPro SA operacyjny nadzór nad przestrzeganiem postanowień programu zgodności sprawuje Dyrektor ds. Dystrybucji. Monitorowanie przestrzegania programu zgodności odbywa się w oparciu o plan audytów, na podstawie którego nie stwierdzono działań dyskryminacyjnych w zakresie kontaktów spółki z użytkownikami systemu dystrybucyjnego. Ponadto koordynator programu, wraz z powołanym do tego zespołem, dokonał w oddziałach spółki przeglądu pod kątem identyfikacji zachowań dyskryminacyjnych, a przeprowadzone kontrole nie wykazały przypadków naruszenia postanowień programu zgodności. PGE Dystrybucja Łódź – Teren SA przeprowadziła kontrole w jednostkach terenowych spółki w zakresie przestrzegania postanowień programu zgodności, które prowadził lub nadzorował koordynator ds. programu zgodności. Wyniki kontroli potwierdziły realizację programu zgodności przez pracowników, zgodnie z jego postanowieniami oraz brak skarg użytkowników i potencjalnych użytkowników systemu dotyczących postanowień tego programu.

RWE Stoen Operator Sp. z o.o. organizuje warsztaty monitoringu, podczas których koordynator ds. programu zgodności spotyka się z pracownikami różnych wydziałów w celu przypomnienia zapisów programu oraz wyjaśniania wszelkich wątpliwości. Spółka stosuje ankiety badawcze, w oparciu o które stwierdzono m.in., że wśród obszarów, w których możliwe jest naruszenie programu zgodności najczęściej wymienia się materiały szkoleniowe, proces przyłączeniowy, usługi dystrybucyjne oraz informacje dotyczące mocy przyłączeniowych odbiorców (szczegółowa analiza tych kwestii zostanie przeprowadzona w 2009 r.). Zapewniono także sprawną komunikację z koordynatorem programu poprzez stworzenie adresu elektronicznego, za pomocą którego każdy pracownik, jak również osoba spoza OSD może skontaktować się pracownikami OSD posiadającymi wiedzę i upoważnienie do udzielania odpowiedzi na pytania dotyczące programu zgodności. Zorganizowano także dyżury koordynatora ds. programu zgodności. Ponadto przeprowadzono audyt

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 21

wewnętrzny, w wyniku którego dopracowano procedury archiwizacji oświadczeń składanych przez pracowników oraz postępowanie w przypadku naruszenia programu zgodności (zalecenia poaudytowe zostały zrealizowane). Na podstawie posiadanych informacji oraz dokumentacji stwierdzono brak naruszeń programu zgodności w 2008 r.

W PSE Operator SA stworzono Stanowisko ds. programu zgodności (PZ) w Biurze zarządu PSE Operator SA. PZ opracował i przekazał zarządowi PSE Operator SA do zatwierdzenia raporty kwartalne z realizacji programu zgodności, które następnie (po ich zatwierdzeniu) zostały umieszczone w folderach publicznych PSE Operator SA. Spółka ta poinformowała, że nie wystąpiły żadne przypadki naruszenia programu zgodności przez pracowników ani sytuacje konfliktu interesów, a także, iż nie wpłynęły żadne nowe skargi ani reklamacje od uczestników rynku. Przekazano ponadto informacje na temat aktualnego stanu spraw w odniesieniu do sporów toczących się Departamencie Sprzedaży tej spółki.

ENERGA – Operator SA przeprowadziła kontrolę wewnętrzną, w wyniku której stwierdzono, że na stronach internetowych spółki znalazły się informacje dotyczące spółki ENERGA – Obrót SA, co zakwalifikowano jako zachowanie dyskryminacyjne (informacje te zostały usunięte). Spółka poinformowała także, że w 2008 r. nie stwierdzono żadnych skarg w zakresie dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu lub potencjalnych użytkowników systemu, jak również nie zanotowano przypadków wystąpienia sytuacji konfliktu interesów.

Bardzo ogólnie rolę pełnomocnika ds. programu zgodności w dokonywanym monitoringu przedstawiła spółka PGE Dystrybucja – Zamość Sp. z o.o., która poinformowała, że dokonał on przeglądu stosowanych dokumentów i wzorców (w szczególności w zakresie kwestii zmiany sprzedawcy) i brał udział w ich przygotowaniu, przedstawiał zarządowi propozycje i uwagi związane z funkcjonowaniem programu zgodności, udzielał odpowiedzi na pytania zadawane przez pracowników. Spółka ta oznajmiła także, że w 2008 r. nie zgłoszono żadnych naruszeń programu zgodności, nie wpłynęły też żadne wnioski i uwagi w tym zakresie.

Podobną informację przedstawiła PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o., która dodatkowo zakomunikowała, że w 2009 r. planuje przeprowadzenie szczegółowych kontroli przestrzegania programu zgodności, a także stworzenie ich corocznego harmonogramu.

Ciekawe rozwiązania kwestii monitoringu wprowadzono w Vattenfall Distribution Poland SA, gdzie przegląd przeprowadzono metodą ankietową. Na podstawie analizy kwestionariuszy oraz wyników pracy koordynatora ds. programu zgodności sformułowano zalecenia i zadania, a także wskazano osoby odpowiedzialne za ich realizację oraz terminy realizacji.

W sprawozdaniu PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o. nie przedstawiono żadnych informacji odnośnie powołania podmiotu odpowiedzialnego za monitorowanie programu zgodności, ani też prowadzenia monitoringu programu zgodności. Poinformowano natomiast, że w 2008 r. nie wystąpił przypadek zarzutu dyskryminacji ze strony jakiegokolwiek podmiotu korzystającego lub zamierzającego korzystać z systemu dystrybucyjnego tego operatora.

B. Przejrzystość (z podkreśleniem udziału pracowników w realizacji programu zgodności poprzez wskazanie, że ich postępowanie jest stale poddawane ocenie według warunków programu)

Koniecznym elementem, mającym służyć zagwarantowaniu przejrzystości, a także równego traktowania użytkowników systemu jest dokonanie podziału informacji na jawne i sensytywne z obowiązkiem ochrony tych ostatnich. W tym zakresie należy stwierdzić, że wśród większości operatorów rozdział taki funkcjonuje. Szczegółowe zasady postępowania z sensownymi informacjami handlowymi przedstawili: ENEA Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja – Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.

W ENEA Operator Sp. z o.o., w celu zapewnienia bezpieczeństwa sensytywnych informacji handlowych, dokonano szeregu działań, w szczególności wprowadzono do wzorców dokumentacji (dotyczącej postępowania przetargowego, umów, zamówień) klauzulę o zachowaniu poufności sensytywnych informacji handlowych (podobnie jak w Vattenfall Distribution Poland SA), pozyskano oświadczenia o zachowaniu poufności sensytywnych informacji handlowych w umowach od firm zewnętrznych oraz od wspólnika, zweryfikowano zasady zarządzania systemami informatycznymi oraz zabezpieczenia i dostęp do pomieszczeń.

Podobnie kwestię tę rozwiązuje PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o., prowadząca dodatkowo wykaz osób i stanowisk dopuszczonych do pracy na stanowiskach, przy których wymagany jest dostęp do informacji niejawnych. Ponadto dane pomiarowe udostępniane są sprzedawcom na zasadach określonych w IRiESD-Bilansowanie.

W przypadku PGE Dystrybucja – Rzeszów Sp. z o.o. na szczególną uwagę zasługuje zastosowanie środków i procedur ochrony sensytywnych informacji handlowych oraz zasad udostępniania informacji poprzez zagwarantowanie bezpieczeństwa dla systemów informatycznych przetwarzających sensytywne informacje handlowe, uniezależnienie systemu obiegu informacji operatora i spółki obrotu, z której został wydzielony OSD oraz wprowadzenie procedur stosowanych w zakresie udostępniania informacji użytkownikom i potencjalnym użytkownikom systemu.

W PSE Operator SA funkcjonują na bieżąco aktualizowane wykazy jawnych i sensytywnych informacji handlowych.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 22

W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. kontynuowano realizację procedury udzielania dokumentacji technicznej związanej z systemem operatora podmiotom zainteresowanym tylko po podpisaniu specjalnego oświadczenia o nie udostępnianiu informacji osobom trzecim.

Vattenfall Distribution Poland SA prowadzi szkolenia praktykantów i stażystów, związane z przetwarzaniem informacji sensytywnych handlowo.

W sprawozdaniach pozostałych operatorów kwestia ochrony sensytywnych informacji handlowych poruszona została w niewielkim stopniu – w wielu przypadkach operatorzy poinformowali tylko, że program zgodności odnosi się do zasad ochrony poufności sensytywnych informacji handlowych lub, że posiadają system ochrony informacji sensytywnych regulowany przepisami wewnętrznymi, a w dwóch przypadkach, że nie stwierdzono naruszenia tajemnicy sensytywnych informacji handlowych. Niektórzy stwierdzili jedynie, że w celu ochrony istotnych informacji handlowych zastosowano procedury i środki techniczne umożliwiające ograniczony dostęp do baz danych i systemów informatycznych.

Jako pozytywne należy odnotować, iż większość operatorów wywiązała się z obowiązku przeprowadzenia szkoleń dla pracowników. Wydzielono także stanowiska osób odpowiedzialnych za wdrażanie programu (koordynatorów, pełnomocników, pracowników odpowiedzialnych za szkolenia). Jako pozytywny należy także wskazać fakt, że pracownicy zostali zobowiązani do przestrzegania programu zgodności i potwierdzili zapoznanie się z nim w składanych oświadczeniach. Kilku operatorów (EnergiaPro SA, ENEA Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.) wskazało konkretnie pracowników departamentów, pionów, jednostek organizacyjnych i systemów, podlegających przeszkoleniu w zakresie stosowania programu zgodności. W kilku przypadkach (Enea Operator Sp. z o.o., Vattenfall Distribution Poland SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.) szkolenia z programu zgodności objęły także kadrę kierowniczą.

W niektórych przypadkach określono liczbę przeszkolonych pracowników: liczbowo (EnergiaPro SA, Vattenfall Distribution Poland SA, PSE Operator SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.), liczbowo w podziale kwartalnym i rocznym (PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o.), ze wskazaniem konkretnych terminów szkoleń (Vattenfall Distribution Poland SA) lub procentowo (Enea Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.).

Tylko w przypadku dwóch operatorów brak jest jakichkolwiek informacji na temat przeprowadzonych szkoleń.

Istotny wydaje się fakt, że operatorzy w większości wypadków obowiązkiem szkolenia obejmują nowo zatrudnionych pracowników, a przeszkoleni pracownicy obowiązani są podpisać deklarację przystąpienia do programu zgodności.

W niektórych sytuacjach (ENERGA – Operator SA) proces szkoleń pracowników nie został zakończony w 2008 r. i ma być kontynuowany w 2009 r. W dwóch przypadkach (PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.) nie przekazano żadnych informacji na temat szkolenia pracowników, natomiast obie te spółki poinformowały o zamiarze ich przeprowadzenia w 2009 r.

Pozostali operatorzy przekazali jedynie ogólne dane na ten temat wskazując, że przeszkoleni zostali wszyscy pracownicy danego operatora oraz informując, że przeszkoleni zostaną także pracownicy nowo zatrudnieni.

> „Większość operatorów wywiązała się z obowiązku przeprowadzenia szkoleń dla pracowników

Ważnym elementem, służącym zapewnieniu przejrzystości programu jest utworzenie strony intranetowej dla pracowników, zawierającej najważniejsze informacje dotyczące programu zgodności (EnergiaPro SA, ENEA Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., ENION SA, Vattenfall Distribution Poland SA). Ponadto kilku operatorów (ENION SA, Vattenfall Distribution Poland SA, PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o., ENION SA, ENEA Operator Sp. z o.o.) udostępnia przydatne informacje w tym zakresie poprzez swoją stronę internetową. Wdrażaniu programu zgodności w zakresie niedyskryminacyjnego traktowania kontrahentów operatorów służy publikowanie na stronie internetowej wzorów umów zawieranych z kontrahentami (PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o.), systematyczna aktualizacja danych i ich przekazywanie do zainteresowanych podmiotów.

Na stronach internetowych Vattenfall Distribution Poland SA i PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o. zostały opublikowane sprawozdania z realizacji programu zgodności za rok 2007 oraz programy zgodności. W Vattenfall Distribution Poland SA istnieje także możliwość zadawania pytań za pośrednictwem specjalnie uruchomionego adresu internetowego, natomiast PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o., PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o. i ENION SA prezentują informację o zasadach zmiany sprzedawcy, z którymi OSD ma podpisaną umowę o świadczenie usług dystrybucyjnych oraz listę sprzedawców. Kilku operatorów zorgani-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 23

zowało Biura Obsługi Klienta (np.: PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.).

Wzmocnieniu przejrzystości służy także opracowanie Interpretacji do Programu Zgodności – Program zgodności w pytaniach i odpowiedziach, przygotowane przez ENEA Operator Sp. z o.o. w oparciu o pytania zgłaszane przez pracowników.

D. Akceptacja sprawozdania przez niezależnych członków rady nadzorczej operatora (tam, gdzie to jest potrzebne) przed przekazaniem do Prezesa URE

Z przedstawionych przez operatorów informacji trudno wywnioskować, czy akceptacja sprawozdania przed przekazaniem do Urzędu Regulacji Energetyki następuje przez niezależnych członków rady nadzorczej operatora, ponieważ sprawozdania nie zawierają, w większości przypadków, żadnych informacji w tym zakresie.

Jedynie w sprawozdaniu z realizacji programu zgodności PSE Operator SA znalazła się informacja o tym, że sprawozdanie to zostało przekazane radzie nadzorczej.

Wnioski ze sprawozdań z realizacji programów zgodności

Jednym z głównych celów wdrożenia programu zgodności jest zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, które zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne powinno nastąpić poprzez doprowadzenie do pełnej niezależności operatorów. Wydaje się, że jakkolwiek z formalnego punktu widzenia operatorzy zobowiązani do przedkładania sprawozdań z realizacji programów zgodności wypełniają swój obowiązek w sposób prawidłowy, to jednak faktyczna jego realizacja i dążenie w praktyce do pełnego rozdzielenia operatorów nasuwa pewne wątpliwości.

W kilku przypadkach (PGE Dystrybucja Łódź – Teren SA, PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.) w zbyt dużym stopniu koncentrowano się na opisie założeń programu zgodności, przekazując niewiele informacji na temat jego realizacji.

Wydaje się także, że operatorzy w większym stopniu powinni skoncentrować się na wnioskach wynikających z realizacji programu zgodności, dokonując w miarę potrzeby ich stosownej aktualizacji. Tylko czterech operatorów (ENEA Operator Sp. z o.o., EnergiaPro SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.) dokonało po 2007 r. aktualizacji programów zgodności, co sugeruje, iż operatorzy w przeważającej części nie wyciągają wniosków z tego, czy treść programu zgodności wpisuje się w taki rozwój spółki, który ma doprowadzić do jej faktycznej niezależności od innych podmiotów. Wydaje się, że należy tu przede wszystkim wziąć pod uwagę wnioski płynące z monitoringu oraz zastanowić się nad ulepszeniem dla odbiorców systemów zgłaszania reklamacji, skarg i wniosków.

Ponadto operatorzy nie zawarli w swoich sprawozdaniach informacji (za wyjątkiem PSE Operator SA), czy program jest przekazywany do zatwierdzenia rady nadzorczej, co jest informacją bardzo istotną z punktu widzenia właściwego monitoringu i nadzoru realizacji programu.

Wątpliwości powstają także, jeśli chodzi o próbę zbudowania odrębnego wizerunku. Wszystkie przedsiębiorstwa OSD posiadają własne strony internetowe, nazwy, natomiast logo jest w większości przypadków wspólne w ramach grup, z których przedsiębiorstwa te zostały wydzielone. Niewielu operatorów zgłosiło chęć podejmowania działań w zakresie wprowadzania odrębnych znaków graficznych (PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.).

Z drugiej strony należy jednakże odnotować pewną poprawę w odniesieniu do niektórych aspektów sprawozdań, które ogólnie wydają się być bardziej szczegółowe niż sprawozdania za rok 2007, zwłaszcza jeśli chodzi o opis postępowania z sensytywnymi informacjami handlowymi, monitoring oraz kwestię szkolenia i zaznajamiania z programem zgodności pracowników. Pozytywny wydaje się także dalszy rozwój stron internetowych, które zawierają coraz bardziej szczegółowe i łatwiej dostępne informacje na temat funkcjonowania spółki. W tym zakresie wydaje się szczególnie potrzebne umożliwienie odbiorcom zadawania pytań i zgłaszania reklamacji za pośrednictwem stron internetowych (które to systemy funkcjonują już u większości operatorów) oraz rozwój Biur Obsługi Klienta.

Podsumowując, można odnotować niewielki postęp w zakresie realizacji programów zgodności, co odzwierciedla się w treści przekazywanych sprawozdań z ich realizacji. Należy mieć nadzieję, że operatorzy powoli, ale jednak skutecznie będą sobie uświadamiać, jak ważną rolę odgrywać powinni w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

Monika Gabrysiak
Departament Promowania Konkurencji URE

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 24

USTAWA

z dnia 20 lutego 2009 r.

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne

(Dz. U. z dnia 7 maja 2009 r. Nr 69, poz. 586)

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

1) w art. 23 ust. 3 otrzymuje brzmienie:
„3. W sprawach, o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 5, z wyjątkiem spraw wymienionych w art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 5, niezbędna jest opinia właściwego miejscowo zarządu województwa.”;
2) w art. 32 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:
„5. Uzyskania koncesji, o której mowa w ust. 1 pkt 4, nie wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu benzyną lotniczą oznaczoną symbolem PKWiU 23.20.11-40 oraz objętą kodem CN 2710 11 31, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 1 000 000 euro.”.

Art. 2. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

1) 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.

ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW

z dnia 12 maja 2009 r.

w sprawie ustanowienia Pełnomocnika Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej

(Dz. U. z dnia 14 maja 2009 r. Nr 72, poz. 622)

Na podstawie art. 10 ust. 1 i 4 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Radzie Ministrów (Dz. U. z 2003 r. Nr 24, poz. 199, z późn. zm.[1)]) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Ustanawia się Pełnomocnika Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej, zwanego dalej „Pełnomocnikiem”.

2. Pełnomocnikiem jest podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki.

§ 2. 1. Pełnomocnik realizuje zadania w zakresie rozwoju i wdrażania energetyki jądrowej w Rzeczypospolitej Polskiej, w tym w zakresie określonym w polityce energetycznej państwa w rozumieniu art. 14 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.[2)]).

2. Do zadań Pełnomocnika należy w szczególności:

1) opracowanie i przedstawienie Radzie Ministrów projektu Programu polskiej energetyki jądrowej, zwanego dalej „Programem”, zawierającego w szczególności liczbę, wielkość i możliwe lokalizacje elektrowni jądrowych;
2) opracowanie i przedstawienie Radzie Ministrów projektu programu zmian instytucjonalno-legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia Programu;

1) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2003 r. Nr 80, poz. 717, z 2004 r. Nr 238, poz. 2390 i Nr 273, poz. 2703, z 2005 r. Nr 169, poz. 1414 i Nr 249, poz. 2104, z 2006 r. Nr 45, poz. 319, Nr 170, poz. 1217 i Nr 220, poz. 1600, z 2008 r. Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 42, poz. 337.

2) 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 i Nr 69, poz. 586.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 25

3) inicjowanie i prowadzenie prac związanych z przygotowaniem projektów aktów prawnych koniecznych do wdrożenia Programu;
4) inicjowanie, koordynowanie i monitorowanie działań organów administracji rządowej w zakresie przygotowania i budowy obiektów energetyki jądrowej w Rzeczypospolitej Polskiej oraz koordynowanie i monitorowanie realizacji zadań przez międzyinstytucjonalne zespoły robocze;
5) wydawanie w porozumieniu z Ministrem Gospodarki rekomendacji organom administracji rządowej oraz przekazywanie wniosków i opinii instytucjom i podmiotom zaangażowanym w projektowanie, budowę oraz przygotowanie obiektów energetyki jądrowej w zakresie wynikającym z Programu;
6) współpraca i wymiana informacji z innymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej oraz organami właściwych organizacji międzynarodowych w zakresie określonym w ust. 1;
7) opiniowanie projektów aktów prawnych oraz innych dokumentów rządowych mających wpływ na przebieg realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

§ 3. 1. Pełnomocnik wykonuje swoje zadania we współdziałaniu z właściwymi organami administracji rządowej, które są zobowiązane do współdziałania i udzielania pomocy Pełnomocnikowi, w szczególności przez udostępnianie mu informacji i dokumentów niezbędnych do realizacji jego zadań.

2. Pełnomocnik może w porozumieniu z Ministrem Gospodarki występować do właściwych organów administracji rządowej, wskazując problemy należące do obszaru jego zainteresowań, których rozwiązanie należy do kompetencji tych organów, z wnioskiem o rozpatrzenie sprawy i zajęcie stanowiska.

3. Pełnomocnik, w celu właściwej realizacji powierzonych mu zadań, podejmuje współpracę z organami samorządu terytorialnego i organizacjami pozarządowymi.

4. Pełnomocnik współpracuje z PGE Polską Grupą Energetyczną SA przy przygotowywaniu i wdrożeniu Programu.

§ 4. Pełnomocnik może, za zgodą Prezesa Rady Ministrów i w porozumieniu z Ministrem Gospodarki, przedkładać opracowane przez siebie projekty dokumentów rządowych, w tym aktów prawnych wynikających z zakresu jego działania, do rozpatrzenia przez Radę Ministrów.

§ 5. 1. Pełnomocnik w porozumieniu z Ministrem Gospodarki przedstawia Radzie Ministrów:
1) analizy, oceny i wnioski wiążące się z zakresem jego działania;
2) okresowe sprawozdania ze swojej działalności.

2. Pełnomocnik informuje Prezesa Rady Ministrów i Ministra Gospodarki o wszystkich zagrożeniach w realizacji powierzonych mu zadań.

§ 6. Pełnomocnik w zakresie powierzonych mu zadań może zlecać przeprowadzanie badań i ekspertyz oraz występować do Ministra Gospodarki o powołanie zespołów eksperckich i doradczych.

§ 7. Obsługę merytoryczną, organizacyjno-prawną, techniczną i kancelaryjno-biurową zapewnia Pełnomocnikowi Ministerstwo Gospodarki.

§ 8. Wydatki związane z działalnością Pełnomocnika są pokrywane z budżetu państwa z części, której dysponentem jest Minister Gospodarki.

§ 9. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

Zapraszamy na stronę internetową URE:
www.ure.gov.pl

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 26

OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI[1)]

z dnia 7 maja 2009 r.

w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

(M. P. z dnia 25 maja 2009 r. Nr 31, poz. 448)

Na podstawie art. 15b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.[2)]) ogłasza się, w załączniku do niniejszego obwieszczenia, sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r.

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).

2) 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 i Nr 69, poz. 586.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 7 maja 2009 r. (poz. 448)

SPRAWOZDANIE

z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r.

1. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia „Sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny" – zwanego dalej „Sprawozdaniem", stanowi przepis art. 15b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), który obliguje Ministra Gospodarki do opracowania Sprawozdania. Sprawozdanie obejmuje okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r.

Przedmiotem Sprawozdania są zagadnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.) zadania w tym zakresie wykonuje minister właściwy do spraw gospodarki[3)]. Jednocześnie ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że do zadań Ministra Gospodarki w zakresie polityki energetycznej należy m.in. nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe.

3) Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki wykonuje Minister Gospodarki, zgodnie z § 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).

Działania w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, w okresie objętym Sprawozdaniem, podejmowane były również przez Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej oraz przez Międzyresortowy Zespół do Spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego pod przewodnictwem Ministra Gospodarki, a od dnia 26 lutego 2008 r. pod przewodnictwem Prezesa Rady Ministrów.

Jednym z najbardziej istotnych zadań postawionych przez Radę Ministrów przed Ministrem Gospodarki jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Minister Gospodarki dąży do zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju w szczególności poprzez monitorowanie utrzymania stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego.

Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego jest uzależnione od wielu czynników. Wśród najistotniejszych należy wskazać:

- stopień dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do kraju,
- pojemności magazynowe gazu ziemnego w kraju,
- stan techniczny i funkcjonalność systemów dystrybucyjnych i systemu przesyłowego gazu ziemnego,
- poziom wydobycia gazu ziemnego w kraju,

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 27

- kontrolę właścicielską państwa nad kluczową infrastrukturą systemu gazowego,
- jakość regulacji prawnych w zakresie dotyczącym inwestycji infrastrukturalnych (w tym liniowych),
- jakość regulacji prawnych wspólnotowych i krajowych w zakresie funkcjonowania całego sektora gazowego,
- jakość regulacji prawnych w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, w tym mechanizmów i procedur antykryzysowych,
- politykę państw członkowskich Unii Europejskiej i Komisji Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

W okresie obejmującym Sprawozdanie kontynuowano prace realizujące zadania nałożone na mocy uchwały Rady Ministrów nr 3/2006 z dnia 3 stycznia 2006 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii oraz nr 77/2006 z dnia 31 maja 2006 r. w sprawie działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej Polskiej, a także wynikające z dokumentu „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego" przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 20 marca 2007 r.

2. Dostosowanie rynku gazu ziemnego do wymogów Unii Europejskiej

Na przestrzeni ostatnich kilku lat nastąpiły znaczne zmiany organizacyjne w strukturze polskiego rynku gazu ziemnego. Bezpośrednią przyczyną tych procesów są przepisy prawa wspólnotowego, które stosuje się bezpośrednio bądź muszą być implementowane do polskiego porządku prawnego.

Fundamentalne znaczenie ma w tym zakresie dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, uchylająca dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 57-78; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 230) i wynikająca z niej konieczność przeprowadzenia reorganizacji rynku gazu ziemnego, tj. rozdzielenia działalności przesyłania i dystrybucji od działalności obrotu.

Zapisy ww. dyrektywy implementowane zostały w ustawie – Prawo energetyczne[4], jak i w aktach wykonawczych do niego, np. w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165) – zwanym dalej „rozporządzeniem taryfowym"[5].

W dniu 1 lipca 2007 r. dokonany został proces podziału spółek gazownictwa na spółki zajmujące się działalnością obrotu i spółki zajmujące się działalnością dystrybucyjną. W wyniku podziału działalnością handlową zajmuje się PGNiG SA, a działalność dystrybucyjna realizowana jest przez 6 operatorów systemów dystrybucyjnych będących w 100% własnością PGNiG SA.

W okresie objętym Sprawozdaniem kontynuowane było również przekazywanie sieci gazowych oraz przyłączonych do nich urządzeń i instalacji wchodzących w skład systemu przesyłowego na podstawie umowy leasingu operacyjnego zawartej w dniu 6 lipca 2005 r. pomiędzy Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA – zwanego dalej „OGP GAZ-SYSTEM SA", i spółką Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA – zwaną dalej „PGNiG SA", które przekazane zostały w formie dywidendy niepieniężnej pobieranej przez Skarb Państwa od PGNiG SA i następnie wnoszonej do OGP GAZ-SYSTEM SA w formie dokapitalizowania spółki. W tym okresie przekazano również sieci gazowe oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje systemu przesyłowego o charakterze dystrybucyjnym z OGP GAZ-SYSTEM SA do operatorów systemów dystrybucyjnych na podstawie umów trójstronnych (PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM SA i poszczególni operatorzy systemów dystrybucyjnych) z dnia 2 lipca 2007 r.

Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343, z późn. zm.)[6] – zwana dalej „ustawą o zapasach", wraz z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. Nr 178, poz. 1252) – zwanym dalej „rozporządzeniem o ograniczeniach"[7], oraz ustawą – Prawo energetyczne wdraża w pełni postanowienia dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (Dz. Urz. UE L 127 z 29.04.2004, str. 92-96; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 19) do polskiego porządku prawnego.

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

[5] Uchyliło ono rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 277, poz. 2750).

[6] Ustawa o zapasach weszła w życie w dniu 7 kwietnia 2007 r.

[7] Rozporządzenie z dnia 19 września 2007 r. zastąpiło rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 59, poz. 518, z późn. zm.), które utraciło moc z dniem 20 marca 2007 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 28

3. Popyt i podaż gazu ziemnego

3.1. Struktura rynku gazu ziemnego

3.1.1. Obowiązujące koncesje

Organem odpowiedzialnym za udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego, z wyjątkiem koncesji na wydobycie gazu ziemnego oraz poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego, jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – zwany dalej „Prezesem URE". Liczbę udzielonych koncesji obowiązujących na dzień 31 grudnia 2008 r. przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Liczba udzielonych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego udzielonych przez Prezesa URE, obowiązujących na dzień 31 grudnia 2008 r.

Zakres koncesji	Ważne koncesje
Wytwarzanie[8)]	1
Magazynowanie	1
Przesyłanie lub dystrybucja	64
Obrót	75
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	20
Skraplanie i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2
Razem	**163**

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych URE.

Koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego oraz na wydobywanie gazu ziemnego udziela Minister Środowiska.

Liczbę obowiązujących koncesji na dzień 31 grudnia 2008 r. przedstawia tabela 2.

Tabela 2. Liczba koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska obowiązujących na dzień 31 grudnia 2008 r.

Zakres koncesji	Ważne koncesje
Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego	132
Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego	21
Wydobywanie ropy naftowej lub gazu ziemnego	225
Razem	**378**

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych Ministerstwa Środowiska.

8) Działalność wytwarzania paliw gazowych nie jest aktualnie działalnością koncesjonowaną.

3.1.2. Operator systemu przesyłowego

Prezes URE decyzją z dnia 18 grudnia 2006 r., zmieniającą decyzję z dnia 23 czerwca 2006 r., wyznaczył OGP GAZ-SYSTEM SA na operatora systemu przesyłowego gazowego do dnia 1 lipca 2014 r.

OGP GAZ-SYSTEM SA jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa wpisaną na listę przedsiębiorstw o znaczeniu strategicznym dla polskiej gospodarki[9)], odpowiadającą za bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego sieciami przesyłowymi. Zgodnie z uchwałą Rady Ministrów z dnia 19 sierpnia 2008 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski OGP GAZ-SYSTEM SA przejął 100% udziałów w spółce Polskie LNG Sp. z o.o., której zadaniem jest budowa i eksploatacja terminalu skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu.

3.1.3. System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA

System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA – zwany dalej „SGT EuRoPol GAZ SA", jest właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa. W 2008 r. polskim odcinkiem tego gazociągu przesłano ok. 27,7 mld m^3 gazu ziemnego dla OAO Gazprom Export i ok. 2,6 mld m^3 dla PGNiG SA. Akcjonariuszami SGT EuRoPol GAZ SA są: OAO Gazprom Export (48%), PGNiG SA (48%) oraz Gas-Trading SA (4%).

3.1.4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych

Prezes URE wyznaczył ponownie w dniu 30 czerwca 2008 r. operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych:

- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (WSG) wyznaczona na okres od dnia 1 lipca 2008 r. do dnia 30 czerwca 2009 r.;
- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (DSG) wyznaczona na okres od 1 lipca 2008 r. do dnia 30 czerwca 2009 r.;
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (GSG) wyznaczona na okres od dnia 1 lipca 2008 r. do dnia 10 maja 2011 r.;
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (KSG) wyznaczona na okres od dnia 1 lipca 2008 r. do dnia 30 czerwca 2009 r.;

oraz

9) Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 18 stycznia 2005 r. w sprawie określenia przedsiębiorstw państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz. U. Nr 15, poz. 123, z późn. zm.).
Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 września 2008 r. w sprawie listy spółek o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego (Dz. U. Nr 192, poz. 1184).

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 29

- Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG) wyznaczona w dniu 31 grudnia 2008 r. na okres od dnia 1 lipca 2008 r. do dnia 1 stycznia 2013 r.;
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (MSG) wyznaczona w dniu 30 grudnia 2008 r. na okres od dnia 1 stycznia 2009 r. do dnia 20 maja 2011 r.

Wymienione wyżej spółki są w 100% własnością PGNiG SA. W 2008 r. nastąpiła zmiana nazw spółek z „operator systemu dystrybucyjnego" na „spółka gazownictwa".

Informacje dotyczące długości sieci gazowych zarządzanych przez spółki gazownictwa (według stanu na koniec 2007 r.) przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Informacje dotyczące długości sieci gazowych zarządzanych przez spółki gazownicze

Operator	Długość sieci bez przyłączy [tys. km]
MSG	6,9
WSG	19,8
DSG	42,5
GSG	16,2
KSG	7,9
PSG	13,4
Razem	106,7

Źródło: GK PGNiG SA, „Raport roczny 2007", str. 55.

3.1.5. Grupa Kapitałowa PGNiG SA

Struktura przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku gazu ziemnego w Polsce w okresie objętym Sprawozdaniem charakteryzowała się wysokim poziomem koncentracji w następujących obszarach działalności: wydobycie, magazynowanie, obrót, obrót gazem ziemnym z zagranicą i dystrybucja, w których dominuje Grupa Kapitałowa PGNiG SA – zwana dalej „GK PGNiG SA".

W GK PGNiG SA głównym podmiotem jest PGNiG SA. Akcjonariuszami tej spółki są: Skarb Państwa (84,75%) oraz pozostali akcjonariusze (15,25%)[10]. Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 r., PGNiG SA posiadało udziały lub akcje w 56 spółkach prawa handlowego, na które składają się:

- 27 spółek, w których PGNiG SA posiadało ponad 50% akcji/udziałów lub głosów;
- 15 spółek, w których PGNiG SA posiadało od 20 do 50% akcji/udziałów lub głosów;
- 14 spółek z udziałem kapitałowym PGNiG SA poniżej 20% akcji/udziałów lub głosów.

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG SA w spółkach prawa handlowego, według stanu na dzień 31 marca 2008 r., wynosiła 6,892 mld PLN.

Ze względu na obszar działalności oraz znaczenie dla PGNiG SA, spółki należące do GK PGNiG SA sklasyfikowano jako:

- *spółki strategiczne* – operatorzy systemów dystrybucyjnych;
- *spółki podstawowe* – spółki o istotnym znaczeniu, których przedmiot działania i wykonywane funkcje zabezpieczają realizację podstawowych zadań PGNiG SA oraz pozwalają na rozszerzanie źródeł pozyskiwania gazu i rynku sprzedaży gazu;
- *spółki celowe* – spółki powołane do realizacji długoterminowych celów strategicznych Grupy Kapitałowej;
- *spółki pozostałe istotne* – spółki wspomagające w sposób istotny procesy działania Grupy Kapitałowej;
- *spółki pozostałe nieistotne* – spółki niezwiązane bezpośrednio z przedmiotem działalności PGNiG SA lub niewspomagające w zasadniczy sposób działalności Grupy Kapitałowej.

PGNiG SA jest największym polskim przedsiębiorstwem w sektorze poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego. Spółka posiada również koncesję na magazynowanie paliw gazowych i jest właścicielem wszystkich podziemnych magazynów gazu ziemnego w Polsce. W dniu 31 grudnia 2008 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczył PGNiG SA operatorem systemu magazynowania paliw gazowych (OSM) na okres od dnia 1 stycznia 2009 r. do dnia 31 grudnia 2025 r. W celu zapewnienia wyodrębnienia organizacyjnego i księgowego PGNiG SA utworzyło oddział spółki, który ma pełnić funkcje OSM pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe Spółka Akcyjna w Warszawie – Oddział Operator Systemu Magazynowania w Warszawie. PGNiG SA jest także liderem rynku w zakresie obrotu gazem ziemnym i głównym importerem tego gazu do Polski. Strukturę sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG SA (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) w 2008 r. przedstawia tabela 4.

Tabela 4. Struktura sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG SA na podstawie wstępnych danych za 2008 r.

Lp.		Wolumen [mln m^3]	Udział w sprzedaży [%]
	Wielkość sprzedaży	13 862,1	100,0
1	Odbiorcy przemysłowi	8 589,8	62,0
2	Handel i usługi	1 401,1	10,1
3	Odbiorcy hurtowi	212,1	1,5
4	Gospodarstwa domowe	3 622,4	26,1
5	Eksport	36,7	0,3

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych PGNiG SA.

[10] Od dnia 23 września 2005 r. akcje spółki PGNiG SA są notowane na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 30

3.1.6. Pozostałe podmioty działające na rynku gazu ziemnego

Na polskim rynku działają również inne przedsiębiorstwa energetyczne, które posiadają niewielki udział w rynku. Wśród nich do najaktywniej działających w okresie objętym Sprawozdaniem należały:
- Grupa Kapitałowa G.EN. GAZ ENERGIA SA;
- Media Odra Warta Sp. z o.o. (MOW);
- KRI SA;
- CP Energia SA.

G.EN. GAZ ENERGIA SA jest spółką prowadzącą działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym, posiadającą koncesje na obrót paliwami gazowymi, koncesje na dystrybucje paliw gazowych oraz koncesje na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego. W 2008 r. spółka dostarczyła 18 tysiącom klientów 90 mln m^3 gazu ziemnego. Spółka eksploatuje 2 350 km sieci gazowych w tym 180 km gazociągów wysokiego ciśnienia i 2 170 km gazociągów średniego ciśnienia. System dystrybucyjny G.EN. GAZ ENERGIA SA obejmuje 53 gminy w 4 województwach (dolnośląskie, pomorskie, wielkopolskie i zachodniopomorskie)[11)].

MOW Sp. z o.o. posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi, koncesję na dystrybucję paliw gazowych oraz koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W 2008 r. spółka sprzedała odbiorcom końcowym ponad 45 mln m^3 gazu ziemnego. System dystrybucyjny spółki obejmuje 32 gminy w województwie lubuskim i dolnośląskim. Gaz ziemny dostarczany jest przez MOW Sp. z o.o. do ponad 50 tys. klientów. Łączna długość obsługiwanych przez spółkę sieci gazowych wynosi ok. 1 200 km[12)].

KRI SA – spółka posiada koncesje na obrót, dystrybucję i import paliwa gazowego oraz koncesję na skraplanie i regazyfikację gazu ziemnego. System dystrybucyjny spółki obejmuje 11 miast: Chojna, Lipiany, Myślibórz, Sława, Złotów, Lubicz, Trzemeszno, Staw, Czermień i Jarogniewie, Przysłucha. Spółka w 2008 r. sprzedała ok. 17,9 mln m^3 gazu ziemnego[13)].

CP Energia SA – podstawową działalnością spółki jest obrót i dystrybucja gazu ziemnego. Spółka posiada koncesję na obrót i dystrybucję paliw gazowych oraz na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Od października 2007 r. spółka notowana jest na Giełdzie Papierów Wartościowych. Spółka posiada 300 km własnych sieci gazowych zlokalizowanych w siedmiu województwach: dolnośląskim, mazowieckim, podlaskim, opolskim, łódzkim i lubuskim[14)].

11) www.gen.com.pl oraz dane ARE SA.
12) www.mow.pl oraz dane ARE SA.
13) www.kri.pl oraz dane ARE SA.
14) www.cpenergia.pl

3.2. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

Struktura dostaw gazu ziemnego na rynek polski w 2008 r. przedstawiała się następująco:
- wydobycie krajowe – 4 282,7 mln m^3 (w tym gaz z odmetanowania kopalń 198,7 mln m^3),
- import z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał-Europa) – 9 759,8 mln m^3,
- pozostały import (Niemcy, Czechy) – 858,9 mln m^3.

Eksport gazu ziemnego z Polski wyniósł w 2008 r. 36,9 mln m^3 (Niemcy).

Strukturę zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2007 i 2008 r. przedstawia tabela 5 (str. 31).

Elastyczność dostaw oraz warunki kontraktowe stanowią tajemnicę handlową przedsiębiorstw, z tego powodu nie jest możliwe umieszczenie w tym opracowaniu opisu możliwości reagowania na zakłócenie dostaw z wykorzystaniem dostępnych instrumentów kontraktowych.

3.3. Zakres umów o dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego, w tym umów zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne na okres dłuższy niż dziesięć lat

Dostawy gazu ziemnego w okresie objętym Sprawozdaniem z kierunku wschodniego do Polski realizowane były przede wszystkim przez PGNiG SA na podstawie „Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej", zawartego w dniu 25 sierpnia 1993 r. (z późniejszymi aneksami) oraz długoterminowego kontraktu handlowego, który na podstawie powyższego porozumienia zawarły w dniu 25 września 1996 r. PGNiG SA i OAO Gazprom Export. Kontrakt ten obowiązuje do dnia 31 grudnia 2022 r. W 2007 r. zakupiono na jego podstawie ok. 6,5 mld m^3 gazu ziemnego, a w 2008 r. ok. 7,4 mld m^3 gazu ziemnego.

Drugim kontraktem długoterminowym jest umowa kupna gazu zawarta przez PGNiG SA w dniu 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG, która obowiązuje do dnia 1 października 2016 r. W okresie pierwszych dwóch lat obowiązywania tej umowy dostawy gazu ziemnego wyniosły do 500 mln m^3 rocznie, natomiast w okresie od dnia 1 października 2008 r. do dnia 1 października 2016 r. będą one realizowane w ilości 400 mln m^3 rocznie.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 31

Tabela 5. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2007 i 2008 r.

Lp.		2007 r.			2008 r.			Różnica 2007 – 2008	
		Ilość [mln m^3]	Udział w bilansie [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m^3]	Udział w bilansie [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m^3]	Zmiana [%]
1	Wydobycie krajowe*	4 325,0	31,1	–	4 282,7	28,7	–	– 42,3	– 1,0
2	Import razem (2.1+2.2)**	9 598,3	68,9	100	10 618,7	71,3	100	1 020,4	10,6
2.1	Import ze wschodu (2.1.1+2.1.2+2.1.3)	8 781,0	63,1	91,5	9 759,8	65,5	91,9	978,8	11,2
2.1.1	Import z Federacji Rosyjskiej	6 497,0	46,7	67,7	7 377,8	49,5	69,5	880,8	13,6
2.1.2	Import z Ukrainy	5,0	0,04	0,05	4,8	0,03	0,04	– 0,24	– 4,8
2.1.3	Import z Turkmenistanu	2 279,0	16,4	23,7	2 377,2	15,9	22,4	98,2	4,3
2.2	Import z innych kierunków (2.2.1 + 2.2.2)	817,3	5,9	8,5	858,9	5,8	8,1	41,7	5,1
2.2.1	Import z Republiki Federalnej Niemiec	817,0	5,9	8,5	858,7	5,8	8,09	41,7	5,1
2.2.2	Import z Republiki Czeskiej	0,3	0,002	0,003	0,3	0,002	0,002	– 0,02	– 7,1
A	**Bilans dostaw na terytorium RP (1+2)**	**13 923,3**	**100**	**–**	**14 901,4**	**100**	**–**	**978,1**	**7,0**
3	Eksport***	40,0	0,3	–	36,9	0,3	–	– 3,1	– 7,8
B	**Bilans dostaw gazu na potrzeby krajowe (A-3)**	**13 883,3**	**99,7**	**–**	**14 864,5**	**99,8**		**981,2**	**7,1**
4	Zmiana stanu (saldo) zapasów	– 272,0	–	–	315,5	–		587,5	
5	Straty i zużycie własne	– 547,3	–	–	– 568,1	–			
C	**Bilans zużycia gazu (B-4+5)**	**13 608,8**	**–**	**–**	**13 980,9**				

* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy, w tym gaz z odmetanowania kopalń.
** Dla potrzeb sprawozdania import rozumie się jako przywóz i nabycie wewnątrzwspólnotowe.
*** Sprzedaż gazu poza granice kraju.

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych Agencji Rynku Energii SA.

Przywóz gazu ziemnego przez PGNiG SA na podstawie ww. umów uzupełniany był przywozem na podstawie kontraktów średnioterminowych:

- umowy sprzedaży gazu ziemnego zawartej w dniu 15 września 2004 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG/E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do dnia 30 września 2008 r.; PGNiG SA wynegocjowało przedłużenie kontraktu do dnia 1 października 2011 r.;
- umowy sprzedaży gazu ziemnego zawartej w dniu 17 listopada 2006 r. z RosUkrEnergo AG, obowiązującej do dnia 1 stycznia 2010 r. z możliwością przedłużenia okresu dostaw gazu ziemnego do dnia 1 stycznia 2012 r.

Przywóz gazu ziemnego na potrzeby lokalnej społeczności realizowany był na podstawie następujących umów i kontraktów zawartych przez PGNiG SA:

- zaopatrzenie terenów przygranicznych po obu stronach granicy między Niemcami i Polską – kontrakt na wymianę gazu ziemnego z dnia 22 października 1992 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG obowiązujący do dnia 1 października 2009 r. – umowa corocznie przedłużana aneksami;
- zaopatrzenie regionu Hrubieszowa – umowa na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 r. z NAK „Naftogaz Ukrainy" obowiązująca do 2020 r.;
- zaopatrzenie miasta Branice – umowa sprzedaży gazu ziemnego z dnia 4 lutego 2004 r. z Severomoravská plynárenská a.s. obowiązująca do dnia 31 marca 2008 r. – umowa przedłużana corocznie aneksami. Umowy w zakresie dostaw gazu pomiędzy Severomoravská plynárenská a.s. a PGNiG SA z dnia 27 marca 2008 r. Umowa ta weszła w życie z dniem 1 kwietnia i obowiązywała do 31 grudnia 2008 r.

Drugim, oprócz PGNiG SA, największym importerem gazu ziemnego do Polski w okresie objętym Sprawozdaniem była spółka Media Odra Warta Sp. z o.o. Spółka ta w 2007 r. sprowadziła z Niemiec ok. 35 mln m^3 gazu ziemnego na podstawie umowy zawartej z EWE Aktiengesellschaft w dniu 27 września 2004 r. i obowiązującej do dnia 30 września 2009 r. Natomiast w 2008 r. spółka sprowadziła z Niemiec ok. 33,3 mln m^3.

3.4. Wydobycie i zasoby krajowe gazu ziemnego

W Polsce w 2008 r. wydobyto 4 282,7 mln m^3 gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokomentanowy), w tym wydobycie gazu wysokometanowego – 1 691,7 mln m^3, gazu zaazotowanego – 2 392,3 mln m^3 oraz wydobycie gazu z odmetanowania kopalń – 198,7 mln m^3.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 32

Stan zasobów wydobywalnych gazu ziemnego ze złóż na terenie Polski na dzień 31 grudnia 2007 r. wynosił ok. 99,8 mld m^3 (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometenowy). Zużycie gazu ziemnego w 2007 r. wyniosło ok. 13,6 mld m^3, w tym ok. 4,3 mld m^3 pochodziło z wydobycia krajowego, co stanowi ok. 31% rocznego jego zużycia. Na dzień 31 grudnia 2008 r. stan zasobów wydobywalnych gazu ziemnego ze złóż krajowych wynosił ok. 93,3 mld m^3 (w przeliczeniu na gaz wysokomentanowy). Zużycie krajowe gazu ziemnego w 2008 r. kształtowało się na poziomie ok. 14,2 mld m^3, a wydobycie krajowe gazu ziemnego wyniosło ok. 4,28 mld m^3 (wraz z gazem z odmetanowania kopalń), co stanowi ok. 30% rocznego jego zużycia.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA prowadzi intensywne poszukiwania złóż węglowodorów w kraju oraz sukcesywnie rozwija działalność poszukiwawczą w różnych rejonach świata. Podstawą działalności firmy są prace poszukiwawczo-wydobywcze w Polsce. W dniu 13 listopada 2008 r. została uchwalona przez Zarząd PGNiG SA „Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG SA w perspektywie roku 2015". Przyjęta przez Zarząd PGNiG SA strategia opiera się na sześciu filarach. Jednym z nich jest rozwój działalności poszukiwawczo-wydobywczej, której celem jest zwiększenie własnego wydobycia gazu ziemnego do poziomu ok. 6,2 mld m^3 rocznie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Odbędzie się to poprzez zwiększenie krajowych zdolności wydobywczych gazu ziemnego do ok. 4,5 mld m^3 (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), a także poprzez rozpoczęcie wydobycia gazu ziemnego z zagranicznych złóż w 2011 r.

Ponadto PGNiG SA przygotowało wstępny plan prac poszukiwawczych na lata 2008-2017. Zakłada on stopniowe zwiększanie nakładów na prace poszukiwawcze gazu ziemnego w kraju do kwoty 600 mln zł (wobec 590 mln zł w 2008 r.) oraz zakłada utrzymanie współczynnika odnawialności zasobów na minimalnym poziomie 1,1 w okresie 5 lat. PGNiG SA podjęło także działania zmierzające do rozwoju nowych technologii poszukiwawczo – wydobywczych oraz przeznaczyło dodatkowe środki na zakup nowoczesnego sprzętu badawczego. Proces ten jest ukierunkowany na odkrywanie nowych obszarów złożowych, nowych złóż w obszarach teoretycznie już rozpoznanych oraz na rozszerzenie możliwości wydobywczych z istniejących złóż węglowodorów.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 r. PGNiG SA posiada 77 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego o powierzchni całkowitej około 47,8 tys. km^2. Poza PGNiG SA prace poszukiwawcze w Polsce prowadzi 13 firm, które posiadają 67 koncesji poszukiwawczych o łącznej powierzchni 54,9 km^2 (bez uwzględnienia koncesji PETROBALTIC SA). Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze lądowym Polski występują głównie w obrębie trzech jednostek geologicznych: platformy wschodnioeuropejskiej, platformy paleozoicznej i Karpat wraz z zapadliskiem przedkarpackim.

Szczególnie istotnym zadaniem inwestycyjnym będzie projekt zagospodarowania do 2012 r. złóż gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów. W sierpniu 2008 r. rozstrzygnięto przetarg na budowę kopalni Lubiatów-Międzychód-Grotów, PGNiG SA wybrało ofertę konsorcjum, którego liderem jest spółka PBG SA. Udokumentowane zasoby wydobywalne gazu ziemnego w tych złożach wynoszą ok. 5 mld m^3.

Ponadto PGNiG SA, mając na celu dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do kraju, prowadzi działalność poszukiwawczą poza granicami kraju.

Poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów na polskim obszarze morskim zajmuje się Przedsiębiorstwo Poszukiwań i Eksploatacji Złóż Ropy i Gazu „PETROBALTIC" SA – zwane dalej PPiEZRiG PETROBALTIC SA. Posiada ono wyłączną koncesję na poszukiwania i eksploatację złóż węglowodorów na obszarze obejmującym ponad 27 tys. km^2. PPiEZRiG PETROBALTIC SA posiada osiem koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie kopalin. Obejmują one obszary o łącznej powierzchni 8 150 km^2, położone głównie we wschodniej części polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego (jedna koncesja o powierzchni 924 km^2 znajduje się w części zachodniej). Na terenie objętym tymi koncesjami znajdują się cztery złoża ropy naftowej oraz cztery złoża gazu ziemnego.

3.5. Przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny

Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 r. przedstawia tabela 6.

Tabela 6. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 r.

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie [mld m^3]
2010	14,9
2015	16,2
2020	17,9
2025	19,5
2030	21,3

Źródło: Załącznik nr 1 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 r." z dnia 5 marca 2009 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 33

4. Skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny

4.1. Zmiany legislacyjne

4.1.1. Ustawa o zapasach

Wejście w życie w dniu 7 kwietnia 2007 r. ustawy o zapasach stworzyło normatywne podstawy do opracowania systemu zwiększającego bezpieczeństwo dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego. Zawiera ona środki przeciwdziałania zakłóceniom w dostawach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego wraz z procedurami uruchamiania tych środków oraz mechanizmami ich wdrażania, w przypadku gdy wymaga tego sytuacja na rynku krajowym lub jest to konieczne ze względu na zobowiązania międzynarodowe. Ustawa m.in. doprecyzowała i uzupełniła obowiązujące, przed jej wejściem w życie, przepisy w zakresie zasad tworzenia, utrzymywania i uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Ustawa o zapasach określa również zasady postępowania organów administracji publicznej i przedsiębiorstw energetycznych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego. Dostępne sposoby reagowania można podzielić na:

- obowiązki przedsiębiorstw obrotu i operatorów:
  a) działania przez nich podejmowane,
  b) obowiązki w zakresie informacyjnym;
- decyzje organów administracji państwowej w zakresie:
  a) uruchomienia zapasów obowiązkowych,
  b) wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego,
  c) uruchomienia mechanizmu wspólnotowego UE,
  d) administracyjnym uruchomieniu zapasów handlowych.

Jednym z mechanizmów zapewniających zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego jest obowiązek tworzenia i utrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, obowiązkowych zapasów gazu ziemnego. Przedsiębiorcy są zobowiązani do opracowania procedur postępowania w przypadku zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Określają one sposób uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków, lub zmniejszania jego poboru przez odbiorców.

Operatorzy systemu gazowego opracowują i corocznie aktualizują plany wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych. Ograniczenia wynikające z tych planów nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Po wyczerpaniu dostępnych środków w zakresie zapewnienia dostaw gazu, przedsiębiorcy zawiadamiają: operatora systemu gazowego i odbiorców, z którymi zawarli umowy sprzedaży gazu.

Operator systemu gazowego podejmuje niezbędne działania mające na celu zapewnienie lub przywrócenie prawidłowego funkcjonowania systemu, tj.: wnioskuje do Ministra Gospodarki o uruchomienie zapasów obowiązkowych lub zgłasza Ministrowi Gospodarki potrzebę wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Przedsiębiorcy sprowadzający gaz ziemny z zagranicy przedstawiają Ministrowi Gospodarki oraz operatorowi systemu gazowego informacje o:

- wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zweryfikowanych przez Prezesa URE oraz o technicznych możliwościach dostarczania ich do systemu gazowego, w okresie nie dłuższym niż 40 dni, zweryfikowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego – do dnia 15 czerwca każdego roku,
- rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na dzień 15 września – do dnia 20 września każdego roku.

Przedsiębiorcy sprowadzający gaz ziemny z zagranicy przekazują Ministrowi Gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od dnia 1 kwietnia poprzedniego roku do dnia 31 marca danego roku, w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do dnia 15 maja każdego roku.

Zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego, które są tworzone przez przedsiębiorców sprowadzających gaz ziemny z zagranicy, dysponuje Minister Gospodarki. Zapasy te mogą być uruchomione przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych, niezwłocznie po uzyskaniu zgody Ministra Gospodarki, która wyrażana jest w drodze decyzji.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego na podstawie ustawy o zapasach utworzone zostały w dniu 1 października 2007 r. w wysokości 284 mln m^3. W tej wysokości zapasy obowiązkowe były utrzymywane do dnia 30 września 2008 r. Od dnia 1 października 2008 r. do dnia 30 września 2009 r. wielkość ta wynosi 296,8 mln m^3. Zapasy te pokrywają 11 dni średniego dziennego przywozu. Zgodnie z ustawą o zapasach, zapasy obowiązkowe gazu ziemnego będą odpowiadały:

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 34

- 11 dniom średniego dziennego przywozu realizowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego – od dnia wejścia w życie ustawy do dnia 30 września 2009 r.;
- 15 dniom średniego dziennego przywozu realizowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego – od dnia 1 października 2009 r. do dnia 30 września 2010 r.;
- 20 dniom średniego dziennego przywozu realizowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego – od dnia 1 października 2010 r. do dnia 30 września 2012 r.;
- 30 dniom średniego dziennego przywozu realizowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego – od dnia 1 października 2012 r.

Rada Ministrów, na wniosek Ministra Gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium RP lub jego części, ograniczenia w poborze gazu ziemnego. W okresie obowiązywania ww. ograniczeń, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych:

- realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń, poprzez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń,
- koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego,
- dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu gazowego oraz uruchamia zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

Operator systemu gazowego zawiadamia Ministra Gospodarki, jeśli w jego opinii podjęte działania nie doprowadzą do usunięcia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Minister Gospodarki może wystąpić z wnioskiem do Rady Ministrów o podjęcie działań polegających na zawiadomieniu Przewodniczącego Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu[15)] oraz wystąpieniu do Komisji Europejskiej z żądaniem zwołania Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu.

15) Grupa Koordynacyjna ds. Gazu została stworzona w celu ułatwienia koordynacji na poziomie unijnym środków stosowanych w czasie znaczących zakłóceń w dostawach.

Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, włączyć do zapasów obowiązkowych gazu ziemnego pozostałe zapasy tego gazu znajdujące się w instalacjach magazynowych na terenie kraju, przewyższające utrzymywane stany obowiązkowe, biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego, po zastosowaniu działań polegających na uruchomieniu zapasów obowiązkowych lub wprowadzeniu ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Ustawa tworzy również instytucję zwolnienia z ww. obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych. Na podstawie wniosku przedsiębiorstwa energetycznego, Minister Gospodarki może w drodze decyzji zwolnić taki podmiot z obowiązku tworzenia i utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego lub też wydać decyzję odmowną.

Minister Gospodarki, prowadząc postępowanie administracyjne w przedmiotowej sprawie, bierze pod uwagę przesłanki określone w art. 24 ust. 5 ustawy o zapasach, które mówią o tym, że zwolnione może być – niepowiązane kapitałowo z podmiotem, który uzyskał zwolnienie lub się o nie ubiega – przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, jeżeli liczba jego odbiorców nie jest większa niż 100 tysięcy i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku 50 mln m^3.

W okresie sprawozdawczym do Ministra Gospodarki wpłynęło dwanaście wniosków o zwolnienie z utrzymywania zapasów obowiązkowych. Minister Gospodarki w sześciu przypadkach wydał decyzję o przedmiotowym zwolnieniu. W takiej samej ilości postępowań Minister Gospodarki uznał wniosek za bezprzedmiotowy.

4.1.2. Rozporządzenie o ograniczeniach

Rada Ministrów przyjęła opracowany przez Ministra Gospodarki na podstawie art. 55 ust. 1 ustawy o zapasach projekt rozporządzenia o ograniczeniach. Konieczność wydania rozporządzenia zaistniała w związku z przeniesieniem z ustawy – Prawo energetyczne do ustawy o zapasach przepisów regulujących zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa na rynku gazu ziemnego, w tym również dotyczących ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Rozporządzenie o ograniczeniach uwzględnia następujące elementy:

- sposób wprowadzania ograniczeń,
- rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami oraz zakres ochrony odbiorców,
- zakres planów wprowadzania ograniczeń,
- sposób podawania do publicznej wiadomości informacji o wprowadzonych ograniczeniach,
- sposób współdziałania operatorów systemów w okresie trwania ograniczeń.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 35

Wprowadzanie ograniczeń w poborze gazu ziemnego będzie miało miejsce w sytuacjach szczególnych, a celem takich działań będzie zapobieżenie pogarszaniu się sytuacji zagrażających bezpieczeństwu paliwowemu państwa. Ponadto, same ograniczenia będą wprowadzane odrębnym rozporządzeniem Rady Ministrów, a niniejsze rozporządzenie wyznacza jedynie procedurę wprowadzania ograniczeń.

4.1.3. Rozporządzenie taryfowe

W dniu 20 lutego 2008 r. weszło w życie rozporządzenie taryfowe. Reguluje ono m.in. zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe elementy kalkulacji cen i stawek opłat w ramach danej taryfy dla działalności przesyłowej, dystrybucyjnej, magazynowej, skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu, w tym w ramach umowy kompleksowej, szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci, sposób prowadzenia rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz rozliczeń z odbiorcami.

Do najważniejszych nowych elementów wprowadzonych przez rozporządzenie taryfowe z dnia 6 lutego 2008 r. należą:

- stawka sieciowa;
  Uwzględnia ona rozdzielenie działalności przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych od działalności obrotu gazem ziemnym, tj. odrębne koszty usług i ceny gazu, stawka sieciowa dla przedsiębiorstw prowadzących obrót paliwami gazowymi na podstawie umowy kompleksowej. Przedsiębiorstwa obrotu, zmierzając do sprzedaży paliw gazowych odbiorcom końcowym, zamawiają usługi przesyłania lub dystrybucji w przedsiębiorstwach wykonujących taką działalność (operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych). Opłata sieciowa pozwala rozliczyć usługi niezbędne do dostarczenia paliw gazowych do odbiorcy, tj.: usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego lub z tytułu magazynowania przez przedsiębiorstwo energetyczne oraz kosztów ponoszonych z tytułu rozliczeń z operatorem systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego,
- zwrot z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych;
  Umożliwienie obliczania zwrotu kapitału zaangażowanego w działalność przedsiębiorstwa energetycznego, który jest podstawowym źródłem finansowania inwestycji w przedsiębiorstwie,
- marża dla przedsiębiorstw obrotu;
  Umożliwienie kalkulowania w taryfie, przez przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, uzasadnionej marży. Przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi nie musi posiadać znacznego majątku zaangażowanego ani dużych kosztów działania, ale ważne jest, by przy kalkulowaniu taryfy mogło wyliczać uzasadnioną marżę z działalności.

4.1.4. Międzyresortowy Zespół do Spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego

W lutym 2008 r. Prezes Rady Ministrów zadecydował o likwidacji Międzyresortowego Zespołu do Spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego przy Ministrze Gospodarki i powołaniu go przy Kancelarii Prezesa Rady Ministrów. W tym celu Prezes Rady Ministrów zarządzeniem nr 19 z dnia 26 lutego 2008 r. w sprawie Zespołu do spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego przy Kancelarii Prezesa Rady Ministrów powołał niniejszy Zespół wraz z grupą roboczą. Na mocy ww. zarządzenia, wiceprzewodniczącym Zespołu jest Minister Gospodarki. Następnie Prezes Rady Ministrów, zarządzeniem nr 20 z dnia 26 lutego 2008 r. w sprawie zniesienia Zespołu do Spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego, uchylił zarządzenie nr 79 Prezesa Rady Ministrów z dnia 17 maja 2006 r. w sprawie Zespołu do Spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego.

4.1.5. Pełnomocnik Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej

W grudniu 2007 r. rozpoczęto prace nad projektem rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie zniesienia Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej, uchylającego rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 29 listopada 2005 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. Nr 239, poz. 2011). Projekt rozporządzenia w dniu 6 marca 2008 r. rozpatrzony został przez Komitet Stały Rady Ministrów, który rekomendował Radzie Ministrów przyjęcie niniejszego aktu prawnego. W dniu 30 maja 2008 r. Rada Ministrów przyjęła rozporządzenie w sprawie zniesienia Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. Nr 98, poz. 637).

4.2. Wykaz przepisów zawierających instrumenty ekonomiczno-finansowe wspierające podejmowanie nowych inwestycji w zakresie wytwarzania, magazynowania, skraplania i transportu gazu ziemnego

4.2.1. Ustawa – Prawo energetyczne

W ustawie o zapasach w rozdziale 8 Zmiany w przepisach obowiązkowych (art. 69 pkt 11) wprowadzono zmianę do ustawy – Prawo energetyczne (art. 45 ust. 1 pkt 1a), zgodnie z którą przedsiębiorstwo energetycz-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 36

ne, ustalając taryfy dla paliw gazowych, jest uprawnione do zapewnienia pokrycia kosztów uzasadnionych działalności, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%. Postanowienia zawarte w analizowanym przepisie prawnym stanowią znaczącą zachętę do inwestowania w magazyny gazu, gdyż stopa zwrotu przyjmowana przez Prezesa URE wynosi ok. 1,5-2%.

4.2.2. Rozporządzenie taryfowe

W rozporządzeniu taryfowym określono, że przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego lub obrotu paliwami gazowymi, mogą kalkulować w swej taryfie uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą (§ 6 ust. 3).

Średnioważony koszt pozyskania kapitału jest powszechnie stosowany w krajach europejskich do obliczania zwrotu z zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów przesyłowych. Jest to metoda uznana za najbardziej poprawną (i de facto jedyna stosowana) według źródeł unijnych[16]. Średnioważony koszt pozyskania kapitału jest powszechnie stosowany w Polsce w elektroenergetyce, szczególnie w odniesieniu do spółki PSE – Operator SA, który od 2007 r. uzyskuje zwrot z całości majątku.

Zwrot z zaangażowanego kapitału jest podstawowym źródłem finansowania inwestycji w przedsiębiorstwie. Brak odpowiedniego zwrotu z zaangażowanego kapitału oznacza w zasadzie możliwość realizacji jedynie inwestycji odtworzeniowych pokrywanych przez odpisy amortyzacyjne. Niski poziom zysku (rozumianego tu jako wynagrodzenie kapitału własnego), a także możliwość jego obniżenia, w związku ze zmiennością przychodów (uzależnione m.in. od wolumenu przesłanego gazu) oznacza także, że bardzo trudne i zbyt kosztowne staje się pozyskanie finansowania zewnętrznego z instytucji finansowych z racji znacząco obniżonej zdolności kredytowej przedsiębiorstwa.

4.2.3. Kodeks cywilny

W okresie sprawozdawczym Sejm RP uchwalił ustawę z dnia 30 maja 2008 r. o zmianie ustawy – Kodeks cywilny oraz innych niektórych ustaw (Dz. U. Nr 116, poz. 731). Nowelizacja wprowadziła do Kodeksu cywilnego instytucję „służebności przesyłu". Zgodnie z nowymi przepisami nieruchomość można obciążyć służebnością przesyłu na rzecz przedsiębiorcy, który zamierza wybudować lub którego własność stanowią urządzenia służące do przesyłu płynów, pary, gazu i energii elektrycznej. Służebność przesyłu może być ustanowiona w drodze umowy między właścicielem nieruchomości lub w drodze sądowej. Zgodnie z przepisami Kodeksu cywilnego, jeżeli przedsiębiorca odmawia zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu, a jest ona konieczna do korzystania z jego urządzeń, właściciel nieruchomości może żądać odpowiedniego wynagrodzenia w zamian za ustanowienie służebności przesyłu. Jeżeli właściciel nieruchomości odmawia zawarcia umowy o ustanowienie służebności przesyłu, przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za odpowiednim wynagrodzeniem. Wprowadzenie ww. przepisów do Kodeksu cywilnego może ułatwić prowadzenie inwestycji w sektorze energetycznym, w tym budowę gazociągów oraz przyczynić się do uregulowania sytuacji prawnej gazociągów wybudowanych na gruntach nienależących do przedsiębiorstwa energetycznego.

4.3. Projekty dywersyfikacyjne

4.3.1. Zagospodarowanie złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i projekty budowy gazociągów Baltic Pipe i Skanled

W okresie objętym Sprawozdaniem podjęte zostały działania mające na celu wspieranie i monitorowanie działań spółek w celu zagospodarowania złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i realizacji projektów budowy gazociągów Baltic Pipe i Skanled.

W maju 2007 r. PGNiG SA zawiązał spółkę PGNiG Norway S/A w celu realizacji projektu związanego ze złożami Skarv, Snadd i Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Obecnie projekt jest w fazie zagospodarowania złoża, prowadzonym przez BP wraz z PGNiG SA, StatoilHydro i E.ON Ruhrgas. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest na czwarty kwartał 2011 r.

Gazociąg Baltic Pipe umożliwi przesyłanie gazu do Polski poprzez duński system przesyłowy. Projekt budowy gazociągu Baltic Pipe jest obecnie na etapie przygotowania do realizacji. Planowana długość gazociągu w rozważanych wariantach wynosi 230-280 km, w zależności od wyboru lokalizacji. Gazociąg ma przebiegać przez duńskie i polskie wody terytorialne oraz niemiecką wyłączną strefę ekonomiczną. Lądowa część gazociągu w Polsce wyniesie 4 km (przy założeniu, że punkt wyjścia będzie usytuowany w pobliżu Niechorza) a 40 km (punkt wyjścia w okolicach miejscowości Płoty). PGNiG SA planuje przesyłać tym gazociągiem 3 mld m^3 gazu ziemnego rocznie. Rozpoczęcie budowy gazociągu

[16] „Principles on Calculating Tariffs for Access to Gas Transmission Networks – An ERGEG Public Consultation Paper" opublikowane przez ERGEG w dniu 22 listopada 2007 r. ERGEG (The European Regulators' Group for Electricity and Gas) jest organizacją zrzeszającą wszystkich unijnych regulatorów rynku elektroenergetycznego i gazowego, w tym polski URE.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 37

Baltic Pipe planowane jest na 2012 r., a jego oddanie do użytku w 2014 r.

W celu realizacji projektu Baltic Pipe współpracują następujące spółki: PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM SA i duński operator systemu przesyłowego Energinet.dk. W dniu 19 kwietnia 2007 r. PGNiG SA podpisało z Energinet.dk list intencyjny w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe. W dniu 7 listopada 2007 r. podpisana została dwustronna „Umowa o współpracy w zakresie inwestycji pod nazwą Gazociąg Bałtycki" pomiędzy PGNiG SA i OGP GAZ-SYSTEM SA. W dniu 15 listopada 2007 r. podpisano trójstronną umowę o współpracy pomiędzy PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM SA i Energinet.dk, w ramach której ww. spółki prowadziły wspólnie analizy techniczne oraz prace nad szczegółowymi warunkami dalszej współpracy w zakresie realizacji projektu.

W sierpniu 2008 r. PGNiG SA przeprowadziło wstępne spotkania z administracją środowiskową państw, przez których wody terytorialne lub wyłączne strefy ekonomiczne może przechodzić gazociąg Baltic Pipe (Polska, Dania, Szwecja, Niemcy). Opracowany został wstępny dokument notyfikacyjny, wymagany do formalnego rozpoczęcia procedury Espoo[17] – pozwolenia środowiskowego (Ocena Oddziaływania na Środowisko – *Environmental Impact Assessment* – zwaną dalej „EIA") dla podmorskiej części gazociągu. Trwają również prace nad wyznaczeniem trasy przebiegu gazociągu wraz z elementami wstępnego projektowania w części podmorskiej.

W dniu 16 grudnia 2008 r. zostało podpisane porozumienie pomiędzy PGNiG SA a OGP GAZ-SYSTEM SA w sprawie przekazania realizacji projektu oraz sprzedaży wytworzonej przez PGNiG SA dokumentacji projektu Baltic Pipe do OGP GAZ-SYSTEM SA.

W dniu 20 czerwca 2007 r. PGNiG SA objęło 15% udziałów w konsorcjum Skanled, które bada możliwości transportu norweskiego gazu z Karsto w Norwegii do Szwecji i Danii gazociągiem podmorskim. Projekt budowy gazociągu Skanled jest ściśle związany z projektem budowy gazociągu Baltic Pipe. Gazociąg Skanled zapewniłby przesyłanie gazu ziemnego z terminalu gazowego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym do wybrzeży Danii za pomocą systemu przesyłowego Danii oraz gazociągu Baltic Pipe do Polski.

W podpisanych w czerwcu 2007 r. przez PGNiG SA umowach konsorcjalnych zawarto dwa warunki. Uzależniono udział PGNiG SA w budowie gazociągu Skanled od wcześniejszego rozpoczęcia inwestycji budowy gazociągu Baltic Pipe oraz rozbudowy duńskiego systemu przesyłowego, która jest konieczna dla budowy gazociągu Baltic Pipe.

[17] Konwencja z Espoo z dnia 22 lutego 1995 r. „O ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym" przewiduje procedurę notyfikacji dla każdego projektu transgranicznego mogącego wywierać wpływ na środowisko naturalne, które kończy się wydaniem EIA.

Inwestycję budowy gazociągu Skanled prowadzi norweski spółka Gassco, która jest największym na świecie operatorem gazociągów podmorskich. W chwili obecnej projekt jest w fazie projektowej i modelowania finansowego. Podjęcie decyzji inwestycyjnej i rozpoczęcie budowy gazociągu planowane jest w październiku 2009 r. Rozpoczęcie funkcjonowania gazociągu planowane jest na 2014 r. PGNiG SA planuje przesyłać za pomocą gazociągu Skanled co najmniej 3 mld m^3 gazu ziemnego rocznie. Obecnie PGNiG SA zgodnie z postanowieniami Umowy Transportowej Skanled posiada zarezerwowaną przepustowość na poziomie 4,4 mln m^3/dobę, która umożliwia przesył ok. 1,5 mld m^3 gazu rocznie. PGNiG SA zabiega o zarezerwowanie dodatkowej przepustowości.

4.3.2. Projekt budowy terminalu LNG w Świnoujściu

Projekt budowy terminalu LNG w Świnoujściu jest częścią dużego projektu mającego na celu zapewnienia importu skroplonego gazu ziemnego do Polski drogą morską. Kolejne elementy tego projektu dywersyfikacyjnego to zakup skroplonego gazu ziemnego oraz organizacja transportu morskiego na polskim wybrzeżu. W okresie objętym Sprawozdaniem Minister Gospodarki wspierał i monitorował projekt budowy terminalu LNG w Świnoujściu oraz negocjacje PGNiG SA w sprawie podpisania kontraktu na dostawy skroplonego gazu ziemnego. W dniu 20 września 2007 r. podjęta została uchwała nr 167/2007 Rady Ministrów w sprawie ustanowienia programu wieloletniego na lata 2008-2011 pod nazwą: „Budowa falochronu osłonowego dla portu zewnętrznego w Świnoujściu". Zgodnie z uchwałą, łączne wydatki na ww. program wyniosą 1 075 601 tys. PLN. Za budowę terminalu LNG odpowiadają spółki Polskie LNG Sp. z o.o. i OGP GAZ-SYSTEM SA, a budowa falochronu osłonowego realizowana jest przez Urząd Morski w Szczecinie.

W dniu 10 stycznia 2008 r. podpisana została umowa pomiędzy spółką Polskie LNG Sp. z o.o. a SNC-Lavalin Services Ltd na wykonanie projektu terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Podstawowym zadaniem SNC-Lavalin Services Ltd jest zaprojektowanie terminalu LNG wyposażonego m.in. w kompletne instalacje rozładunku i regazyfikacji oraz uzyskanie pozwolenia na budowę dla planowanej inwestycji budowy gazociągu.

Planuje się, że budowa terminalu LNG w Świnoujściu zostanie ukończona w 2014 r. Początkowa zdolność odbioru terminalu ma wynosić 2,5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie. W zależności od popytu na gaz ziemny możliwe będzie zwiększenie zdolności jego odbioru do 5-7,5 mld m^3. W okresie objętym Sprawozdaniem prowadzone były przez PGNiG SA rozmowy zmierzające do zwarcia kontraktu na dostawy skroplonego gazu ziemnego. Potencjalnymi kierun-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 38

kami dostaw mogą być Afryka Północna, Bliski i Środkowy Wschód oraz Norwegia.

W dniu 19 sierpnia 2008 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie działań mających na celu dywersyfikacje dostaw gazu do Polski, która zobowiązała Ministra Skarbu Państwa do przekazania udziałów w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. z PGNiG SA do OGP GAS-SYSTEM SA. Umowa sprzedaży, uwzględniająca wyniki wyceny wartości 100% udziałów w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. wykonanej przez niezależnego eksperta – firmę KPMG, została zawarta w dniu 28 listopada 2008 r. Po spełnieniu przez PGNIG SA warunków wejścia w życie ww. umowy w dniu 8 grudnia 2008 r. 100% udziałów w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. przeszło do OGP GAS-SYSTEM SA.

4.4. Podejmowane działania i wprowadzone ograniczenia, o których mowa w ustawie o zapasach oraz ich wpływ na warunki konkurencji na rynku gazu ziemnego

4.4.1. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny oraz postępowanie w przypadku niedoborów dostaw

W okresie od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r. nie zanotowano przypadków zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do odbiorców. Wszystkie zobowiązania wobec odbiorców zostały zrealizowane. W okresie od dnia 1 października 2007 r. do dnia 31 grudnia 2007 r. pobór maksymalny z systemu przesyłowego wyniósł 58,4 mln m^3/dobę. Natomiast od dnia 1 stycznia 2008 r. do dnia 31 grudnia 2008 r. maksymalny dobowy pobór gazu ziemnego z systemu przesyłowego wyniósł 63,6 mln m^3/dobę.

4.4.2. Wstrzymanie dostaw gazu ziemnego do Polski

W styczniu 2008 r. nastąpiło wstrzymanie dostaw gazu ziemnego do punktu Hrubieszów przez NAK „Naftogaz Ukrainy". Ciągłość dostaw do odbiorców zapewniona została przez PGNiG SA poprzez dostawy LNG z Oddziału w Odolanowie do stacji Moroczyn, zasilającej rejon Hrubieszowa.

Ponadto, w lutym i marcu 2008 r. pojawiły się informacje o możliwości wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego dostarczanego do Polski poprzez Ukrainę. Ze względu na trwający wówczas konflikt pomiędzy Ukrainą i Federacją Rosyjską dotyczący dostaw gazu ziemnego dla Ukrainy oraz tranzytu gazu ziemnego do UE przez jej terytorium, strona ukraińska zapowiadała w mediach, że chroniąc swoje bezpieczeństwo energetyczne, może zostać zmuszona do pobrania gazu przesyłanego przez Ukrainę do zachodniej Europy.

Sprawa ta była przedmiotem obrad Zespołu ds. Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów oraz zwołanego przez Komisję Europejską posiedzenia Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu celem oceny sytuacji i omówienia możliwych scenariuszy wydarzeń. Niezbędne informacje przekazywano Siecią Korespondentów Energetycznych (NESCO). PGNiG SA oraz OGP GAZ-SYSTEM SA powołały sztaby kryzysowe. Wystosowano także wniosek do dostawcy gazu o umożliwienie – w razie potrzeby – przesunięcia utraconych ilości gazu przesyłanych przez punkt Drozdowicze (granica z Ukrainą) na punkt Wysokoje (granica z Białorusią) i punkty odbioru na gazociągu Jamał-Europa.

Pomimo okresowego, nieznacznego spadku ciśnienia gazu w punktach dostaw z systemu ukraińskiego, nie doszło do wstrzymania dostaw gazu do Polski, a tym samym nie wystąpiły przesłanki uzasadniające wprowadzenie ograniczeń.

Kolejne informacje o konflikcie pomiędzy OAO Gazprom a NAK Naftogaz Ukrainy pojawiły się w grudniu 2008 r. Spór dotyczył przedłużenia umowy wygasającej z dniem 31 grudnia 2008 r. na dostawy gazu na Ukrainę. Strona rosyjska pismem z dnia 17 grudnia 2008 r. od W. Zubkowa Pierwszego Zastępcy Przewodniczącego Rządu Federacji Rosyjskiej, Przewodniczącego Rady Dyrektorów Gazprom SA poinformowała Polskę, że Gazprom SA będzie w pełni realizował swoje zobowiązania wynikające z warunków zawartych kontraktów, jednak w wyniku konfliktu z Ukrainą – głównym krajem tranzytowym dla dostarczanego przez Rosje gazu – w styczniu 2009 r. może nastąpić wstrzymanie dostaw gazu ziemnego do państw unijnych. W związku z powyższym PGNiG SA oraz OGP GAZ-SYSTEM SA powołały sztaby kryzysowe. Zmaksymalizowano odbiór gazu z importu oraz uzupełniono stan zapasów PMG Mogilno. PGNiG SA wystosowało pismo do OAO Gazprom-Export z prośbą o przeniesienie dostaw z kontraktu jamalskiego, w przypadku spadku ciśnienia gazu w punkcie Drozdowicze na Ukrainie, na punkt Wysokoje na granicy z Białorusią. W dniu 31 grudnia 2008 r. import z kierunku wschodniego przebiegał bez zakłóceń, a stan napełnienia Podziemnych Magazynów Gazu wynosił 88%. System przesyłowy był w pełnej gotowości, aby sprostać ewentualnym zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego na terytorium Polski.

Jednak w związku z informacjami strony rosyjskiej i OAO Gazprom o wstrzymaniu z dniem 1 stycznia 2009 r. od godz. 8.00 dostaw gazu dla Ukrainy, a tym samym tranzytu gazu przez Ukrainę do państw europejskich, rozważono możliwość wprowadzenia, na wniosek operatora systemu przesyłowego, ograniczeń w poborze gazu ziemnego dla niektórych odbiorców w styczniu 2009 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 39

4.5. Pozostałe działania

4.5.1. Działania wobec projektu budowy gazociągu Nord Stream

W okresie objętym Sprawozdaniem Rada Ministrów, w tym Minister Gospodarki i Pełnomocnik Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii, wyrażali sprzeciw wobec wszelkich inwestycji mogących zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu Rzeczypospolitej Polskiej, a w szczególności wobec budowy, z ominięciem państw tranzytowych, gazociągu z Federacji Rosyjskiej do Republiki Federalnej Niemiec po dnie Morza Bałtyckiego (gazociąg Nord Stream).

W okresie, którego dotyczy Sprawozdanie, trwał proces uzyskiwania – określonego konwencją z Espoo – pozwolenia środowiskowego (Ocena Oddziaływania na Środowisko – „EIA") na budowę gazociągu Nord Stream. Dokument EIA może zezwolić na realizację inwestycji lub jej zabronić ze względu na zagrożenie dla środowiska naturalnego. Polska uczestniczy w procedurze na prawach strony narażenia, tzn. środowisko Polski może być narażone pośrednio, ale inwestycja nie przechodzi przez terytorium RP, z tego powodu Polska nie wydaje formalnej zgody na inwestycję. Polskę w procedurze EIA reprezentuje Minister Środowiska, który pismem z dnia 16 lutego 2007 r. i z dnia 18 stycznia 2008 r. przekazał oficjalne stanowisko Polski wszystkim państwom uczestniczącym w procedurze EIA. Minister Gospodarki aktywnie wspiera działania Ministra Środowiska.

W 2007 r. do Parlamentu Europejskiego wpłynęły petycje poparte przez blisko 30 tysięcy obywateli UE, głównie z Litwy, Łotwy i Estonii, zaniepokojonych planowaną budową podmorskiego gazociągu przez Morze Bałtyckie z Federacji Rosyjskiej do Republiki Federalnej Niemiec. Ich zdaniem inwestycja ta stanowi poważne zagrożenie dla środowiska naturalnego oraz może być sprzeczna z prawem UE. Komisja Petycji Parlamentu Europejskiego prowadzi obecnie prace w sprawie ww. petycji. W dniu 14 marca 2008 r. przedstawiony został projekt sprawozdania Pana Marcina Libickiego, polskiego posła do Parlamentu Europejskiego i Przewodniczącego Komisji Petycji, w sprawie wpływu planowanej budowy gazociągu Nord Stream. W projekcie pojawiło się m.in. wezwanie do wstrzymania budowy gazociągu Nord Stream ze względu na zagrożenia dla środowiska naturalnego. Ww. projekt sprawozdania rozpatrzony został przez Komisję Petycji, a następnie w dniu 8 lipca 2008 r. przyjęty przez Parlament Europejski. Przyjęta rezolucja wyraża potrzebę dyskusji nad przyszłością gazociągu północnego, wskazując, że Parlament Europejski oczekuje dogłębnej i przekonującej oceny projektu, uwzględniając wszystkie aspekty środowiskowe, ekonomiczne i prawne.

4.5.2. Gazociąg Amber jako alternatywa dla gazociągu Nord Stream

W okresie objętym Sprawozdaniem podjęte zostały działania na rzecz realizacji projektu budowy gazociągu Amber jako projektu alternatywnego dla gazociągu Nord Stream. Gazociągiem Amber rosyjski gaz byłby przesyłany przez Estonię, Łotwę, Litwę i Polskę do Niemiec oraz na zachód Europy.

Gazociąg Amber stwarzałby zdecydowanie mniejsze zagrożenie dla środowiska naturalnego, gdyż byłby poprowadzony drogą lądową.

Polska w porozumieniu z Litwą, Łotwą i Estonią przygotowała w sierpniu 2007 r. „Wspólne stanowisko Ministrów Gospodarki Republiki Estonii, Republiki Łotwy, Republiki Litwy i Rzeczypospolitej Polskiej" dotyczące opracowania studium wykonalności gazociągu Amber. Stanowiska tego nie poparła jednak Łotwa. W dniu 4 lutego 2008 r. w Wilnie podpisany został „Komunikat Ministrów Gospodarki Litwy, Łotwy, Estonii i Polski" dotyczący m.in. współpracy w ramach projektu budowy gazociągu Amber.

4.5.3. Działania w ramach Europejskiej Sieci Korespondentów Energetycznych (NESCO)

Europejską Sieć Korespondentów Energetycznych (*Network of Energy Security Correspondents* – zwaną dalej „NESCO") tworzą wyznaczeni przez państwa członkowskie korespondenci. Polskę reprezentują przedstawiciele Ministra Gospodarki. Głównym celem NESCO jest stałe monitorowanie sytuacji dostaw nośników energii do UE oraz stworzenie mechanizmu wczesnego ostrzegania o zagrożeniach. Korespondenci komunikują się poprzez specjalnie utworzony w tym celu portal internetowy, informując się nawzajem o sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. NESCO nie jest narzędziem zapobiegającym kryzysowi, ale pozwalającym ostrzegać się z odpowiednim wyprzedzeniem. W okresie objętym Sprawozdaniem trwały prace nad kształtem NESCO.

4.5.4. Wykorzystanie funduszy UE

W dniu 29 listopada 2006 r. Rada Ministrów przyjęła projekt „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013", w ramach którego przewidywane jest wsparcie rozbudowy przesyłowej i dystrybucyjnej sieci gazowej oraz podziemnych magazynów gazu. Projekty te będą realizowane w ramach Priorytetu „Bezpieczeństwo Energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii", który został przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki. W styczniu 2007 r. Rada Ministrów przyjęła indykatywny wykaz dużych projektów stanowiący załącznik do „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013", opracowany w podziale na

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 40

listę projektów podstawowych oraz listę projektów rezerwowych. Komisja Europejska w dniu 7 grudnia 2007 r. zatwierdziła „Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013". Na realizację tego programu na lata 2007-2013 przewidziano łącznie ok. 35 mld euro, z czego na priorytet „Bezpieczeństwo energetyczne, w tym w tym dywersyfikacja źródeł energii" ok. 1 mld euro.

Po przeprowadzonej weryfikacji pod kątem wykonalności i kwalifikacji do współfinansowania, zmodyfikowane listy projektów zostały opublikowane w Monitorze Polskim (M. P. Nr 30, poz. 269) w dniu 6 marca 2008 r. Wśród projektów przyjętych do realizacji w ramach „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013" m.in. znajdują się:

- Budowa KPMG Kosakowo o pojemności czynnej 100 mln m^3;
- Rozbudowa KPMG Mogilno o pojemność czynną 100 mln m^3 (dwie kawerny);
- Rozbudowa PMG Strachocina do pojemności czynnej 330 mln m^3;
- Rozbudowa PMG Wierzchowice do pojemności 1,2 mld m^3.

Ponadto, trwają prace nad uruchomieniem działania dotyczącego „Budowy systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacji istniejących sieci dystrybucji". W ramach tego działania przewidywany jest tryb konkursowy wyboru projektów.

Do dnia 31 września 2008 r. podpisanych zostało 17 pre-umów w ramach „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013", w tym 11 projektów OGP GAZ-SYSTEM SA (projekty budowy gazociągów przesyłowych), 4 projekty PGNiG SA (budowa i rozbudowa PMG) oraz 1 projekt PERN „Przyjaźń" SA (budowa rurociągu naftowego Brody-Płock). Ponadto w dniu 29 grudnia 2008 r. podpisano aneksy do pre-umów PGNiG SA.

5. Zapasy handlowe i obowiązkowe gazu ziemnego

5.1. Pojemność czynna instalacji magazynowych i poziom zapasów gazu ziemnego

Właścicielem wszystkich podziemnych magazynów gazu ziemnego znajdujących się na terenie Polski jest PGNiG SA. W dniu 13 lipca 2007 r. PGNiG SA wystąpiło z wnioskiem do Prezesa URE o zwolnienie z obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych do dnia 31 grudnia 2012 r. na podstawie art. 4h ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 4h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne, które odmówiło świadczenia usługi magazynowania gazu ziemnego, z powodów określonych w tym przepisie, powinno niezwłocznie wystąpić z wnioskiem do Prezesa URE o czasowe zwolnienie z obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych lub ograniczenie tych obowiązków, podając uzasadnienie odmowy. Prezes URE w dniu 22 lutego 2008 r. zwrócił się do Komisji Europejskiej w sprawie wniosku PGNiG SA dotyczącego zwolnienia ze świadczenia usług magazynowania paliw gazowych. W okresie objętym Sprawozdaniem postępowanie przed Prezesem URE w sprawie ww. zwolnienia nie zostało zakończone, gdyż Komisja Europejska nie przedstawiła stanowiska w przedmiotowej sprawie.

Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego w 2008 r. wynosząca ok. 1,66 mld m^3 odpowiada, w zależności od pory roku, ok. 30-50 dniom krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny i stanowi 11,57% rocznego jego zużycia w Polsce. Pojemność ta służy zaspokajaniu krótkotrwałych, dużych nierównomierności w poborze gazu ziemnego, pozwala na zapewnienie możliwości utrzymania jego dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu (KPMG Mogilno) oraz w szczególności pokrywaniu długotrwałych, zwiększonych zapotrzebowań w okresach jesienno-zimowych (PMG Wierzchowice i PMG Husów).

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego ustalone zostały na okres od dnia 1 października 2008 r. do dnia 30 września 2009 r. w wysokości 296,8 mln m^3. Łączny poziom zapasów, zarówno handlowych jak i obowiązkowych, w poszczególnych podziemnych magazynach (stan na dzień 31 grudnia 2008 r.) przedstawia tabela 7 (str. 41).

Na wskutek stosunkowo wysokich temperatur otoczenia w grudniu 2008 r. pobór z magazynów wyniósł ok. 136 mln m^3. Jednocześnie z powodu informacji prasowych dotyczących możliwości zakłóceń w dostawach gazu z Ukrainy od początku stycznia 2009 r., pod koniec grudnia 2008 r. uruchomiono zatłaczanie gazu do KPMG Mogilno. Łącznie do magazynu zatłoczono blisko 7 mln m^3 gazu.

Obecnie stosunek pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego w Polsce do rocznego jego zużycia wynosi około 13,5%, co zapewnia pokrycie średniego zużycia gazu ziemnego przez okres 49 dni. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego pokrywają 11 dni dziennego średniego jego przywozu.

W okresie objętym Sprawozdaniem na potrzeby techniczne bilansowania systemu przesyłowego – OGP GAZ-SYSTEM SA wykorzystywał magazyn w Mogilnie. Pojemność magazynu gazu ziemnego udostępniona na potrzeby operatora systemu przesyłowego wyniosła 50 mln m^3.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 41

Tabela 7. Poziom zapasów handlowych i obowiązkowych w podziemnych magazynach gazu ziemnego (stan na dzień 31 grudnia 2008 r.)

Nazwa magazynu	Rodzaj	Pojemność czynna [mln m^3]	Stan napełnienia [mln m^3]	% napełnienia pojemności czynnej
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	575,00	473,50	82,30
Mogilno	kawerny	380,20	374,70	98,60
Husów	złoże wyeksploatowane	400,00	380,60	95,10
Strachocina	złoże wyeksploatowane	150,00	106,30	70,90
Swarzów	złoże wyeksploatowane	90,00	66,50	73,90
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	65,00	55,10	84,80
Razem		**1 660,20**	**1 456,70**	**87,70**

Źródło: dane z OGP GAZ-SYSTEM SA, pismo z dnia 9 stycznia 2009 r.

Obecnie funkcjonujące magazyny gazu ziemnego przystosowane są do przechowywania jedynie gazu wysokometanowego.

Oprócz magazynów PGNiG SA, również G.EN. Trading Sp. z o.o. posiada magazyn gazu ziemnego w formie instalacji magazynującej skroplony gaz ziemny w miejscowości Janowice (woj. dolnośląskie).

5.2. Inwestycje w podziemne magazyny gazu ziemnego

W 2008 r. PGNiG SA realizowało inwestycje w zakresie podziemnych magazynów gazu ziemnego o łącznej wartości ok. 94 mln PLN.

Wykaz inwestycji realizowanych przez PGNiG SA, mających na celu zwiększenie pojemności magazynowych do 2012 r. przedstawia tabela 8.

Do 2012 r. planowane jest zwiększenie pojemności magazynowych z obecnych 1,66 mld m^3 do 2,84 mld m^3. W dalszej perspektywie docelowa pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego PMG Wierzchowice może zostać rozbudowana do 3,5 mld m^3. W planach inwestycyjnych znajduje się również zwiększenie pojemności czynnej magazynów gazu ziemnego KPMG Mogilno do 0,8 mld m^3 w 2018 r. oraz zakończenie budowy KPMG Kosakowo o pojemności 0,250 mld m^3 w 2020 r.

Rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego w Wierzchowicach, Mogilnie, Strachocinie i budowa magazynu w Kosakowie jest przewidziana do współfinansowania ze środków pochodzących z UE w ramach „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko".

Dwa nowe magazyny gazu ziemnego w Bonikowie (woj. wielkopolskie) i Daszewie (woj. zachodniopomorskie) będą przeznaczone do magazynowania gazu ziemnego zaazotowanego. Będą to magazyny o znaczeniu lokalnym, umożliwiające regulowanie zapotrzebowania na gaz dla grupy odbiorców będących w zasięgu oddziaływania magazynu oraz pozwolą na racjonalne gospodarowanie zasobami lokalnych złóż gazu zaazotowanego.

Równolegle prowadzone są również działania mające na celu pozyskanie nowych lokalizacji magazynowych. W PGNiG SA przeprowadzono szereg studiów i analiz dla celów najkorzystniejszych lokalizacji PMG w Polsce z uwzględnieniem wyeksploatowanych złóż gazu ziemnego, struktur zawodnionych, jak również wykorzystania złóż soli i wysadów solnych w powiązaniu z potrzebami rozbudowy systemu przesyłowego gazu.

W fazie analiz koncepcyjnych i prac przygotowawczych znajdują się następujące projekty: PMG Wierzchowice II etap i PMG Tarnów – wykorzystujące naturalne struktury geologiczne, KPMG Goleniów – magazyn zlokalizowany na terenie wysadu solnego. W chwili obecnej trwają prace mające na celu przygotowanie materiałów pozwalających na podjęcie ewentualnych decyzji inwestycyjnych i uzyskania koncesji na magazynowanie.

Tabela 8. Inwestycje PGNiG SA w podziemne magazyny gazu ziemnego do 2012 r.

Nazwa magazynu	Rodzaj inwestycji	Pojemność czynna [mld m^3]	Pojemność docelowa [mld m^3]	Rok ukończenia
Wierzchowice	Rozbudowa	0,58	1,20	2011
Mogilno	Rozbudowa	0,38	0,44	2012
Strachocina	Rozbudowa	0,15	0,33	2011/2012
Husów	Rozbudowa	0,40	0,50	2010
Bonikowo	Budowa	–	0,20	2011/2012
Kosakowo	Budowa	–	0,05	2012
Daszewo	Budowa	–	0,06	2010/2011

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych PGNiG SA.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 42

Oprócz inwestycji PGNiG SA, spółka DPV SERWICE Sp. z o.o., w której 100% udziałów posiada spółka EMFESZ NG Polska Sp. z o.o., rozpoczęła prace przy budowie podziemnego magazynu gazu ziemnego w wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego w Antoninie w okolicach Ostrowa Wielkopolskiego. Od 2007 r. prowadzone są prace badawcze, a w 2008 r. planowane są prace wiertnicze na złożu i rozpoczęcie inwestycji związanej z budową przyłącza do systemu przesyłowego. Spółka DPV SERVICE Sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem o dofinansowanie projektu PMG Antonin z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko", osi priorytetowej „Bezpieczeństwo Energetyczne". PMG Antonin będzie magazynem komercyjnym, świadczącym usługi dla EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. oraz dla wszystkich innych uczestników rynku zgodnie z zasadą TPA. Rozpoczęcie funkcjonowania PMG Antonin, którego pojemność będzie wynosić ok. 140-180 mln m^3, planowane jest na 2010 r. Koszty całości inwestycji mają wynieść ok. 200 mln PLN.

Planowane zwiększenie pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego do 2,84 mld m^3 do 2012 r. przyczyni się do zapewnienia możliwości utrzymywania odpowiednich poziomów zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zgodnie z przyjętym w ustawie o zapasach harmonogramie (art. 74 ust. 2) oraz zapasów handlowych przedsiębiorstw energetycznych.

6. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

6.1. Charakterystyka systemu przesyłowego

W Polsce istnieją dwa oddzielne systemy przesyłowe gazu ziemnego:

- system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego, będący w ciągłej rozbudowie;
- system przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego, znacząco mniejszy od systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokomenanowego, który podlega stopniowemu zastępowaniu przez gaz ziemny wysokometanowy.

System przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego umożliwia odbiór gazu ziemnego importowanego i gazu ze złóż zlokalizowanych na południu Polski, jak również gazu ziemnego wysokometanowego uzyskanego w procesie odazotowania z gazu ziemnego zaazotowanego ze złóż zlokalizowanych na zachodzie Polski. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swym zasięgiem teren zachodniej części Polski i zasilany jest ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim.

Gaz ziemny rozprowadzany jest w Polsce siecią przesyłową o długości ok. 9 675,1 km[18] zarządzaną przez OGP GAZ-SYSTEM SA. 6 768,2 km sieci jest własnością OGP GAZ-SYSTEM SA, a pozostałe 2 906,9 km zarządzane jest przez OGP GAZ-SYSTEM SA na podstawie umowy leasingu operacyjnego zawartej z PGNiG SA w dniu 6 lipca 2005 r.

Rząd RP dąży do jak najszybszego zakończenia umowy leasingu operacyjnego zawartego pomiędzy PGNiG SA i OGP GAZ-SYSTEM SA. Zgodnie z Uchwałą nr 25 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG SA z dnia 27 lipca 2007 r., zdecydowano o przekazaniu Skarbowi Państwa dywidendy niepieniężnej za 2006 r. o wartości ok. 850 mln PLN, która następnie przekazana została do OGP GAZ-SYSTEM SA w formie sieci gazowych oraz przyłączanych do nich urządzeń i instalacji wchodzących w skład systemu przesyłowego będących przedmiotem leasingu. W identyczny sposób w 2006 r. została przekazana do OGP GAZ-SYSTEM SA dywidenda niepieniężna za 2005 r. w wysokości ok. 681 mln PLN, a w październiku 2008 r. została przekazana dywidenda niepieniężna za 2007 r. w wysokości ok. 1 106 mln PLN.

W dniu 2 lipca 2007 r. podpisane zostały pomiędzy OGP GAZ-SYSTEM SA, PGNiG SA i operatorami systemów dystrybucyjnych porozumienia dotyczące przekazania do operatorów sieci gazowych oraz przyłączanych do nich urządzeń i instalacji wchodzących w skład systemu przesyłowego o charakterze dystrybucyjnym, niemających istotnego znaczenia dla funkcjonowania ogólnokrajowego systemu przesyłowego jako całości.

Informacje dotyczące majątku zarządzanego przez OGP GAZ-SYSTEM SA (stan na dzień 31 grudnia 2008 r.) przedstawia tabela 9 (str. 43).

Infrastruktura systemu przesyłowego (stan na dzień 31 grudnia 2008 r.) według struktury wiekowej istniejących gazociągów przedstawia tabela 10 i rys. 1 (str. 43).

W systemie przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego (grupa E) występują tzw. wąskie gardła, czyli obszary o ograniczonej przepustowości. Należą do nich następujące rejony:

- obszar północno-zachodniej Polski
  - rejon oddziaływania gazociągu Odolanów-Kotowo-Police,
  - rejon oddziaływania gazociągu Piła-Koszalin-Słupsk,
- rejon Częstochowy oraz obszar na południowy wschód od Piotrkowa Trybunalskiego
  - gazociąg Piotrków-Lubienia,
- obszar wschodniej części Polski

[18] Stan na dzień 12 grudnia 2008 r. na podstawie danych z OGP GAZ-SYSTEM SA, pismo z dnia 24 marca 2009 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 43

Tabela 9. System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM SA (stan na dzień 31 grudnia 2008 r.)

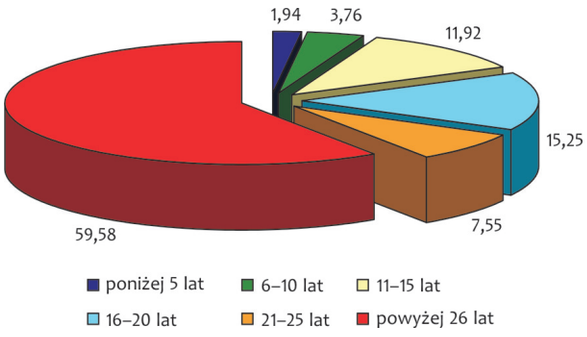
System przesyłowy	Majątek własny OGP GAZ-SYSTEM SA	Majątek leasingowany od PGNiG SA	Majątek razem
Gazociągi przesyłowe	6 768,2 km	2 906,9 km	9 675,1 km
Stacje gazowe	507 szt.	316 szt.	823 szt.
Tłocznie gazu	13 szt.	1 szt.	14 szt.

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych przedstawionych w piśmie OGP GAZ-SYSTEM SA z dnia 31 marca 2009 r.

Tabela 10. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez OGP GAZ-SYSTEM SA według struktury wiekowej stan na dzień 31 grudnia 2009 r.

	Poniżej 5 lat	6–10 lat	11–15 lat	16–20 lat	21–25 lat	Powyżej 26 lat
Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km] **Stan majątku OGP GAZ-SYSTEM SA**	175,7	192,0	635,4	864,0	526,9	4 374,3
Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km] **Gazociągi objęte leasingiem**	11,9	171,8	517,7	611,4	203,3	1 390,8
Łączna długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej km]	187,6	363,8	1 153,1	1 475,4	730,2	5 765,1

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych przedstawionych w piśmie OGP GAZ-SYSTEM SA z dnia 31 marca 2009 r.



Rysunek 1. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez OGP GAZ-SYSTEM SA według struktury wiekowej stan na dzień 31 grudnia 2008 r. [w %] *(Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych przedstawionych w piśmie OGP GAZ-SYSTEM SA z dnia 31 marca 2009 r.)*

  - rejon oddziaływania gazociągu Rembelszczyzna-Białystok,
- obszar północnej Polski (województwo pomorskie i kujawsko-pomorskie)
  - gazociąg Tuchola-Chojnice-Człuchów.

W 2007 r. w systemie gazu ziemnego wysokometanowego oddano do użytku następujące gazociągi przedstawione w tabeli 11.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego systemem przesyłowym, OGP GAZ-SYSTEM SA realizował w 2007 r. prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe na łączną kwotę 201,9 mln PLN, a w 2008 r. na kwotę 233,5 mln PLN. Prace modernizacyjne realizowane przez OGP GAZ-SYSTEM na części majątku będącego przedmiotem umowy leasingowej prowadzone były ze środków PGNiG SA, natomiast modernizacje i remonty prowadzone na majątku własnym oraz nakłady na informatykę finansowane były ze środków własnych OGP GAZ-SYSTEM SA.

6.2. Planowane lub będące w budowie nowe zdolności przesyłowe gazu ziemnego

Z uwagi na skalę ograniczeń przepustowości systemu przesyłowego na obszarze północno-zachod-

Tabela 11. Gazociągi w systemie gazu ziemnego wysokometanowego oddane do użytku w 2007 r.

Lp.	Nazwa gazociągu	Średnica [mm]	Długość [km]
1	Nowogard-Płoty	DN 500	15,18
2	Mogilno-Gustorzyn – odgałęzienie do Radziejowa	DN 100	0,02
3	Szutków-Lubaczów	DN 100	4,32
4	Przyłączenie OZG Żołynia	DN 80	0,25
5	Oświęcim-Świerklany, odgałęzienie do SRP Stara Wieś	DN 100	0,05
6	Kluczbork-Opole-Przywory, odgałęzienie do SRP Bogacica	DN 100	0,01
7	Sobiszowice-Blachownia, odgałęzienie do SRP Kędzierzyn Koźle	DN 100	1,08

Źródło: pismo OGP GAZ-SYSTEM SA z dnia 9 maja 2008 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 44

niej Polski w 2007 i w 2008 r. podjęte zostały przez OGP GAZ-SYSTEM SA następujące działania organizacyjno-techniczne i inwestycyjne:

- zwiększenie kontraktowych mocy odbioru gazu z Systemu Gazociągów Tranzytowych w węźle Lwówek do wielkości 270-280 tys. m^3/h, przy jednoczesnym zachowaniu warunków przesyłu gazu do Mallnow;
  Rozwiązanie to pozwala na reagowanie w sytuacjach występowania ekstremalnie niskich temperatur, gdy konieczne może być znaczne przekroczenie umownych wielkości odbioru gazu ziemnego nawet przy istotnym ograniczeniu jego dostaw do Zakładów Chemicznych Police. Realizacja tego zadania, poprzez zmniejszenie mocy odbioru gazu ziemnego w węźle Włocławek, daje możliwość wprowadzania do sieci w sytuacjach krytycznych dodatkowych ilości (ok. 4-5 mln m^3/dobę) gazu z KPMG Mogilno, tym samym poprawiając warunki prowadzenia ruchu w systemie przesyłowym.
- budowę tłoczni gazu w rejonie Goleniowa;
  Zrealizowanie tej inwestycji pozwoli na przesyłanie zwiększonego strumienia gazu odbieranego w węźle Lwówek na odcinku Kotowo-Goleniów, przy jednoczesnym zapewnieniu możliwości utrzymania umownych ciśnień dostawy gazu ziemnego w określonych punktach systemu.
- budowę gazociągu Szczecin-Gdańsk;
  Realizacja tej inwestycji pozwoli na poprawę warunków przesyłu gazu ziemnego do rejonu Pasa Nadmorskiego (obejmującego rejon Koszalin-Słupsk-Ustka) i rejonu Koszalin-Szczecinek-Piła. W 2007 r. zakończono realizację gazociągu Nowogard-Płoty stanowiącego I odcinek przedmiotowego gazociągu.

Ponadto, pełne udrożnienie przepustowości systemu przesyłowego w pozostałych obszarach występowania ograniczeń przepustowości wymagać będzie m.in.:

- zakończenia budowy gazociągu DN 500 Gustorzyn-Gdańsk-Wiczlino,
- zakończenia budowy gazociągu DN 500 Lubliniec-Częstochowa,
- zakończenia budowy gazociągu DN 400 Mory-Piotrków,
- modernizacji tłoczni Jarosław,
- budowy gazociągów związanych z odbiorem gazu importowanego w północno-zachodniej Polsce DN 1000/700 Świnoujście-Szczecin-Lwówek, DN 700 Płoty-Wilczno-Gustorzyn-Gdańsk-Wilczno,
- budowy gazociągów związanych z odbiorem gazu importowanego z Niemiec na istniejącym kierunku porzez węzeł Lasów DN 500 Jeleniów-Dziwiszów i DN 500 Taczalin-Radakowice-Gałów.

7. Oddziaływanie sektora gazowego na środowisko

Głównym zadaniem stawianym przed sektorem gazowym jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, przy zachowaniu wymagań dotyczących ochrony środowiska. Zgodnie z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2025 roku" oraz zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, zwiększone zużycie gazu ziemnego, jako alternatywa dla węgla, było kluczowym składnikiem polskiego planu spełnienia rygorystycznych regulacji UE w kwestii energii i ochrony środowiska. W powyższych dokumentach wyraźnie podkreślono potrzebę wzrostu udziału gazu ziemnego w nośnikach energii w Polsce, dając jednoznaczny sygnał popierający technologie proekologiczne, w tym gazowe, pozwalające na zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

Gaz ziemny jest wykorzystywany zarówno w gospodarstwach domowych, małych przedsiębiorstwach, jak i dużych zakładach przemysłowych. W przemyśle, zwłaszcza chemicznym, wykorzystywany jest jako surowiec do otrzymywania wodoru, stosowanego np. w procesach oczyszczania i uszlachetniania ropy naftowej oraz jest kluczowym półproduktem w różnych syntezach organicznych, w przemyśle azotowym stosuje się go do produkcji amoniaku, a następnie nawozów azotowych. Ponadto, gaz ziemny jest idealnym paliwem do skojarzonej produkcji energii i ciepła – kogeneracji, co wynika z parametrów gazu ziemnego, tj. stałej jakości i wysokiej wartości opałowej.

W okresie objętym Sprawozdaniem Polska uczestniczyła w międzynarodowym programie „Methane to Markets Partnership". Wiodącą rolę w tym programie pełni Amerykańska Agencja ds. Ochrony Środowiska (*Environmental Protection Agency* – EPA), a silnego wsparcia finansowego udziela Rząd Stanów Zjednoczonych oraz sektor prywatny. Program ten ma na celu zmniejszenie emisji metanu z czterech sektorów gospodarki światowej: górnictwa węglowego, rolnictwa, składowania odpadów oraz przemysłu naftowego i gazowniczego, połączone z rynkowym wykorzystaniem gazu, który obecnie emitowany jest do atmosfery. Metan jest gazem cieplarnianym ponad dwudziestokrotnie bardziej efektywnym w zatrzymywaniu ciepła niż dwutlenek węgla, ograniczenie jego antropogenicznych emisji jest więc w pełni uzasadnione. Uczestnictwo Polski w „Methane to Markets Partnership" ma prowadzić do ułatwienia w dostępie do technologii sprawdzonych już na świecie, uczestnictwa w badaniach, wymiany doświadczeń i wprowadzania nowoczesnych rozwiązań do Polski.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 45

8. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa gazu ziemnego

8.1. Grupa Kapitałowa PGNiG SA

Wstępne dane finansowe GK PGNiG SA za 2008 r. w porównaniu do danych z lat 2005-2007 przedstawiono w tabeli 12.

Tabela 12. Dane finansowe GK PGNiG SA za 2008 r. w porównaniu do lat 2005-2007 [mln PLN]

Dane	2008 r.*	2007 r.	2006 r.	2005 r.
Przychody ze sprzedaży	18 433,12	16 652,13	15 197,65	12 559,09
Zysk z działalności operacyjnej	885,49	851,60	1 470,02	1 397,72
Zysk brutto	1 011,11	1 002,73	1 572,05	1 397,72
Zysk netto	928,58	916,07	1 327,91	880,66

* Dane za 2008 r. są danymi wstępnymi.

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych GK PGNiG SA.

Skonsolidowany wynik finansowy netto GK PGNiG SA w 2007 r. w porównaniu do roku ubiegłego spadł o 31%, głównie w wyniku straty w wysokości 1,3 mld PLN na wyniku operacyjnym w segmencie dystrybucji, spowodowanej koniecznością korekty wartości majątku trwałego w operatorach systemów dystrybucyjnych i rozdzieleniem działalności dystrybucyjnej od obrotu. Przyczynami dokonania aktualizacji wartości majątku w spółkach dystrybucyjnych były m.in. wyższy niż planowano w latach poprzednich wzrost kosztów działalności dystrybucyjnej oraz wyższy poziom nakładów inwestycyjnych na odtworzenie majątku dystrybucyjnego.

Istotny wpływ na wyniki finansowe GK PGNiG SA w 2008 r. miał poziom notowań ropy naftowej i produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych. W okresie od stycznia do lipca 2008 r. utrzymywał się wzrostowy trend notowań ropy naftowej na światowych rynkach. W czerwcu i lipcu notowania tego surowca osiągnęły rekordowe wyniki. Na wyniki finansowe GK istotny wpływ miała także sytuacja na rynkach walutowych. W sierpniu i wrześniu 2008 r. nastąpił wzrost kursu dolara wobec złotego. Umocnienie się kursu dolara negatywnie wpłynęło na koszty zakupu gazu z importu. W związku z powyższym GK PGNiG SA w 2008 r. miała 928,58 mln PLN zysku wobec 916 mln PLN zysku w roku poprzednim, a w IV kwartale 2008 r. odnotowała stratę netto w wysokości 310 mln PLN wobec 500 mln PLN straty w IV kwartale 2007 r.

Wstępne dane finansowe PGNiG SA za 2008 r. w porównaniu do danych z lat 2005-2007 przedstawiono w tabeli 13.

Wzrost cen sprzedaży gazu w 2007 r. o 9,9% w wyniku zatwierdzenia przez Prezesa URE zmiany taryfy na paliwa gazowe z dniem 1 stycznia 2007 r. wpłynął na zwiększenie przychodów ze sprzedaży paliw gazowych. Na wzrost wyniku ze sprzedaży gazu wysokometanowego w 2007 r. wpłynął również spadek wolumenu zakupu gazu z importu o 7%, który osiągnięto dzięki zwiększeniu w IV kwartale 2007 r. poboru gazu z podziemnych magazynów, do których zatłaczany jest również tańszy gaz z wydobycia krajowego. Na poprawę wyniku sprzedaży gazu wysokometanowego wpłynęła również integracja obrotu w PGNiG SA, co wiązało się z przejęciem odbiorców od spółek gazownictwa.

Zrealizowany przez PGNiG SA w 2007 r. zysk brutto wzrósł o ok. 1 150 mln PLN, co stanowi wzrost o 91% w porównaniu do roku poprzedniego. Na jego wysokość miał wpływ wynik na działalności finansowej, który wzrósł o 235,5 mln PLN i był głównie spo-

Tabela 13. Dane finansowe PGNiG SA za 2008 r. w porównaniu do lat 2005-2007 [mln PLN]

Dane	2008 r.*	2007 r.	2006 r.	2005 r.
Przychody ze sprzedaży	18 038,47	15 119,94	12 116,15	12 121,67
Zysk z działalności operacyjnej	383,68	2 121,98	1 207,48	1 408,17
Zysk brutto	655,28	2 421,03	1 270,99	1 833,18
Zysk netto	620,29	2 154,92	1 096,94	1 582,27

* Dane za 2008 r. są danymi wstępnymi.

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych PGNiG SA.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 46

wodowany wpływami z tytułu dywidend i udziałów w zyskach od spółek powiązanych oraz wzrostem odsetek od udzielonych pożyczek i krótkoterminowych lokat bankowych.

W 2008 r. PGNiG SA odnotowała zysk netto w wysokości ok. 620 mln PLN wobec 2 154,9 mln PLN zysku w roku poprzednim, co spowodowane było stratą w IV kwartale 2008 r. w wysokości ok. 492,6 mln PLN. Największy wpływ na uzyskane przez spółkę wyniki w III i IV kw. 2008 r. miały koszty zakupu gazu z importu. Cena, za jaką PGNiG SA kupowało gaz w III i IV kw. 2008 r., opierała się na cenach produktów ropopochodnych z IV kw. 2007 r. oraz I i II kw. 2008 r. Dziewięciomiesięczna średnia miesięczna notowań ropy dla III kw. 2008 r. wzrosła w porównaniu ze średnią dla II kw. 2008 r. o ok. 19%, a w porównaniu do ceny, za jaką kupowano gaz w III kw. 2007 r., wzrost wynosił aż 65%, co skutkowało prawie 60% wzrostem kosztu zakupu gazu z importu w stosunku do analogicznego okresu w roku ubiegłym.

Wstępne dane finansowe PGNiG SA za I-IV kw. 2008 r. w porównaniu do IV kw. 2007 r. przedstawia tabela 14.

Spółka konsekwentnie realizauje inwestycje strategiczne. W III kw. 2008 r. rozpoczęto realizację projektu budowy kopalni Lubiatów-Międzychód-Grotów. Inwestycja ta wpisuje się w strategię zwiększenia wartości rynkowej PGNiG SA, będąc również elementem wzmacniającym bezpieczeństwo energetyczne kraju.

8.2. OGP GAZ-SYSTEM SA

Wynik finansowy poprawił również OGP GAZ-SYSTEM SA. Rok obrotowy w OGP GAZ-SYSTEM SA obejmuje okres od dnia 1 maja pierwszego roku do dnia 30 kwietnia kolejnego roku. Z tego powodu, w celu zamieszczenia w niniejszym Sprawozdaniu aktualnych danych finansowych OGP GAZ-SYSTEM SA, w tabeli 15 przedstawiono, w porównaniu do danych za dwa poprzednie okresy, dane za rok obrotowy kończący się w dniu 30 kwietnia 2008 r.

W związku z poborem przez Skarb Państwa dywidendy niepieniężnej za 2007 r. od PGNiG SA, a następnie wniesieniem jej aportem do GAZ-SYSTEM SA, w październiku 2008 r. dokonano wyłączeń składników majątkowych z Umowy Leasingu Operacyjnego o łącznej wartości ok. 1 106 mln PLN.

Tabela 14. Wstępne dane finansowe PGNiG SA za I-IV kw. 2008 r. w porównaniu do IV kw. 2007 r. [mln PLN]

Dane	IV kw. 2008	III kw. 2008	II kw. 2008	I kw. 2008	IV kw. 2007
Przychody ze sprzedaży	5 333,53	3 444,36	3 777,59	5 518,99	5 971,11
Zysk z działalności operacyjnej	–799,57	166,59	343,60	748,38	431,41
Zysk brutto	–761,57	243,46	448,15	725,24	438,85
Zysk netto	–492,64	193,80	343,19	575,93	494,65

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych PGNiG SA.

Wpływ na uzyskane wyniki miał również spadek krajowego wydobycia gazu ziemnego, związany m.in. z dłuższym przestojem remontowym kopalni Dębno oraz awarią u jednego z kontrahentów, która spowodowała ograniczenia produkcji.

PGNiG SA systematycznie zwiększa zakres prowadzonej działalności poza obszarem handlu gazem. Po trzech kwartałach 2008 r. przychody z usług poszukiwawczych wzrosły o 40% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego, a przychody z usług geofizyczno-geologicznych były o 25% wyższe.

8.3. Inne podmioty działające na polskim rynku

Poza spółkami z GK PGNiG SA oraz pozostającym własnością Skarbu Państwa OGP GAZ-SYSTEM SA na rynku gazu ziemnego funkcjonują również inne podmioty, które prowadzą przede wszystkim działal-

Tabela 15. Dane finansowe OGP GAZ-SYSTEM SA za okres od dnia 1 maja 2005 r. do dnia 30 kwietnia 2008 r.

Dane	1 maja 2007 r. – 30 kwietnia 2008 r.	1 maja 2006 r. – 30 kwietnia 2007 r.	1 maja 2005 r. – 30 kwietnia 2006 r.
		mln PLN	
Przychody ze sprzedaży	1 555,47	1 457,51	1 443,51
Zysk z działalności operacyjnej	615,91	452,60	482,08
Zysk brutto	458,56	221,42	239,63
Zysk netto	324,28	154,83	162,91

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM SA.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:58 Page 47

ność w sektorze dystrybucji gazu ziemnego. Nie wszystkie spółki publikują swoje sprawozdania finansowe, wobec tego nie jest możliwe dokonanie czytelnego porównania ich wyników finansowych.

8.4. Kształtowanie cen na rynku gazu ziemnego i konkurencyjność cenowa gazu ziemnego

Rynek gazu ziemnego w Polsce jest rynkiem regulowanym, w którym ceny gazu ziemnego kształtowane są poprzez decyzje Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf na mocy ustawy – Prawo energetyczne.

Rozporządzenie taryfowe z dnia 6 lutego 2008 r. wprowadziło następujące elementy:

- stawka sieciowa;
- zwrot z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych;
- marża dla przedsiębiorstw obrotu.

Prezes URE w taryfach zatwierdza zarówno cenę paliwa, jak i stawki opłat stałych i zmiennych za przesyłanie i dystrybucję, opłaty abonamentowe, opłaty za przyłączenie do sieci oraz kary za nielegalny pobór paliw gazowych.

Cena hurtowa gazu ziemnego wysokometanowego ustalana jest na podstawie średnioważonych kosztów jego pozyskania ze źródeł krajowych i z importu oraz kosztów własnych obrotu. W głównej mierze – z uwagi na fakt, iż znaczna część gazu ziemnego pochodzi z importu – o jej wysokości decyduje koszt nabycia tego gazu za granicą, wyznaczany przez ceny importowe oraz kursy walutowe.

Ceny importowe gazu ziemnego ustalane są kwartalnie, w wysokości wynikającej z formuł kontraktowych zależnych od cen olejów lekkich i ciężkich, jakie notowane są na giełdzie w Rotterdamie w okresie dziewięciu miesięcy poprzedzających dany kwartał. Ich dynamika pozostaje więc w ścisłym związku z długookresowym trendem zmian cen ropy naftowej.

Ceny gazów zaazotowanych (GZ-41,5 i GZ-35) – pochodzących wyłącznie ze źródeł krajowych – ustalane są na takim poziomie, żeby ceny 1 GJ ciepła wytworzonego z tych gazów były zbliżone do ceny 1 GJ ciepła wytworzonego z gazu wysokometanowego. Taki sposób ich ustalania zapewnia powiązanie cen paliw gazowych z ich jakością (wyrażoną ciepłem spalania), powodując jednocześnie, że obrót gazami zaazotowanymi jest wysoce opłacalny. Pozwala to na stabilizację cen paliw gazowych w ustalonym okresie, mimo wzrostu kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu w stosunku do kosztów przyjętych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

W okresie do końca kwietnia 2008 r., dla największych podmiotów rynku, tj. PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM SA oraz sześciu spółek gazownictwa (od dnia 1 lipca 2007 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych), obowiązywały taryfy zatwierdzone przed dniem 1 kwietnia 2007 r. W dniu 10 kwietnia 2008 r. Prezes URE zakończył postępowania administracyjne o zatwierdzenie nowych taryf dla PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM SA oraz sześciu operatorów systemu dystrybucyjnego.

W stosunku do cen i stawek opłat poprzednio obowiązujących, konsekwencją wejścia w życie nowych taryf[19)] jest wzrost ceny paliw gazowych (jako towaru) oraz stawki opłat za dostawę tych paliw, które pokrywają koszty ich transportu sieciami operatorów oraz koszty magazynowania. Jednocześnie obniżone zostały stawki opłat za dostawę paliw gazowych do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej.

W skali całego kraju – uwzględniając zarówno dostawy do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej – wzrost średniej ceny dostawy gazu wynosi 14,45%, w tym dla gazu wysokometanowego – 14,3%, gazu zaazotowanego GZ-41,5 – 16,1% oraz dla gazu zaazotowanego GZ-35 – 15,1%.

Stawki opłat sieciowych dla odbiorców zaopatrywanych z sieci przesyłowej uległy zmniejszeniu dla gazu wysokometanowego o 11,3%, dla gazu zaazotowanego GZ-41,5 o 21,9%, zaś dla gazu zaazotowanego GZ-35 o 13,6%. Głównym powodem jest spadek stawek opłat przesyłowych, które w stosunku do stawek poprzednio obowiązujących zmalały średnio o 8,6%.

W dniu 17 października 2008 r. Prezes URE zatwierdził korektę taryfy dla paliw gazowych dla PGNiG SA. W stosunku do cen i stawek opłat poprzednio obowiązujących, konsekwencją wejścia w życie przedmiotowej korekty jest wzrost wyłącznie ceny paliw gazowych (jako towaru). Zmiana taryfy dla PGNiG SA z dnia 17 października 2008 r. spowodowała wzrost ceny za paliwo gazowe w wysokości od 10,5% do 11,13%.

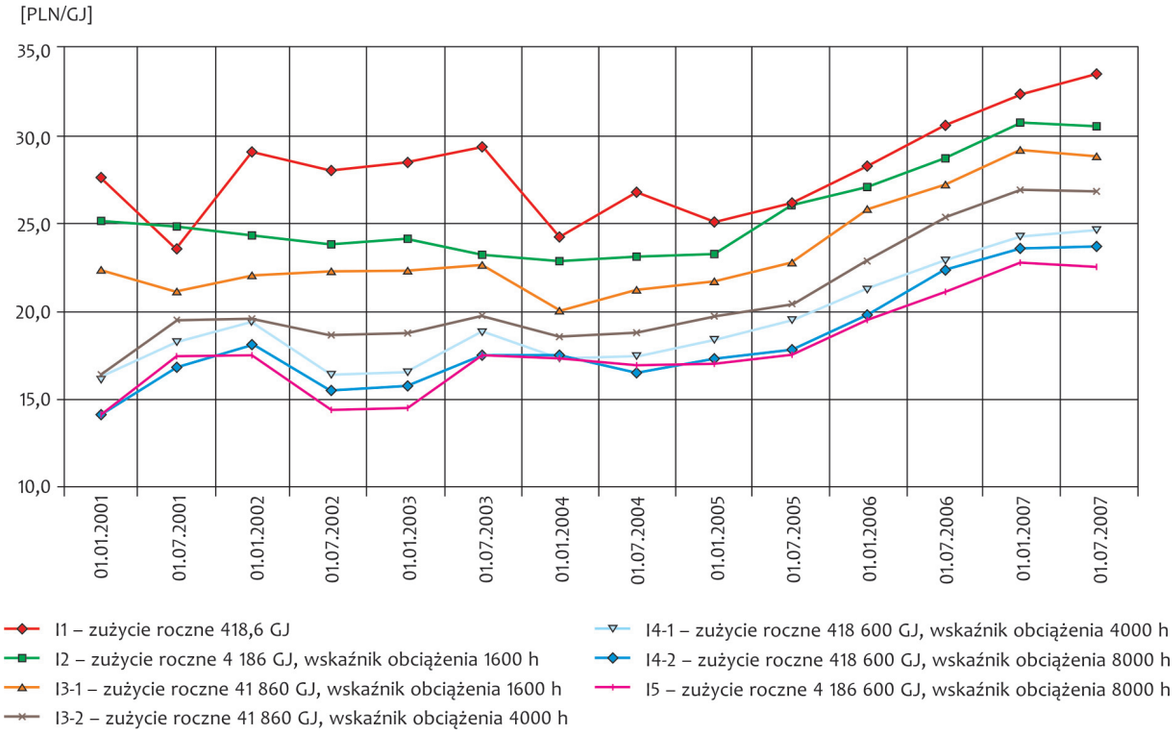
Rysunek 2 (str. 48) przedstawia ewolucję cen gazu ziemnego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych i odbiorców domowych w latach 2001-2008 (ceny brutto za 1 GJ). Kategorie standardowych odbiorców (standard consumers) zostały ustalone do celów statystycznych zgodnie z dyrektywą WE z dnia 29 czerwca 1990 r. Nr 90/377/EWG dotyczące wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych (Dz. Urz. UE L 185 z 17.07.1990, str. 16).

9. Wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

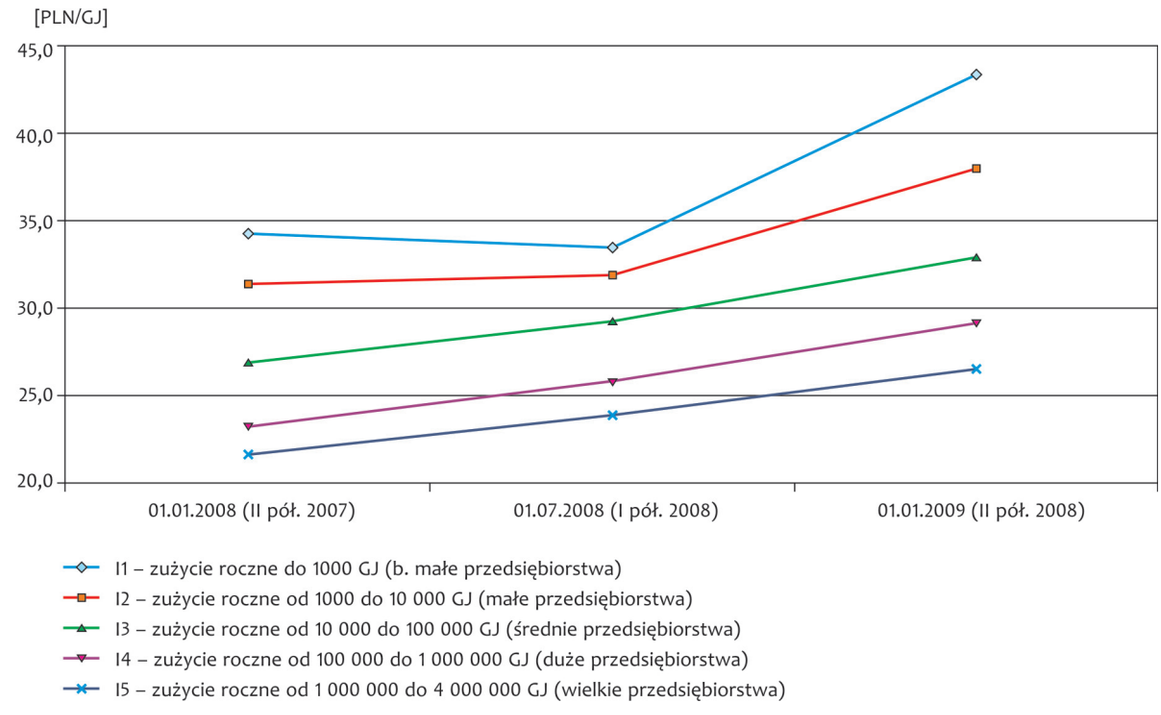
Stan wielu czynników istotnych dla poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski

19) „Taryfa dla paliw gazowych Nr 1/2008 – PGNiG SA" z dnia 10 kwietnia 2008 r., która weszła w życie dnia 25 kwietnia 2008 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 48

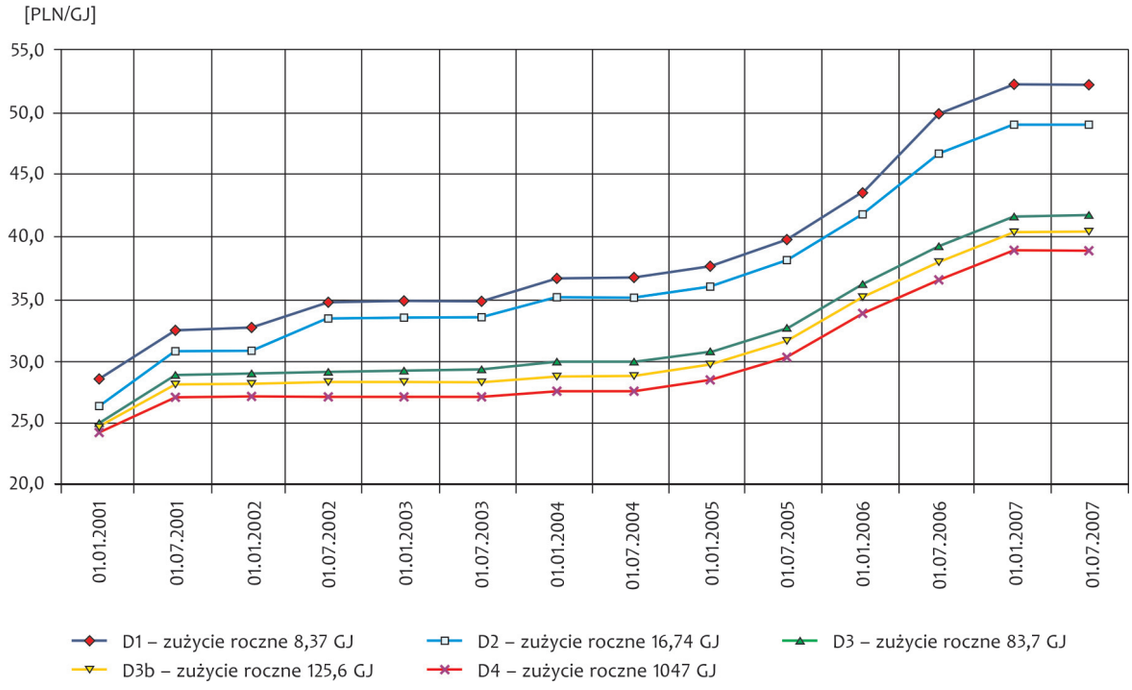


Rysunek 2. Ewolucja cen gazu ziemnego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych w latach 2001-1.07.2007 (ceny brutto za 1 GJ) *(Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych Agencji Rynku Energii SA).*

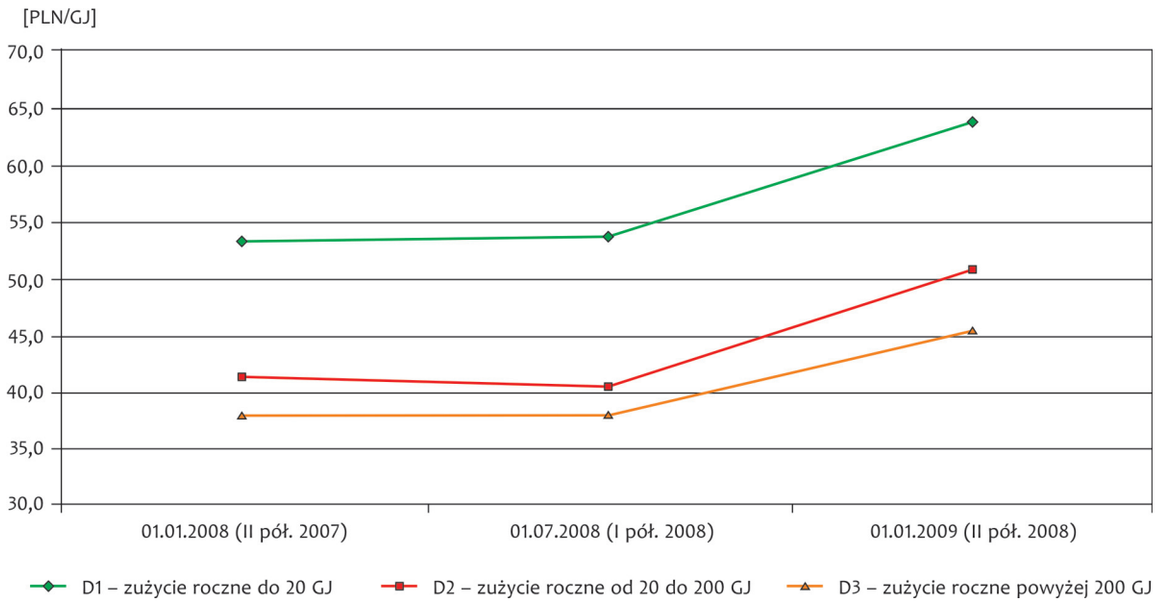


Rysunek 3. Ewolucja cen gazu ziemnego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych w latach 1.07.2007 – 1.07.2008 (ceny brutto za 1 GJ) *(Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych Agencji Rynku Energii SA. W drugiej połowie 2007 r. nastąpiła zmiana metodologii stosowanej w UE dot. zbierania informacji o cenach).*

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 49



Rysunek 4. Ewolucja cen gazu ziemnego według kategorii standardowych odbiorców domowych w latach 2001-1.07.2007 (ceny brutto za 1 GJ) *(Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstaie danych Agencji Rynku Energii SA).*



Rysunek 5. Ewolucja cen gazu ziemnego według kategorii standardowych odbiorców domowych w latach 1.07.2007 – 1.07.2008 (ceny brutto za 1 GJ) *(Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych Agencji Rynku Energii SA. W drugiej połowie 2007 r. nastąpiła zmiana metodologii stosowanej w UE dot. zbierania informacji o cenach).*

należy uznać za zadowalający. Kluczowe spółki sektora gazowego zanotowały w okresie objętym Sprawozdaniem poprawę wyników finansowych, co umożliwia im przeznaczenie dodatkowych środków finansowych na inwestycje. Stworzono sprawnie działający system reagowania w sytuacjach kryzysowych na rynku gazu ziemnego, który stanowi gwarancję zapewnienia ciągłości dostaw, w przypadku wstrzymania dostaw dostarczanych na podstawie obowiązujących kontraktów. Sprawnie funkcjonował system przesyłowy, systemy dystrybucyjne i podziemne magazyny gazu ziemnego. Zmiany dokonane w związku z dostosowaniem polskiego rynku gazu ziemnego do wymagań UE

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 50

zwiększają konkurencyjność na rynku poprzez stworzenie mechanizmów umożliwiających wejście na rynek nowych podmiotów.

Jednocześnie należy zwrócić jednak uwagę, że w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, konieczne jest podjęcie wielokierunkowych działań, również ze względu na prognozowane zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce.

Aktualna pozostaje kwestia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Należy zauważyć, że w okresie objętym Sprawozdaniem, jak i w okresie poprzedzającym okres objęty Sprawozdaniem, wystąpiło zagrożenie związane ze wstrzymaniem dostaw gazu ziemnego do Polski, ze względu na nieporozumienia pomiędzy Federacją Rosyjską oraz państwami tranzytowymi (w zeszłym okresie sprawozdawczym – Ukraina i Białoruś, w tym okresie sprawozdawczym dwa razy – Ukraina). W związku z powyższym, w celu zmniejszenia zagrożenia wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do Polski, konieczna jest realizacja projektów dywersyfikacyjnych – budowy terminalu LNG oraz gazociągów Baltic Pipe i Skanled, które wspierane są przez Rząd RP.

Kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ma rozbudowa infrastruktury w sektorze gazu ziemnego. W tym miejscu należy podkreślić konieczność zwiększenia pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego, które zapewniają ciągłość dostaw w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach. Dlatego też konieczna jest realizacja planów inwestycyjnych PGNiG SA dotyczących zwiększenia pojemności magazynowej, zgodnie z przyjętym harmonogramem prac przedstawionym w niniejszym Sprawozdaniu. Ciągłej rozbudowy wymaga system przesyłowy, szczególnie w regionach, gdzie występują ograniczenia przepustowości.

Ponadto, niezbędne jest też kontynuowanie prac związanych ze zwiększeniem wydobycia krajowego. Posiadane przez Polskę wydobywalne zasoby gazu ziemnego mogą w znaczący sposób przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw tego surowca.

Wyzwaniem dla administracji rządowej pozostaje tworzenie regulacji prawnych, w szczególności w zakresie pobudzenia inwestycji infrastrukturalnych oraz dostosowywania istniejących rozwiązań do zmieniającego się rynku gazu ziemnego w Polsce i w Europie.

Jednocześnie należy podkreślić potrzebę zacieśnienia współpracy pomiędzy państwami członkowskimi UE m.in. w ramach Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu, która może umożliwić powstanie na poziomie wspólnotowym skutecznego mechanizmu reagowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw w poszczególnych państwach członkowskich.

Realizacja zadań przedstawionych powyżej w znaczący sposób zwiększyłaby bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski. Pozytywnie należy ocenić prowadzone obecnie działania, przedstawione w niniejszym Sprawozdaniu, zmierzające do zapewnienia ciągłości i stabilności dostaw gazu ziemnego. Niemniej jednak, należy podkreślić konieczność realizacji ww. projektów, m.in. budowy terminalu LNG, gazociągów Baltic Pipe i Skanled oraz rozbudowy pojemności magazynowych, zgodnie z przyjętymi harmonogramami prac.

10. Źródła wykorzystane przy opracowaniu Sprawozdania

Akty prawa wspólnotowego

- Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.
- Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE.

Akty prawa krajowego

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Uchwały Rady Ministrów

- Uchwała nr 3/2006 Rady Ministrów z dnia 3 stycznia 2006 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii.
- Uchwała nr 77/2006 Rady Ministrów z dnia 31 maja 2006 r. w sprawie działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej Polskiej.
- Uchwała nr 167/2007 Rady Ministrów z dnia 20 września 2007 r. w sprawie ustanowienia programu wieloletniego na lata 2008-2011 pod nazwą: „Budowa falochronu osłonowego dla portu zewnętrznego w Świnoujściu".

Programy rządowe

- „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego" przygotowana przez Ministra Gospodarki, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 20 marca 2007 r.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 51

- „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku" z dnia 1 lipca 2005 r. przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r.

Umowy międzynarodowe

- „Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej" zawarte w dniu 25 sierpnia 1993 r. (z późniejszymi aneksami).

Sprawozdania i raporty

- „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2007 r."
- „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2008 r."
- PGNiG SA, „Sprawozdanie Zarządu z działalności spółki PGNiG SA za rok 2007".
- Grupa Kapitałowa PGNiG SA, „Raport roczny 2007".
- Grupa Kapitałowa PGNiG SA, „Raport roczny 2006".
- Grupa Kapitałowa PGNiG SA, „Raport okresowy za I kwartał 2008 roku".
- Grupa Kapitałowa PGNiG SA, „Raport okresowy za I kwartał 2007 roku".
- OGP GAZ-SYSTEM SA, „Raport roczny 2006/2007".
- OGP GAZ-SYSTEM SA, „Sprawozdanie finansowe za okres od 01.05.2007 do 30.04.2008 roku".
- Agencja Rynku Energii SA, „Aktualizacja długoterminowej prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię oraz wyznaczenie prawdopodobnego poziomu potrzeb energetycznych gospodarki do roku 2030".

Pisma

- Pisma OGP GAZ-SYSTEM SA z dnia 10 marca 2008 r., z dnia 9 maja 2008 r., z dnia 12 lutego 2009 r. i z dnia 16 marca 2009 r.
- Pisma PGNiG SA z dnia 4 kwietnia 2008 r., z dnia 12 maja 2008 r., z dnia 14 lipca 2008 r. i z dnia 11 lutego 2009 r.
- Pismo HANDEN Sp. z o.o. z dnia 7 maja 2008 r.
- Pismo KRI SA z dnia 12 maja 2008 r.
- Pismo Prezesa URE z dnia 22 maja 2008 r.

Strony internetowe

- Urząd Regulacji Energetyki, www.ure.gov.pl
- Ministerstwo Środowiska, www.mos.gov.pl
- PGNiG SA, www.pgnig.pl
- G.EN. GAZ ENERGIA SA, www.gen.com.pl
- HANDEN Sp. z o.o., www.handen.pl
- Media Odra Warta Sp. z o.o., www.mow.pl
- KRI SA, www.kri.pl
- CP Energia SA, www.cpenergia.pl

Inne

- Dane statystyczne Ministerstwa Gospodarki w opracowaniu Agencji Rynku Energii SA.
- Grupa Kapitałowa PGNiG SA, „Prezentacja wyników finansowych za I kwartał 2008 roku".
- Uchwała nr 25 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG SA z dnia 27 lipca 2007 r.
- Uchwała nr 25 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG SA z dnia 27 lipca 2006 r.
- Materiały i opracowania własne Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.

Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 52

Zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwa informacyjnego

dr inż. Tadeusz Zbigniew Leszczyński

Energia zawsze odgrywała ważną rolę w życiu człowieka, a także w tworzeniu więzi międzyludzkich i w rozwoju ekonomicznym społeczeństw. Od niepamiętnych czasów człowiek wykorzystywał energię cieplną ognia, tworząc wokół ognisk wspólnoty pierwotne, zaś wczesne cywilizacje potrafiły użytkować energię wiatru do pokonywania mórz i oceanów. Wychodząc z definicji społeczeństwa informacyjnego, do którego – będąc wśród narodów Unii Europejskiej – Polacy bezsprzecznie zmierzają, w niniejszym artykule[1)] przedstawione zostaną niektóre zagrożenia, jakie można spotkać na drodze przemian systemowych. Szczególną uwagę zwrócono na bezpieczeństwo energetyczne, które jest niezbędne dla sprawnego funkcjonowania społeczeństwa informacyjnego.

Bezpieczeństwo społeczeństwa informacyjnego

Społeczeństwo informacyjne to społeczeństwo, które nie tylko posiada rozwinięte środki przetwarzania informacji i komunikowania, lecz przetwarzanie informacji jest podstawą tworzenia dochodu narodowego i dostarcza źródła utrzymania większości społeczeństwa[2)]. Powyższe pojęcie wywodzi się z prac amerykańskiego ekonomisty Fritza Machlupa, który w latach 50-tych ubiegłego wieku wprowadził je analizując sektor ekonomiczny USA, nazwany przez niego *produkcją i dystrybucją wiedzy*.

Społeczeństwo informacyjne nazywane jest także post nowoczesnym, ponowoczesnym, poprzemysłowym lub postindustrialnym. Charakteryzuje je dominacja sektora usług w gospodarce, rozwój nowych technologii (IT, Internet, wirtualne finanse, ubezpieczenia, giełda itp.), rosnące znaczenie wiedzy i innowacji, a także wzrost roli specjalistów i naukowców w strukturze zawodowej.

Analiza cech i trendów rozwojowych trzech typów społeczeństw: agrarnego, przemysłowego i informacyjnego prowadzi do wniosku, że kolejnym będzie społeczeństwo postinformacyjne. Będzie ono posiadało cechy (tabela 1 – str. 53) odróżniające je od społeczeństwa przedinformacyjnego, jak również społeczeństw: informacyjnego i quasi-informacyjnego (struktura zatrudnienia jak w społeczeństwie informacyjnym, pozostałe elementy struktury społecznej jak w społeczeństwie przedinformacyjnym).

Mimo upływu sześćdziesięciu lat od zdefiniowania cech społeczeństwa informacyjnego, wszystkie one łącznie występują jedynie w kilkunastu krajach na świecie. W niektórych państwach występują już obecnie wybrane cechy społeczeństwa postinformacyjnego, jednak większość społeczeństw ma charakter industrialny (przedinformacyjny). Istnieje wszakże również jeszcze wiele społeczeństw znacznie niżej lokalizowanych w hierarchii rozwoju, na przykład społeczeństwa agrarne.

W społeczeństwie informacyjnym informacja nie odgrywa znaczącej roli, gdyż wypiera ją wiadomość. Społeczeństwo informacyjne łaknie wiedzy, a gdy ją posiądzie, zadowala się wiadomościami na znany już sobie temat, stąd niezwykłą popularnością cieszą się seriale telewizyjne, programy informacyjne powtarzające co pół godziny te same wiadomości w radiu i telewizji oraz portale udostępniające je przez wiele dni w Internecie. Stąd obecne czasy często nazywane są epoką medialną.

Społeczeństwo postinformacyjne, które dopiero jest definiowane, będzie posiadało dostęp do całej dotychczas zgromadzonej wiedzy, nie ona będzie więc już stanowiła bogactwo, lecz stanie się nim informacja. Każda informacja jest wiadomością, nie zachodzi natomiast zależność odwrotna. Informacją jest tylko ta wiadomość, która zmniejsza niewiedzę odbiorcy (*entropię ujścia*). Np. siódmy raz słyszane (widziane) wyniki Totolotka nie niosą w sobie żadnej informacji, gdyż kupon na ogół znajduje się już w koszu, bowiem 97% trafień to

1) W artykule zawarto niektóre tezy przedstawione w referacie R. Bałdysa, T. Leszczyńskiego pt. *Cyberterroryzm zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwa informacyjnego*, przedstawionym na konferencji: *Cyberterroryzm nowe wyzwania XXI wieku*, która odbyła się w Wyższej Szkole Informatyki Zarządzania i Administracji w Warszawie 18 maja 2009 r.

2) T. Globan-Klas, P. Sienkiewicz, *Społeczeństwo informacyjne: Szanse, zagrożenia, wyzwania*, Wydawnictwo Fundacji Postępu Telekomunikacji, Kraków 1999, s. 43.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 53

Tabela 1. Cechy i trendy rozwojowe społeczeństw

Cecha	Społeczeństwo przedinformacyjne	Społeczeństwo informacyjne	Społeczeństwo postinformacyjne
Bogactwo	kapitał	wiedza	informacja
Produkt podstawowy	wyroby przemysłowe	informacja, dane	satysfakcja
Praca	daleko od domu	w domu, telepraca	w dowolnym miejscu
Transport	kolej, autostrada	infostrada	indywidualne kosmoloty
Energia	węgiel, para, benzyna	jądrowa	słoneczna, wiatrowa, oceaniczna
Skala działania	regionalna	globalna	międzyplanetarna
Rozrywka	masowa	domowa	indywidualna
Tajemnica	polityczna	handlowa	organizacyjna
Oświata	szkoła	komputer, telenauczanie	wirtualna klasa

Źródło: R. Bałdys, T. Leszczyński, Cyberterroryzm zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwa informacyjnego, w: T. Jemioła, J. Kisielnicki, K. Rajchel (red.), Cyberterroryzm nowe wyzwania XXI wieku, WSPol, Warszawa 2009, s. 133.

tylko jedna lub dwie wylosowane liczby, za które nie jest wypłacana wygrana[3)].

W epoce społeczeństwa informacyjnego, według powszechnie stosowanej klasyfikacji, wyróżnia się pięć głównych sektorów bezpieczeństwa państwa[4)]:

- Bezpieczeństwo polityczne – dotyczy zagrożeń dla suwerenności, stabilności politycznej państwa i rządu oraz ideologii, która go legitymizuje.
- Bezpieczeństwo ekonomiczne – odnosi się do zagrożeń dla dobrobytu, swobodnego dostępu do rynków, zasobów naturalnych i środków finansowych, które gwarantują stały rozwój państwa i utrzymanie lub poprawę jego pozycji międzynarodowej.
- Bezpieczeństwo ekologiczne – obejmuje zachowanie środowiska naturalnego na poziomie koniecznym do przetrwania ludności i innych organizmów żywych, zapewnienie żywności i energii oraz przeciwdziałanie zakłóceniom w ekosystemie.
- Bezpieczeństwo społeczno-kulturowe – wiąże się z tożsamością narodu i zamieszkujących obszar kraju grup etnicznych, a także z zagrożeniami dla kultury, języka, religii i tradycji.
- Bezpieczeństwo militarne – gdy chodzi o obronę terytorium przed agresją zewnętrzną o charakterze militarnym, kontrolę zbrojeń, proliferację broni masowego rażenia, czy zapobieganie konfliktom zbrojnym.

Bezpieczeństwo energetyczne lokalizuje się głównie w obszarze trzech pierwszych wymienionych powyżej obszarów bezpieczeństwa. Wychodząc natomiast z definicji państwa[5)] można stwierdzić, że bezpieczeństwo państwa, którego nie należy utożsamiać z bezpieczeństwem narodowym[6)], obejmuje bezpieczeństwo: terytorium i granic państwa, władz centralnych, sprawujących władzę polityczną na danym terytorium oraz zamieszkującego owe terytorium społeczeństwa[7)]. To właśnie społeczeństwu przypada szczególna misja w tworzeniu bezpieczeństwa państwa, gdyż to ono jest fundamentem wszelkich działań w powyższym zakresie, zaś od jego poziomu świadomości, zaangażowania i rozwoju zależy możliwość zapewnienia bezpieczeństwa państwa.

> W epoce społeczeństwa informacyjnego wyróżnia się pięć głównych sektorów bezpieczeństwa państwa

W społeczeństwie informacyjnym zasadnicze znaczenie posiada zapewnienie ciągłości zasilania prądem urządzeń komputerowych. Aktualnie przechowywanie energii elektrycznej o wielkich mocach nie jest w systemie krajowym możliwe. Ilość energii wytworzonej przez elektrownie musi być równa energii pobieranej przez odbiorców. Jedyną możliwością zagospodarowania nadwyżki krajowej jest jej eksport do odbiorców w innych krajach, jednak tylko wówczas, gdy w danym momencie istnieje takowe zapotrzebowanie. Gdy istnieje nadwyżka produkcji,

3) T. Leszczyński, *ILM – fikcja czy rzeczywistość?*, Głos Akademicki WAT nr 5/2006, s. 19.

4) T. Leszczyński, *Zarządzanie strategiczne bezpieczeństwem państwa*, w: Soroka P. (red.), *Strategia elementem polityki obronnej, narzędzia przebudowy i rządzenia państwem*, TWO, Warszawa 2007, s. 112-113.

5) T. Leszczyński, *Kierowanie reagowaniem kryzysowym w państwie*, AON, Warszawa 2005, s. 29.

6) J. Radwanowicz-Wanczewska, T. Leszczyński, *Bezpieczeństwo państwa a bezpieczeństwo narodowe*, w: T. Jemioła, K. Rajchel (red.), *Bezpieczeństwo narodowe i zarządzanie kryzysowe w Polsce w XXI wieku – wyzwania i dylematy*, WSIZA-AON, Warszawa 2008, s. 108-114.

7) Słownik języka Polskiego, PWN, Warszawa 1983, t. III, s. 295: „Społeczeństwo to ogół ludzi pozostających we wzajemnych stosunkach, wynikających z ich udziału w procesach produkcyjnych i w życiu kulturalnym; ogół obywateli danego kraju, okręgu, miasta itp.".

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 54

bądź awaria sieci przesyłowej, musi nastąpić zmniejszenie produkcji, które w małym zakresie następuje samoczynnie, zaś w innych przypadkach wymaga interwencji operatora systemu mającego możliwość wyłączania generatorów w poszczególnych elektrowniach, bądź odbiorców energii, co pozwala utrzymać stabilność systemu elektroenergetycznego.

Wydobycie, przesył, magazynowanie i dystrybucja surowców ropopochodnych wymaga zinformatyzowanego zarządzania na wszystkich etapach od producenta, przez pośredników, do konsumenta. Większość gazu ziemnego i prawie cała ropa naftowa dostarczane są do Polski spoza jej terytorium, co wymaga skutecznego monitoringu w czasie rzeczywistym. Natomiast dziesiątki tysięcy punktów dystrybucji wielu różnych produktów rafinacji ropy naftowej oraz miliony odbiorców gazu ziemnego wymagają ewidencjonowania w bazach danych: zapotrzebowania, zużycia, terminów dostaw, opłat i ich ewentualnych zaległości. Wszystkie wymienione systemy wymagają stabilnego zasilania, które niezbędne jest także w gospodarstwach domowych, zarówno w małych, jak i dużych przedsiębiorstwach oraz instytucjach administracji publicznej.

Ponadto w systemie elektroenergetycznym muszą być zagwarantowane na odpowiednim poziomie moce wytwórcze oraz bieżąca modernizacja bloków energetycznych w elektrowniach, co wynika z rosnącego zapotrzebowania, ale także z wyeksploatowania bloków energetycznych w istniejących elektrowniach. Jest to szczególnie widoczne w okresie letnich upałów, gdy wzrasta pobór mocy w związku z coraz powszechniej stosowaną klimatyzacją, zaś większość elektrowni przeprowadza remonty. Główną przyczyną powyższego stanu są w niektórych krajach wieloletnie zapóźnienia inwestycyjne w energetykę.

W związku z powyższym statystycznie kilkanaście razy w roku wszystkie systemy teleinformatyczne są narażone na przerwy w zasilaniu, które zwykle (w 99% przypadków) będą trwały krócej niż godzinę. Wówczas automatycznie pozbawieni prądu zostaną zarówno indywidualni, jak i grupowi odbiorcy. Może się to objawiać zaprzestaniem funkcjonowania sygnalizacji ulicznej w miastach, ale mogą wystąpić także inne problemy, choćby z zapewnieniem ciągłości dostaw wody i gazu ziemnego do mieszkańców. Wyłączenie bloków energetycznych w elektrowniach może spowodować problemy w funkcjonowaniu systemów teleinformatycznych, w tym łączy transmisji danych, central telefonicznych oraz stacji bazowych telefonii komórkowej.

Brak funkcjonującej energetycznej infrastruktury sieciowej ma wpływ zarówno na pojedynczych użytkowników, przedsiębiorstwa, jak i na całe społeczeństwo w danym rejonie. Dlatego, by zapewnić ciągłość zasilania urządzeń teleinformatycznych niezbędne jest posiadanie systemu zasilania gwarantowanego, który powinien chronić przed zanikami i zakłóceniami dostaw prądu. System ten winien być złożony odpowiednio z takich urządzeń jak: zasilacze UPS, siłownie prądu stałego i agregaty prądotwórcze. Czynnikiem, który korzystnie wpływa na wyeliminowanie okresów braku prądu jest stosowanie zasilania z dwóch niezależnych linii energetycznych (podstawowej i rezerwowej). Wskazane jest także posiadanie nowoczesnego systemu zarządzania i monitoringu zasilania.

W energetyce szeroko wykorzystywane są systemy IT. Należą do nich m.in.:

- systemy pomiarowo-rozliczeniowe pozyskujące dane bezpośrednio z urządzeń stacji energetycznych oraz systemy do rezerwowego pozyskiwania danych pomiarowych z oddziałów lokalnych, a także oprogramowanie wspierające proces wyliczania i weryfikacji taryf na energię (ENEA SA),
- infrastruktura teleinformatyczna stanowiąca platformę komunikacyjną dla wszystkich podmiotów rynku energii, systemy gromadzące informacje pochodzące od wytwórców i innych uczestników rynku, w tym o zawieranych kontraktach, transakcjach na giełdzie energii, ofertach cenowych wytwórców i spółek dystrybucyjnych oraz informacje o ograniczeniach w wytwarzaniu i przesyle energii elektrycznej (PSE SA),
- systemy wspomagania hurtowego obrotu energią elektryczną oraz oprogramowanie systemowe, bazodanowe i narzędziowe (ZE Kraków SA),
- systemy pomiarowo-rozliczeniowe, automatyzujące wymianę informacji w ramach rynku lokalnego oraz w skali wszystkich oddziałów przedsiębiorstwa energetycznego (ZE Wrocław SA).

Ponadto wykorzystywane są: systemy handlowe z modułem prognozowania, systemy wspomagające procesy zakupu i przesyłu energii elektrycznej, systemy zawierające narzędzia raportujące, analityczne i symulacyjne, systemy wspomagające zarządzanie takimi procesami jak: wymiana informacji rynkowych, handel energią (np. optymalizacja portfela kontraktów i rozliczanie kontraktów handlowych) oraz zarządzanie gospodarką energetyczną przedsiębiorstwa. Firmy energetyczne poszukują także systemów: do obsługi rynku lokalnego, wymiany informacji z operatorem systemu przesyłowego, czy finansowo-księgowych. Wdrażane programy mają ułatwiać prognozowanie, tworzenie raportów, zarządzanie kontraktami i ryzykiem oraz dostęp uprawnionych grup użytkowników do baz danych. Wykorzystywane są także m.in. aplikacje przeznaczone do konserwacji urządzeń i zarządzania zasobami przedsiębiorstwa oraz systemy analiz technicznych. Wiele firm wdrożyło hurtownie danych wraz z systemami odpowiedzialnymi za pozyskiwanie i walidację danych z systemów źródłowych, które umożliwiają monitorowanie on-line procesów wytwarzania energii w poszczególnych elektrow-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 55

niach. Systemy IT zainstalowane w elektrowniach potrafią wykorzystywać modele nieliniowe na technologii rozmytych sieci neuronowych, odpowiadają za sterowanie głównymi układami bloków energetycznych oraz za regulację pracy turbin i systemów zabezpieczenia.

Wykorzystywane są dwie metody wdrażania systemów IT w przedsiębiorstwach energetycznych:

- pełna informatyzacja danego przedsiębiorstwa,
- stopniowe wdrażanie kolejnych rozwiązań.

Energetycy potrafią precyzyjnie określić swoje wymagania, które następnie przekuwają w rozwiązania najbardziej efektywne w każdym indywidualnym przypadku. Proponowane rozwiązania zwykle wykorzystują istniejącą w przedsiębiorstwach infrastrukturę informatyczną, co nie wszędzie jest normą, choćby w administracji publicznej. Na rynkach ropy naftowej i gazu ziemnego także powszechnie wykorzystuje się systemy IT. Służą one m.in. do: akwizycji, archiwizacji danych pomiarowych, prognozowania zapotrzebowania, optymalizacji i nadzorowania realizacji kontraktów oraz bilingowania. W przedsiębiorstwach gazowniczych stosowane są do kompleksowego zarządzania firmą, w tym: relacjami z klientami, rozliczania ilościowego i wartościowego, fakturowania i zarządzania należnościami oraz stopnia wykonania przyjętych planów handlowych. W spółkach dystrybucyjnych gazu lawinowo rośnie ilość danych do przetwarzania. Wymaga to coraz wydajniejszych i droższych narzędzi zarządzania oraz komunikacji systemów poprzez rosnącą ilość i długość dróg transmisji, a także zapewnienia bezpieczeństwa transmisji danych.

Wykorzystywane jest również oprogramowanie wspomagające zarządzanie, systemy ERP, bilingowe, CRM, call center, paszportyzacji, SCM, bezpieczeństwa, informowania kierownictwa i eksperckie, hurtownie danych i wiele innych. Systemy IT obecnie ułatwiając prognozowanie wykorzystują algorytmy statystyczne, sieci neuronowe i metody eksperckie, dzięki czemu umożliwiają uwzględnianie dowolnych horyzontów czasowych, odległości oraz wpływu dowolnych czynników zewnętrznych (np. temperatura, ciśnienie, siła wiatru, wilgotność, zachmurzenie). Dla przedsiębiorstw naftowych, tak jak gazowniczych, oprócz powyższego niezwykle istotne jest zarządzanie informacją o aktualnej przepustowości i wypełnieniu rurociągów, prognozowanie zapotrzebowania na gaz, ropę naftową i energię elektryczną w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej. Szybka komunikacja i rosnąca liczba danych przesyłanych przez Internet wymagają nowoczesnych narzędzi analitycznych dla ułatwienia podejmowania decyzji zarządczych oraz wspomagających administrowanie systemami energetycznymi. Dane o przepływach i parametrach mediów energetycznych oraz poziomie automatyzacji i harmonogramach procesów technologicznych łatwo mogą zostać przechwycone i zakłócone przez cyberterrorystów. Mogą oni przechwytywać, zakłócać, bądź wpływać na podejmowanie decyzji na różnych poziomach korporacji. Niezbędne są więc niezawodne zabezpieczenia oraz zarządzania zabezpieczeniami systemów IT na wszystkich rynkach paliw i energii. Winny one ograniczać ryzyko ingerencji osób niepowołanych w systemy, a także umożliwić samoczynną ich reaktywację w przypadku uszkodzenia.

Społeczeństwo informacyjne łatwo poradzi sobie z wykryciem nielegalnego poboru energii elektrycznej i cieplnej, tak jak kradzieży węgla, ropy czy gazu. Jednak wraz z coraz większym ubożeniem społeczeństw, upadkiem gospodarek oraz anarchizacją życia społeczeństw w coraz większej liczbie państw na świecie bardzo trudno jest walczyć z przestępczością paraenergetyczną. U wybrzeży Somalii coraz częściej porywane są statki z ropą naftową, w Nigerii przewiercane rurociągi, a na Kaukazie wysadzane gazociągi, przez co surowiec wcale, bądź ze znacznym opóźnieniem dociera do odbiorców. Terroryzm energetyczny przejawia się także w walce pomiędzy firmami oraz państwami o profity z posiadania złóż, bądź przebiegu rurociągów przez terytorium danego kraju. Inne państwa mogą przyglądać się biernie lub inwestować w rozwój technologii opartych na odnawialnych źródłach energii.

Wiele spośród małych i średnich przedsiębiorstw zmierza w kierunku opartego na Internecie modelu biznesowego, co zmniejsza bezpieczeństwo ich systemów teleinformatycznych, a także ich zarządzanych przez Internet systemów zasilania, które również mogą stać się celem ataku cyberterrorystów. Jako minimum małe przedsiębiorstwa korzystające z Internetu powinny stosować zapory ogniowe, sieciowy skaner antywirusowy i oprogramowanie antyspyware. Przedsiębiorstwa średniej wielkości powinny ponadto stosować metody IDS (*Intrusion Detection System*)/IPS (*Intrusion Prevention System*) oraz rozwiązania kwarantanny. Niestety powyższe rozwiązania w przypadku cyberataku są całkowicie nieprzydatne. Systemy IDS/IPS charakteryzują się wysokim procentem fałszywych rozpoznań, gdyż wykorzystują bazę danych sygnatur znanych ataków i na tej podstawie identyfikują poszczególne zagrożenia, bądź wykrywają anomalie wykorzystując profilowany punkt odniesienia do rozpoznawania statystycznych odchyleń od wzorców ruchu. Obiekty potencjalnego cyberataku mogą więc zostać dotknięte zagrożeniami nowego typu, ale bez odchyleń od wzorców ruchu podczas autoryzowanych operacji na plikach. Mogą to być także wirusy dnia zerowego lub zmodyfikowane odmiany już znanych wirusów. Skuteczność filtrów antyspamowych i antyspyware sięga ledwie 90%, zaś ochrona serwerów pocztowych na bramach, które kontrolują ruch sieciowy, polega zwykle na skanowaniu jedynie kilku popular-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 56

nych protokołów, takich jak SMTP, HTTP i FTP, co sprawia, że dużo innych portów i protokołów pozostaje poza kontrolą. Jedynym skutecznym rozwiązaniem jest kwarantanna sieciowa, która jest kosztowna, dlatego zwykle przeprowadza się ją w systemach teleinformatycznych już zainfekowanych.

Ryzyko w energetyce

Społeczeństwo informacyjne nie może istnieć bez energii umożliwiającej korzystanie z urządzeń do wytwarzania, przetwarzania, przechowywania i przesyłania informacji, dlatego podatne jest na wszelkie ryzyka rzutujące na zachowanie bezpieczeństwa energetycznego.

Ryzyko polityczne dotyczy możliwości wystąpienia globalnych, bądź lokalnych konfliktów zbrojnych, lokalnych aktów terroru lub innych zakłóceń (np. wojen gazowych) rzutujących na niestabilność polityczną w rejonach wydobycia surowców energetycznych, na trasie ich transportu lub w miejscach przetwarzania energii pierwotnej na energię finalną, co może wiązać się z utrudnieniami wykorzystania niektórych rodzajów technologii lub źródeł energii, ewentualnie wpływać na poziom zaspokojenia potrzeb energetycznych w całym kraju lub wybranych jego regionach.

Ryzyko gospodarcze wiąże się z pozbawieniem praw własności, zmianami obowiązujących regulacji prawnych dotyczących obrotu gospodarczego, zmianami wysokości podatków, unieważnianiem zobowiązań kontraktowych, wysokością inflacji lub np. zagrożeniem nacjonalizacji.

Ryzyko regulacyjne wiąże się ze stopniem podatności organów regulacyjnych na wpływy polityczne, intensywnością oddziaływań lobbistycznych, poziomem skuteczności ingerencji regulacyjnej w obszarach rozwiniętej konkurencji.

Społeczeństwo informacyjne, jako odbiorca dóbr na rynku paliw i energii, w tym w szczególności energii elektrycznej, ale także potrzebujące energii cieplnej w miejscach pracy i w mieszkaniach oraz paliw transportowych, by przemieszczać się pomiędzy miejscami pracy i odpoczynku, narażone jest na wiele rodzajów ryzyk. Należą do nich m.in.: ryzyko zmiany cen energii, ryzyko przyłączenia i dystrybucji, ryzyko utraty płynności, ryzyko kontraktowe, ryzyko prawne i ryzyko operacyjne.

Ryzyko zmian cen energii dotyczy zarówno energii finalnej (elektrycznej, cieplnej i paliw tansportowych), jak i niektórych typów energii pierwotnej, w tym w szczególności węgla i gazu ziemnego, wykorzystywanych w gospodarstwach domowych, ale także innych sektorach gospodarki, zwłaszcza w przemyśle chemicznym. Zmiana cen energii decyduje o wysokości dochodów (przychody minus koszty minus podatki) i rentowności poszczególnych dziedzin działalności gospodarczej, stąd wpływa ona bezpośrednio na możliwość realizacji dodatkowych zobowiązań kontraktowych w obrocie gospodarczym firm oraz możliwość zaspokajania potrzeb konsumpcyjnych poszczególnych rodzin.

Ryzyko przyłączenia i dystrybucji związane jest z niemożliwością uzyskania dostępu do paliw lub energii w wybranych miejscach z powodu niezdolności lub braku zainteresowania lokalnego monopolisty do realizacji zobowiązań, uzasadnianych np. wysokimi kosztami rozbudowy sieci, małą liczbą odbiorców rzutującą na koszty dystrybucji, bądź trudnościami wynikającymi z ukształtowania terenu. Trudności mogą czasowo mieć charakter obiektywny i wynikać z przyjętych planów inwestycyjnych lub np. wiązać się z potrzebą nowelizacji obowiązujących planów zagospodarowania przestrzennego.

Ryzyko utraty płynności na rynku energii występuje głównie w początkowej fazie rozwoju rynku przy niewielkiej liczbie uczestników i ograniczonej wielkości obrotu. W społeczeństwie informacyjnym ryzyko to dotyczy głównie Giełdy Energii i braku swobody w obrocie kontraktami, jednak może także wiązać się z zakłóceniami płynności dostaw energii i paliw do odbiorców sektorowych, bądź terytorialnych i nie wiązać się wyłącznie lub choćby częściowo z utratą płynności finansowej, a wynikać z innych przyczyn.

> Ryzyko zmian cen energii dotyczy zarówno energii finalnej, jak i niektórych typów energii pierwotnej

Ryzyko kontraktowe związane jest z możliwością niewywiązywania się ze zobowiązań bezpośredniej strony kontraktu. O ile zwykle indywidualny odbiorca paliw i energii stoi na przegranej pozycji i łatwo może zostać pozbawiony przyłączy do sieci energetycznych, to zdecydowanie bardziej skomplikowanie wygląda sytuacja w przypadku konfliktu dystrybutora i odbiorcy zbiorowego, gdyż ich siły, w sensie możliwości wyrażania własnych argumentów w mediach, pokrycia kosztów spraw sądowych oraz ewentualnej zmiany dostawcy, są bardziej wyrównane. Obie strony często są na siebie zdane, ale ich pozycja negocjacyjna może być różna.

Ryzyko prawne ma szczególnie wysoki wymiar w sytuacji braku przejrzystych i jednoznacznych regulacji prawnych. Odbiorcy indywidualni mają mały wpływ na stan prawa energetycznego oraz na regulacje dotyczące relacji dostawca – odbiorca, ale zorganizowani odbiorcy indywidualni oraz odbiorcy zbiorowi w podobnym stopniu co producenci i dystrybutorzy paliw i energii mogą uczestniczyć w procesie wypracowywania i nowelizacji rozwiązań prawnych w tym i innych zakresach. Stąd ryzyko prawne obejmuje także możliwość nieprzewidywanych zmian regulacyjnych, w tym

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 57

ich prawdopodobieństwa zaistnienia oraz stopnia oddziaływania na rzeczywistość gospodarczą, społeczną i inną.

Ryzyko operacyjne dotyczy w głównej mierze nowych lub szybko rozwijających się rynków paliw i energii, postępu w rozwoju energooszczędnych technologii i związanych z tym zmian w zapotrzebowaniu na energię, możliwości proekologicznego wykorzystania uwolnionych środków finansowych i materiałowych oraz zasobów ludzkich. Ryzyko operacyjne związane jest także z możliwością ponoszenia strat z tytułu samego uczestnictwa w rynku energii i zawierania transakcji, w tym ze względu na możliwość zmiany preferencji energetycznych przez społeczeństwo informacyjne.

Produkcja energii elektrycznej, energii cieplnej i paliw transportowych obarczona jest szeregiem ryzyk. Już realizacja przedsięwzięcia inwestycyjnego w obszarze energetyki wiąże się z następującymi ryzykami:

- *Ryzyko ukończenia projektu* – ma zasadnicze znaczenie w początkowych fazach realizacji projektu, zaś zanika po przekazaniu obiektu do eksploatacji – polega na przekroczeniu terminów i kosztów realizacji projektu, bądź wykonaniu ich niezgodnie z przyjętymi założeniami. Można je ograniczyć m.in. poprzez: przeprowadzenie starannej analizy techniczno-ekonomicznej inwestycji, uwzględnienie w budżecie inwestycji rezerw na prace nieprzewidziane, uzyskanie gwarancji należytego wykonania inwestycji, zabezpieczających inwestora przed stratami związanymi z nieterminową lub niewłaściwą realizacją inwestycji.
- *Ryzyko eksploatacji* – wiąże się ze zmianami, w stosunku do zakładanych, kosztów produkcji i wielkości sprzedaży. Na jego poziom wpływają m.in.: awarie techniczne urządzeń produkcyjnych i instalacji przesyłowych spowodowane błędami wykonawstwa, niską jakością zastosowanych urządzeń lub niewłaściwą obsługą i konserwacją, wzrost kosztów transportu i zakupu paliwa ponad poziom, który został uwzględniony w taryfie na ciepło, zwiększone zużycie energii elektrycznej, surowców i materiałów, bądź większe niż zakładano straty energii podczas przesyłu i dystrybucji.
- *Ryzyko zarządzania i działalności operacyjnej* – opisuje zdarzenia, które mogą mieć źródło w niewłaściwym zarządzaniu projektem oraz złej organizacji pracy i procesu produkcyjnego. Na jego poziom wpływają: kwalifikacje osób zarządzających projektem, wydajność pracy, organizacje pracy, mechanizmy kontrolne, prawidłowość obsługi maszyn i urządzeń. Można je ograniczyć poprzez podpisanie umowy o zarządzanie z firmą zewnętrzną, wybór doświadczonego operatora, posiadającego odpowiednią wiedzę i zaplecze oraz potencjał ekonomiczny, szkolenie pracowników oraz ubezpieczenie przedsięwzięcia od szkód związanych z niewłaściwą obsługą i konserwacją urządzeń.
- *Ryzyko inflacji* wpływa na projekt jako element prognozowania przepływów pieniężnych. W trakcie realizacji inwestycji projekt nie generuje przychodów, stąd w przypadku wzrostu cen dóbr inwestycyjnych powyżej założonego poziomu inflacji projekt będzie wymagał dodatkowego kapitału. Natomiast założenia dotyczące inflacji w fazie eksploatacji wpływają na koszt obsługi długu.
- *Ryzyko kursowe* powstaje wówczas, gdy strumienie pieniężne projektu (wpływy i wydatki) są denominowane w różnych walutach, co ma miejsce w przypadku podpisania umowy z dostawcą lub generalnym wykonawcą w obcej walucie, zaś realizacji przychodów z działalności operacyjnej (produkcja i sprzedaż ciepła) w walucie krajowej.
- *Ryzyko stóp procentowych* odgrywa rolę w przypadku projektów realizowanych w oparciu o kredyty ze zmienną stopą procentową. Wówczas wahania stóp procentowych mogą wpływać na wynik finansowy przedsięwzięcia.
  Ryzyko finansowe, obejmujące ryzyka: inflacji, kursowe oraz stóp procentowych, można ograniczyć poprzez: zagwarantowanie stałych stóp procentowych kredytów, ograniczenie wahań oprocentowania kredytu przez bank inwestujący przedsięwzięcie w zamian za wyższą prowizję, swapy procentowe i walutowe, opcje walutowe, kontrakty typu forward i futures.
- *Ryzyko rynkowe* – wiąże się ze zmianami zamożności i standardów życia mieszkańców, tempem zmian demograficznych, saldem przepływów migracyjnych, zmianami zapotrzebowania na energię związane np. z termomodernizacją budynków oraz konkurencją w sektorze energetyki. Można je ograniczyć poprzez: monitorowanie rynku, podpisanie długoterminowych umów z odbiorcami (np. ciepła) oraz controlling kosztów.
- *Ryzyko zabezpieczeń i refinansowania* – szczególnie istotne w przypadku inwestycji w inne przedsiębiorstwo. Na poziom tego ryzyka wpływają: zmiany wartości zabezpieczeń na skutek zmieniającej się sytuacji makroekonomicznej, niestabilność prawa handlowego, spadek wartości poszczególnych elementów majątku przedsiębiorstwa, zmiany wartości gruntów stanowiących przedmiot zabezpieczenia.
- *Ryzyko polityczne* – związane ze zmianami otoczenia prawnego wynikające ze zmian w prawie krajowym i międzynarodowym, zmianami w polityce gospodarczej państwa oraz z działaniami regulacyjnymi regulatora krajowego. Można je ograniczyć poprzez: negocjacje z regulatorem taryf, uwzględniając w inwestycji działania proekologiczne, bądź inwestując w urządzenia ochrony atmosfery.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 58

- *Ryzyko siły wyższej*, która może wywołać czasową niezdolność przedsiębiorstwa do prowadzenia działalności, obejmuje m.in. wpływ: sił przyrody, takich jak powodzie, pożary, trzęsienia ziemi, konfliktów zbrojnych, aktów sabotażu, czy strajków. Ryzyka tego nie można ograniczyć i znajduje się ono w pełni poza kontrolą inwestora.

W procesie eksploatacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych występują nieco inne ryzyka, które obejmują:

- *Ryzyko wahań cen hurtowych energii elektrycznej* – ceny hurtowe energii elektrycznej zależą od wielu czynników, w tym czynników rynkowych i regulacyjnych. Ponieważ koszty, związane głównie z wytwarzaniem energii elektrycznej, mają w znacznym stopniu charakter stały, nie da się ich obniżać w okresach spadku cen energii elektrycznej.
- *Ryzyko przerwania dostaw paliwa* (węgla lub innego) – węgiel w rozwijających się gospodarkach (społeczeństwie przedinformacyjnym) jest podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej, zaś w społeczeństwie informacyjnym (krajach rozwiniętych gospodarczo) może to być ruda uranu lub toru, ropa naftowa, gaz ziemny, tzw. paliwa odnawialne (woda, wiatr, biomasa, energia słoneczna) itd. Każdorazowo jednak istnieje ryzyko nie zawarcia umów w odpowiednim czasie lub na wystarczające ilości paliw potrzebnych do kontynuacji procesów technologicznych produkcji prądu.
- *Ryzyko uzyskania świadectw pochodzenia* – wiąże się z koniecznością poniesienia kosztów opłat zastępczych w przypadku nieokazania odpowiedniej ilości świadectw do umorzenia.
- *Ryzyko przekroczenia limitów emisji dwutlenku węgla* – działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest uzależniona od poziomu przydzielonych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy, przydzielanych na podstawie wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.
- *Ryzyko związane z wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej* – wiąże się z niebezpieczeństwem w szczególności podczas transportu i rozładunku paliw, operowania ciężkim sprzętem, dostarczania energii elektrycznej do systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Pożary, wybuchy i awarie sieci stanowią nieodłączne ryzyko podczas pracy elektrowni.
- *Ryzyko konkurencji* – w związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej firmy produkujące ją, transportujące i dystrybuujące muszą się liczyć z narastającą konkurencją w tych sektorach i ewentualną utratą klientów.
- *Ryzyko wygaśnięcia lub cofnięcia posiadanych koncesji* – może wpływać na ograniczenie lub uniemożliwienie prowadzenia podstawowej działalności w zakresie wytwarzania, dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu nią, wymagającej uzyskania koncesji udzielanych przez lokalnego regulatora.
- *Ryzyko zmiany sytuacji ekonomicznej, politycznej i prawnej* – zależą od stanu gospodarki krajowej oraz regionalnej sytuacji ekonomicznej, w tym spadku produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkości i charakterystyki demograficznej populacji, a także rozwoju sektora usług i przemysłu.
- *Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego* – wiąże się ze zmianami prawa dotyczącego sektora energetycznego oraz potrzebą wypracowania jednolitej interpretacji prawa w ww. zakresie, w tym możliwością niekorzystnych rozstrzygnięć, które mogłyby mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

Rozwój energetyki jądrowej jest obarczony w szczególności ryzykiem:

- *inwestycyjnym* – koszt budowy elektrowni jądrowej wynosi 2-3 mld euro, co znajduje się poza zasięgiem pojedyńczych inwestorów;
- *technicznym i technologicznym* – budowa elektrowni jądrowej trwa ponad 10 lat i dopiero po tym okresie musi ona przez 15-20 lat pracować bezawaryjnie, by zwróciły się koszty inwestycji;
- *zakończenia eksploatacji* – wyłączenie w przyszłości elektrowni jądrowej z eksploatacji wymagać będzie dodatkowych nakładów przez kolejne 50-100 lat;
- *przerwania dostaw paliwa* – dostawy i ceny uranu w okresie eksploatacji elektrowni jądrowej są przed jej uruchomieniem trudne do określenia, jednak w tym zakresie ryzyko znacznego wzrostu cen w stosunku do obecnych jest nieistotne, gdyż koszt zakupu uranu stanowi jedynie 5% ogólnego kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej;
- *politycznym* – wynika z czynnika warunkującego rozwój technologii jądrowej w Europie od akceptacji społecznej;
- *eksploatacyjnym* – występują, choć niezbyt duże, takie zagrożenia jak: zanieczyszczenie radioaktywne środowiska naturalnego, rozprzestrzenianie paliwa jądrowego do produkcji broni jądrowej oraz terroryzm.

Na rynku węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego występują m.in. następujące ryzyka:

- *Ryzyko związane z sytuacją społeczno-ekonomiczną* – sytuacja finansowa przedsiębiorstw wydobywających i handlujących surowcem i produktami jego przerobu jest uzależniona od sytuacji ekonomicznej w kraju i na świecie. Na wyniki finansowe mają wpływ m.in.: tempo wzrostu krajo-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 59

wego i światowego PKB, w tym w szczególności tempo wzrostu produkcji przemysłowej, zmiany kursów walutowych, poziom inflacji, stopa bezrobocia, polityka fiskalna państwa, zapotrzebowanie na energię elektryczną, cieplną oraz paliwa.

- *Ryzyko polityki gospodarczej państwa wobec sektora górnictwa* to istotny czynnik mający wpływ na pozycję rynkową głównie przedsiębiorstw rynku węgla, np. w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstw górniczych.
- *Ryzyko kształtowania się cen surowców energetycznych* – wiąże się z trudnością precyzyjnego określenia przyszłych cen surowców energetycznych oraz surowców alternatywnych wobec węgla (ropa naftowa, gaz ziemny, źródła odnawialne) na rynkach światowych, a w konsekwencji na rynku krajowym.
- *Ryzyko zmian stóp procentowych* – ma istotne znaczenie dla firm, które zaciągnęły kredyty lub planują tą drogą finansować swój rozwój lub modernizację, gdyż wzrost stóp procentowych może spowodować wzrost kosztów finansowych, a tym samym wpłynąć negatywnie na osiągane wyniki finansowe.
- *Ryzyko specyfiki działalności w sektorze górniczym* – działalność operacyjna przedsiębiorstw górniczych narażona jest na niebezpieczeństwa będące poza jej kontrolą, a wynikające ze specyfiki prowadzenia działalności w branży wydobywczej, w tym zdarzenia związane ze środowiskiem (m.in. awarie przemysłowe i technologiczne).
- *Ryzyko wystąpienia nieprzewidywalnych zdarzeń* – wiąże się z możliwością wystąpienia zdarzeń o charakterze nadzwyczajnym (m.in. zjawiska geotechniczne, katastrofy górnicze, pożary czy zalanie wyrobisk wodami dołowymi).
- *Ryzyko kursów walutowych* – sprzęt górniczy jest bardzo drogi i często kupowany za granicą, stąd płatności wówczas realizowane są w walucie różnej od narodowej. Istnieje więc ryzyko wynikające z możliwości niekorzystnego wpływu zmiany kursu na osiągane przez firmę wyniki finansowe.
- *Ryzyko oszacowania wielkości złóż* – określenie ilości oraz jakości zasobów surowców energetycznych będących w dyspozycji kopalni odbywa się zwykle na podstawie dokumentacji geologicznej i projektów zagospodarowania złóż. Aktualizacje, które mogą być obarczone błędem dotyczą: dokładniejszego rozpoznania złoża, stopnia jego wyeksploatowania i strat, zmiany granic złoża, w tym zmiany głębokości dokumentowanych zasobów lub przeklasyfikowania zasobów.
- *Ryzyko uruchomienia nowych złóż* – związane jest z koniecznością zapewnienia przyszłych możliwości wydobywczych poprzez dostęp do nowych zasobów oraz dotyczy ewentualnego ograniczenia lub zaniechania działań zmierzających do pozyskania i eksploatacji nowych złóż, bądź wystąpienia nieprzewidzianych trudności o charakterze formalno-prawnym lub technicznym.
- *Ryzyko techniczne i technologiczne* – wydobycie podlega ostrym reżimom technicznym i technologicznym, mogą więc występować różne przestoje spowodowane przez planowane i nieplanowane (np. awarie) przerwy techniczne. Nieplanowe przestoje spowodowane poważnymi awariami mogą mieć wpływ na wolumen produkcji i sprzedaży oraz możliwość terminowej realizacji dostaw do odbiorców.
- *Ryzyko awarii systemów informatycznych* – ewentualna utrata danych związana z awarią systemów komputerowych może negatywnie wpłynąć na bieżącą działalność firmy i tym samym wpłynąć na jej wyniki finansowe.
- *Ryzyko utrzymania i pozyskania zasobów ludzkich* – potrzeby kadrowe uzależnione są od zdolności wydobywczych przedsiębiorstwa i planowanego ich wzrostu lub obniżenia. Osoby zatrudnione w przedsiębiorstwach górniczych muszą posiadać określone kwalifikacje, stąd planowane zatrudnienie wiąże się z ewentualnymi trudnościami w pozyskaniu odpowiedniej kadry pracowniczej, co może negatywnie wpłynąć na działalność operacyjną, w tym na wielkość wydobycia oraz koszty produkcji.
- *Ryzyko kluczowych odbiorców* – wynika ze sprzedaży dużych partii produkowanego surowca do stosunkowo nielicznej grupy kontrahentów, stąd ewentualne ograniczenie lub zakończenie współpracy z jednym z kluczowych odbiorców lub też pogorszenie się sytuacji finansowo-ekonomicznej któregokolwiek z nich mogłoby wywrzeć negatywny wpływ na wyniki finansowe osiągane przez przedsiębiorstwo.
- *Ryzyko konkurencji* – przedsiębiorstwa na rynku paliw pierwotnych narażone są na konkurencję cenową ze strony innych producentów. Czynnikami ryzyka są w tym przypadku procesy konsolidacyjne w branży wydobywczej (konsolidacja pionowa i pozioma w ramach wielkich grup energetycznych) oraz parametry jakościowe produkowanego surowca w stosunku do wydobywanego w innych regionach kraju i świata.
- *Ryzyko silnej pozycji związków zawodowych* – w niektórych krajach w sektorze górnictwa węgla, ropy i gazu związki zawodowe zajmują znaczącą pozycję i odgrywają ważną rolę w kształtowaniu polityki kadrowo-płacowej, wymuszając często, poprzez działania protestacyjne, renegocjację polityki płacowej. Wywołuje to ryzyko wzrostu kosztów wynagrodzeń, co może negatywnie wpływać na wyniki finansowe osiągane przez przedsiębiorstwo.
- *Ryzyko niewypłacalności klientów* – związane jest z ogólnym poziomem bieżących należności od odbiorców oraz ewentualną niewypłacalnością kontrahentów.
- *Ryzyko transakcji z podmiotami powiązanymi* – transakcje te mogą zostać poddane badaniu przez organy podatkowe, czy są zawierane na warunkach rynkowych.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 60

- *Ryzyko wysokich kosztów stosowanych technologii* – wiąże się ze stosowaniem wysoce specjalistycznych maszyn i urządzeń, produkowanych jedynie przez kilku producentów na świecie oraz ryzykiem nieprzewidzianego wzrostu cen.
- *Ryzyko likwidacji zakładu górniczego* – przedsiębiorstwa górnicze tworzą fundusze likwidacji, których wielkość może okazać się niewystarczająca do pokrycia w przyszłości kosztów likwidacji. Wówczas firma będzie zobowiązana do dopłaty niezbędnej części brakujących środków.
- *Ryzyko rekultywacji terenów i usunięcia szkód* – dotyczy obowiązku rekultywacji terenów pogórniczych i usuwania szkód górniczych wynikających z wpływu prowadzonej eksploatacji górniczej na obiekty budowlane oraz grunty rolne. Np. skutkiem osiadania powierzchni terenu górniczego jest pozorne podniesienie się zwierciadła wód gruntowych i powstawanie lokalnych podtopień gruntów.
- *Ryzyko prowadzenia restrykcyjnej polityki klimatycznej* – od 2013 r. firmy będą zmuszone kupować pozwolenia do emisji w otwartych przetargach, co będzie stwarzać duże trudności w zakresie konkurencyjności elektroenergetyki opartej na węglu oraz w podejmowaniu inwestycji w nowe moce wytwórcze, co zaskutkuje ograniczeniem popytu na surowce energetyczne, w tym w szczególności na węgiel gorszej jakości.
- *Ryzyko nowych inwestycji* – podmioty prowadzące działalność wydobywczą realizują inwestycje zgodnie z przepisami o sektorowych zamówieniach publicznych, co na skutek protestów i odwołań, bądź unieważniania przetargów, może w znaczący sposób opóźnić rozpoczęcie inwestycji oraz skutkować wzrostem jej kosztów.
- *Ryzyko ubezpieczeniowe* – niektóre ryzyka związane z działalnością górniczą, takie jak wstrząsy górotworu, nie są ubezpieczane, nie można także zagwarantować, że ubezpieczenie ryzyk okaże się wystarczające do pokrycia wszelkich ewentualnych strat lub zobowiązań.
- *Ryzyko zmian regulacji prawnych w zakresie pozwoleń na korzystanie ze środowiska* – działalność przedsiębiorstw górniczych w znaczący sposób oddziałuje na środowisko, co wymaga posiadania określonego pozwolenia na korzystanie ze środowiska naturalnego oraz przestrzegania określonych przepisami prawa standardów korzystania ze środowiska, w tym np. wymagań dotyczących emisji substancji i hałasu do powietrza, prowadzenia gospodarki wodno-ściekowej, gospodarowania wytworzonymi odpadami oraz wykorzystania zasobów naturalnych. Dostosowanie działalności do nowych przepisów oraz konieczność uzyskania nowych pozwoleń może mieć wpływ na działalność operacyjną firmy i wymagać poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych.
- *Ryzyko związane z zagospodarowaniem odpadów* – wzrost wydobycia wiąże się ze wzrostem ilości wytwarzanych odpadów wydobywczych, co często wymaga przeprowadzenia zmian w lokalnym miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, a proces inwestycyjny wiąże się z dokonaniem wielu uzgodnień oraz uzyskaniem decyzji i zgód na budowę i eksploatację składowiska.
- *Ryzyko zmiany przepisów podatkowych* – przepisy te mogą podlegać zmianom, wskutek czego wiąże się z nimi pewna nieprzewidywalność, gdyż niektóre transakcje przeprowadzane obecnie lub planowane na przyszłość, w tym transakcje z podmiotami powiązanymi, mogą zostać zakwestionowane do celów podatkowych przez właściwe władze skarbowe.
- *Ryzyko utworzenia nowych wyrobisk górniczych* – klasyfikacja wyrobisk górniczych w księgach rachunkowych kopalni dokonywana jest w oparciu o przeznaczenie poszczególnych wyrobisk, które ewidencjonowane są jako środki trwałe lub bezpośrednio w koszty operacyjne w momencie ich poniesienia. Nie można wykluczyć odmiennej kwalifikacji tego typu kosztów dla celów podatku dochodowego od osób prawnych dokonanej przez firmę oraz urząd skarbowy.
- *Ryzyko zmiany prawa, bądź jego interpretacji lub stosowania* – przepisy prawa mogą ulegać zmianom na korzyść przedsiębiorców, lecz mogą także powodować negatywne skutki. Zmieniające się przepisy prawa lub różne jego interpretacje, w tym w odniesieniu do prawa podatkowego, prawa geologicznego i górniczego, prawa działalności gospodarczej, prawa pracy i ubezpieczeń społecznych oraz prawa z zakresu papierów wartościowych mogą wywołać negatywne konsekwencje dla przedsiębiorstwa górniczego.

Działalność na rynku odnawialnych źródeł energii obejmuje m.in. następujące ryzyka:

- *Ryzyko administracyjne* – wiąże jest z możliwością nieuzyskania lub wystąpienia opóźnień w uzyskaniu prawomocnych decyzji wymaganych przez przepisy prawne związane z ochroną środowiska.
- *Ryzyko związane z ochroną środowiska* – wynika z konieczności posiadania zezwoleń prawnych na korzystanie ze środowiska naturalnego. Do pozwoleń takich należą np.:
  - pozwolenie na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza;
  - pozwolenie wodno-prawne na pobór wód powierzchniowych lub podziemnych;
  - pozwolenie wodno-prawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi;
  - pozwolenie na wytwarzanie odpadów lub decyzja zatwierdzająca program gospodarki odpadami niebezpiecznymi. Brak ww. pozwoleń skutkuje niemożnością rozpoczęcia działalności eksploatacyjnej.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 61

- *Ryzyko zmiany tendencji rynkowych* – wiąże się z możliwością szybszego wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zestawieniu z kosztami wytworzenia energii ze źródeł konwencjonalnych. Może wpływać negatywnie na możliwości rozwoju rynku OZE.
- *Ryzyko zmian w otoczeniu prawnym* – częste zmiany przepisów prawa regulujących prowadzenie działalności gospodarczej wywołać mogą niestabilność na rynku odnawialnych źródeł energii. Promowanie jednych technologii odnawialnych skutkować będzie mniejszą atrakcyjnością innych technologii. Negatywne zmiany mogą wywołać zmiany katalogu odnawialnych źródeł energii – np. nieuznanie biomasy leśnej jako OZE lub wprowadzenie ograniczeń w wykorzystaniu odpadów z produkcji rolnej i zwierzęcej do produkcji biogazu.
- *Ryzyko walutowe* – związane z zakupem technologii na rynku międzynarodowym. Może ono zostać ograniczone poprzez zaciągnięcie zobowiązań kredytowych w walucie, w której odbywa się sprzedaż produktów.
- *Ryzyko dostępu do surowca* – ograniczenie dostępu surowca do produkcji może skutkować wzrostem ceny energii odnawialnej, a tym samym zagrozić podstawom funkcjonowania przedsiębiorstw produkujących energię z OZE.
- *Ryzyko uzależnienia od głównych dostawców* – niska dywersyfikacja ryzyka dostaw surowca skutkuje wyższym poziomem cen oferowanych przez pośredników oraz wyższym kosztem pozyskiwania surowca w przypadku biomasy.
- *Ryzyko uzależnienia od głównych odbiorców* – w niektórych krajach wybór odbiorcy energii od przedsiębiorstwa ją produkującego jest utrudniony, co wymusza zawieranie wieloletnich umów na jej odbiór, stąd w skrajnych przypadkach może prowadzić do upadłości podmiotu produkującego lub odbierającego energię.
- *Ryzyko sezonowości sprzedaży i zakupu surowca* – dotyczy głównie sezonowości zakupu surowców rolnych do produkcji energii z biomasy, i wiąże się z płatnościami w innych okresie niż jest realizowana produkcja.
- *Ryzyko zmian w prawie wodnym i ochrony środowiska* – może mieć wpływ na rozwój projektów hydroenergetycznych.
- *Ryzyko przeszacowania wartości rynku* – np. tempo budowy biogazowni jest uzależnione od uwarunkowań ekonomicznych i prawnych w zakresie energetyki odnawialnej w poszczególnych państwach członkowskich.
- *Ryzyko protestów organizacji ekologicznych* – mogą dotyczyć np. termicznej utylizacji odpadów komunalnych i w niektórych przypadkach uniemożliwiać realizację planów inwestycyjnych.
- *Ryzyko koniunktury gospodarczej* – zmniejszenie tempa wzrostu gospodarczego w danym kraju może wynikać z pogorszenia koniunktury gospodarczej w Europie i na świecie. W efekcie w okresie dekoniunktury może nastąpić pogorszenie sytuacji finansowej przedsiębiorstw produkujących energię odnawialną.

Zarządzanie ryzykiem

Zarządzanie ryzykiem (*risk management*) bywa przyrównywane do *zarządzania stanami niepewnymi* lub *controllingu strategicznego*, a także traktowane jako jedna z metod *zarządzania w warunkach zmiany*. Instytucje realizując w trakcie swej codziennej działalności procesy związane z zarządzaniem ryzykiem, często nawet nie uświadamiają sobie takowej potrzeby, przez co nie wykorzystują możliwości tkwiących w nowoczesnym zjawisku znanym jako *governance* (ład organizacyjny). Jednak sama świadomość potrzeby zarządzania ryzykiem nie oznacza jeszcze lepszego zarządzania ryzykiem w praktyce. Ryzyko wynikające z ewentualnej nieprawidłowej realizacji zadań nie obejmuje całości zagadnienia, gdyż także możliwości mogą być lub nie zostać owocnie wykorzystane.

> Niezbędne wydaje się poznanie metodologii zarządzania ryzykiem przez administrację publiczną wszystkich szczebli

W niektórych instytucjach można stosować stwarzające szanse sukcesu metody zarządzania przedsięwzięciami zwiększonego ryzyka (*venture management*). Na obecnym etapie rozwoju *społeczeństwa informacyjnego* niezbędne wydaje się poznanie metodologii zarządzania ryzykiem przez administrację publiczną wszystkich szczebli oraz wdrożenie jej narzędzi w proces kierowania państwem, a także organizację międzynarodową, jaką jest Unia Europejska, by zagwarantować realizację celów, ochronę aktywów oraz wydajne, ekonomiczne i efektywne wykorzystanie zasobów. Równie ważne jest wdrożenie odpowiednich standardów zarządzania w administracji publicznej, by poszczególne państwa członkowskie były silnymi partnerami wspólnoty europejskiej.

Pierwsze wzmianki o zarządzaniu ryzykiem pojawiły się w literaturze amerykańskiej, gdzie traktowano je jako element zarządzania ubezpieczeniami (*risk insurance management*). W Europie zarządzanie ryzykiem pojawiło się jako metoda kształtowania polityki ryzyka w celu pokrycia go przez ubezpieczenie oraz stosowanie środków zapobiegania powstawaniu szkody, a następnie jako część zintegrowanego systemu zarządzania przedsiębior-

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 62

stwem. Zarządzanie ryzykiem od kilku lat zyskuje na znaczeniu, przy czym wiele sygnałów wskazuje, że nie jest to jedynie moda, a rzeczywista potrzeba praktyków zarządzających nowoczesnymi organizacjami. Daje się także zaobserwować wzrost zainteresowania tą nową dziedziną wśród teoretyków. Można spodziewać się, że szybki rozwój zarządzania ryzykiem organizacji w krótkim czasie spowoduje wypracowanie i ujednolicenie narzędzi, metod i technik badawczych w tej nowej dziedzinie wiedzy.

W ostatnich latach obserwuje się coraz większe wykorzystanie technologii informatycznych, które spowodowały znaczny wzrost szybkości i ilości wymiany informacji między organizacją, a jej otoczeniem. Znacznie ułatwia to przeciwdziałanie sytuacjom kryzysowym, a także reagowanie – gdy zaistnieją. By możliwe były działania w czasie rzeczywistym, organizacja musi dysponować wypracowanymi, zweryfikowanymi i zatwierdzonymi procedurami zarządzania ryzykiem. Należy zaznaczyć, że aktualnie na arenie międzynarodowej *ryzyko* postrzega się jako *możliwość zaistnienia zdarzenia, które będzie miało wpływ na realizację założonych celów*. Definicję tę, za *Glosariuszem międzynarodowych standardów profesjonalnej praktyki audytu wewnętrznego* [8], podaje m.in. opublikowany w Polsce podręcznik poświęcony wdrażaniu systemu zarządzania ryzykiem w administracji publicznej[9].

Ryzyko może mieć charakter negatywnego zagrożenia lub pozytywnej możliwości (szansy). Przykładem dobrze obrazującym istotę ryzyka jest inwestycja giełdowa. W dłuższej lub krótszej perspektywie czasowej może ona przynieść inwestorowi większy lub mniejszy zysk lub takową stratę. Posiadając wiedzę o mechanizmach giełdowych prawdopodobieństwo strat można minimalizować, zaś zysków – maksymalizować (mówimy wówczas o optymalizacji ryzyka). Ryzyko towarzyszy praktycznie każdemu codziennemu działaniu. O ile każdy indywidualnie podejmuje ryzyko na własną odpowiedzialność, to dowódca musi uwzględniać ryzyko w aspekcie m.in. siły oddziaływania przeciwnika, warunków terenowych i klimatycznych pola walki, a także uzbrojenia, wyposażenia i wyszkolenia podległych żołnierzy. Często minimalizacja ryzyka staje się nieopłacalna i równa niepodejmowaniu żadnych działań, zaś większe ryzyko wiąże się z możliwością szybszej realizacji otrzymanych zadań i ograniczeniem strat własnych.

W 1981 r. S. Kaplan i B. Garrick przyjęli, że postrzegana przez obserwatora wielkość ryzyka jest względna, gdyż zależy od właściwości obserwatora lub uczestnika sytuacji zagrożenia i wiąże się zarówno z odczuwaną niepewnością, jak i z antycypowaną wielkością szkody[10]. Badacze ci zdefiniowali ryzyko w postaci zbioru trójelementowego:

$$R = \{(s_i, p_i, x_i)\}$$

gdzie:
R – postrzegane ryzyko, s_i – scenariusz niepożądanego zdarzenia, p_i – prawdopodobieństwo zajścia zdarzenia określonego w scenariuszu, x_i – wielkość szkody, jaka może zaistnieć w związku z możliwością realizacji scenariusza s_i.

Ryzyka nie można utożsamiać z niepewnością. Niepewność związana jest ze zdarzeniem lub działaniem, które prawdopodobnie wpłynie na zdolność organizacji do realizacji stawianych przed nią celów, jednak przyszłe możliwe scenariusze i prawdopodobieństwa ich realizacji nie są znane. Natomiast z ryzykiem mamy do czynienia, gdy możliwe jest zidentyfikowanie wszystkich dostępnych alternatyw oraz da się oszacować prawdopodobieństwo ich wystąpienia.

Uwzględniając czynnik czasu, przed każdym działaniem (szczególnie zespołowym) należy dokonać analizy, co może ewentualnie pójść nie tak, jak byśmy sobie tego życzyli, jakie jest prawdopodobieństwo zajścia niepomyślnego zdarzenia, jakie mogą być tego efekty oraz co należy zrobić, by wyeliminować zagrożenia. Z drugiej strony trzeba *a priori* określić pozytywne aspekty (sens) ponoszonego ryzyka i strat, a także oszacować możliwość korzystnego obrotu spraw i być na nie przygotowanym. Dodać należy, iż istnieje wiele kryteriów podziału ryzyka, w tym dwa podstawowe na: ryzyko systematyczne i specyficzne oraz ryzyko czyste i spekulacyjne.

Ryzyko systematyczne odnosi się do ogółu członków organizacji, np. obywateli państwa, przez co nikt nie może go kontrolować jednoosobowo. Ryzyko to jest związane m.in. z siłami przyrody, ale także z warunkami wynikającymi z rynku globalnego. Przykładowym źródłem ryzyka systematycznego mogą być zmiany międzynarodowej sytuacji polityczno-ekonomicznej lub krajowych regulacji w obszarze energetyki. Na poziom tego ryzyka mogą próbować wpływać: rządy i parlamenty państw lub organy struktur ponadnarodowych. *Ryzyko specyficzne* dotyczy indywidualnych decyzji członków organizacji i związane jest z przyszłymi zdarzeniami, które można częściowo przewidywać, choćby na podstawie danych historycznych ze zdarzeń minionych.

Podział na ryzyko czyste i spekulacyjne opiera się na wyodrębnieniu alternatyw. Jeśli jedyną możliwością alternatywną dla obecnego stanu jest wystąpienie straty,

[8] *International Standards for the Professional Practice of Internal Audit*, TIIA, Altamonte Springs 2001.

[9] B. Jennison, *Zarządzanie ryzykiem w sektorze publicznym*, Ministerstwo Finansów, Warszawa 2005, s. 6.

[10] S. Kaplan, B.J. Garrick, *On the quantitative definition of risk*, Risk Analysis, nr 1/1981, s. 11-27.

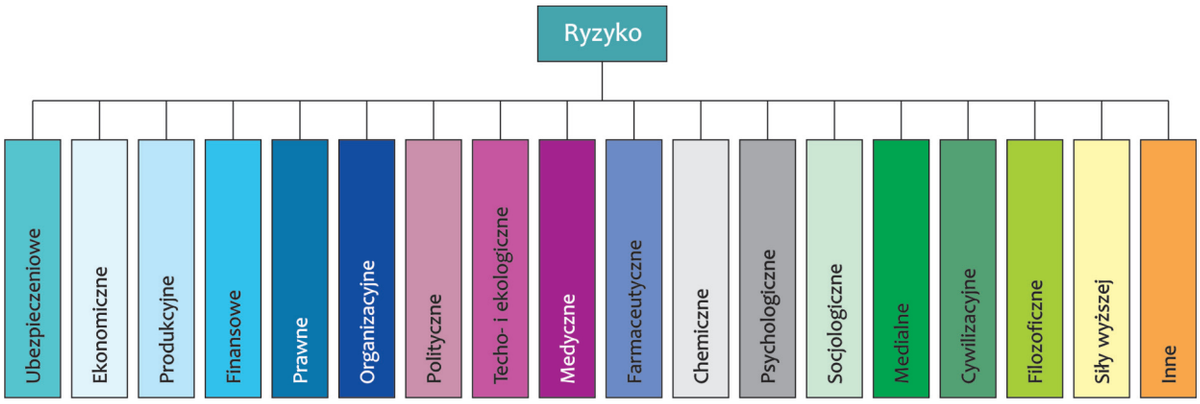
BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 63

to mamy do czynienia z *ryzykiem czystym*. Ewentualne skutki ryzyka czystego można ograniczyć, ubezpieczając się m.in. od ryzyka utraty życia, zdrowia, pracy lub mienia. Przykładem ryzyka możliwego do ubezpieczenia jest np. ryzyko poniesienia strat w wyniku szkód wynikających z działalności górniczej. Na poziom ryzyka czystego zwykle ma wpływ sam fakt podjęcia decyzji o działaniu lub zaniechaniu działania, przy czym nie ma istotnego znaczenia, czy działanie lub zaniechanie nastąpiło w efekcie realizacji decyzji przełożonego, czy własnej, zbiorowej, czy indywidualnej. Jeżeli przyszłe zdarzenia mogą spowodować straty lub zyski, to sytuacja taka jest określana mianem *ryzyka spekulacyjnego*, które nie bywa przedmiotem ubezpieczenia. Ryzykiem tym obarczona jest większość podejmowanych decyzji, np. podczas codziennego kierowania przedsiębiorstwem. Gdy możliwość straty wynika z niedostosowania lub zawodności wewnętrznych procesów w organizacji, jej członków lub użytkowanych systemów technicznych, a także zdarzeń w zewnętrznym otoczeniu organizacji, to mamy do czynienia z *ryzykiem operacyjnym*. Aktualnie trwają szeroko zakrojone badania nad wypracowaniem narzędzi, metod i technik zarządzania ryzykiem operacyjnym w organizacji.

Podjęto próbę zidentyfikowania i scharakteryzowania *ryzyka transdyscyplinarnego*, występującego w wielu dziedzinach i dyscyplinach[11] (rys. 1). Interdyscyplinarne zarządzanie ryzykiem prowadzone jest dotychczas głównie przez różne instytucje prowadzące działalność finansową lub gospodarczą, np. banki, firmy ubezpieczeniowe, przedsiębiorstwa telekomunikacyjne, wobec swoich klientów (pojedynczych ludzi, ich grup, bądź organizacji). Instytucje te jako cel zarządzania ryzykiem traktują: z jednej strony poprawę wyników finansowych firmy, a z drugiej zapewnienie takich warunków, aby firma nie ponosiła strat większych niż założone. Organizacje prowadzące dowolną działalność muszą skupiać uwagę zarówno na kontaktach zewnętrznych, jak i na ryzyku wynikającym z relacji wewnętrznych.

Ryzykiem można zarządzać we wszystkich obszarach działalności człowieka. Należy wszakże zauważyć, że pojmowanie zarządzania ryzykiem jako zarządzania ubezpieczeniem organizacji przed niebezpieczeństwem utraty zasobów nie wyczerpuje całości zagadnienia, gdyż ryzyko występuje we wszystkich procesach decyzyjnych organizacji. Stąd interdyscyplinarne zarządzanie ryzykiem winno polegać na stosowaniu jednolitego, logicznie uporządkowanego zbioru reguł i zasad w odniesieniu do prowadzonej przez organizację działalności.

Zintegrowane zarządzanie ryzykiem energetycznym wymaga efektywnego systemu kontroli ryzyka, co obejmuje uwzględnianie ryzyka w decyzjach podejmowanych przez kierownictwo organizacji, zdefiniowanie podziału kompetencji i odpowiedzialności w obszarze zarządzania ryzykiem oraz uwzględnienie ryzyka na wszystkich szczeblach działalności operacyjnej organizacji. Zintegrowane zarządzanie ryzykiem łączy się również z prognozowaniem ryzyka w różnych horyzontach czasowych oraz rozważaniem różnych scenariuszy. W związku z powyższym niezbędne jest zbieranie w czasie rzeczywistym szczegółowych informacji na temat działalności organizacji, wiążących ją umów z dostawcami paliw i energii, umów ubezpieczeniowych, a także danych eksploatacyjnych i operacyjnych. Olbrzymi zbiór informacji musi być sprawnie gromadzony, bezpiecznie przechowywany, intensywnie przetwarzany i szybko przesyłany do decydentów, by zmniejszać obszary niepewności oraz umożliwiać podejmowanie, mimo iż obarczonych ryzykiem, właściwych decyzji.



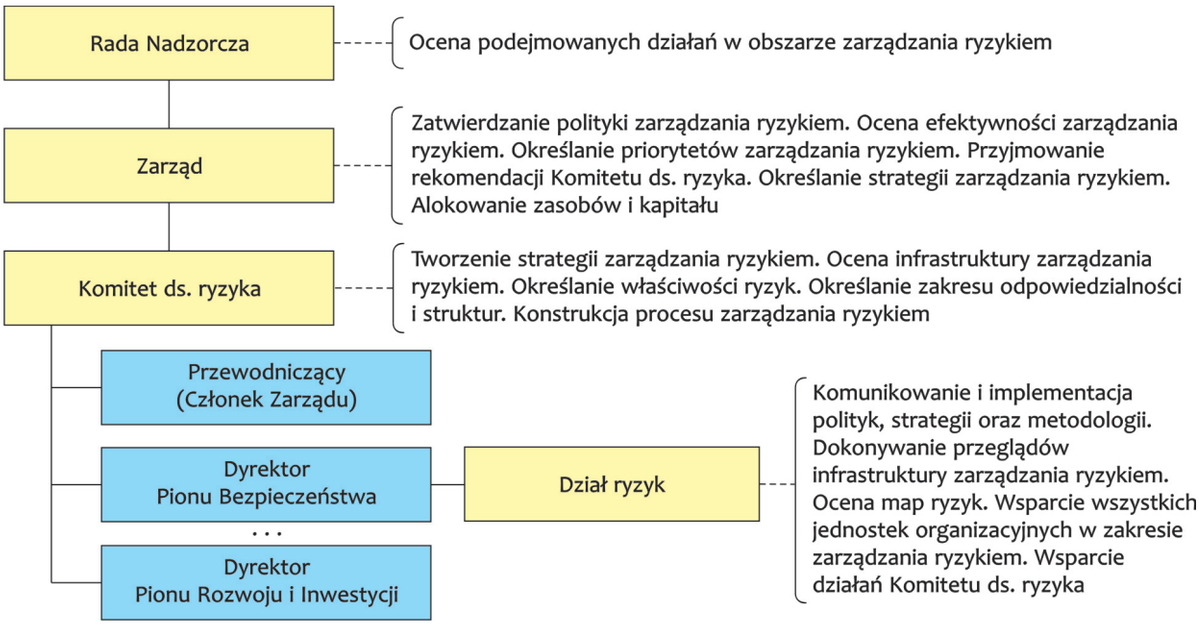
Rysunek 1. Typologia ryzyka *(Źródło: opracowanie własne na podstawie: T.T. Kaczmarek, Zarządzanie zdywersyfikowanym ryzykiem w świetle badań interdyscyplinarnych, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Warszawie, Warszawa 2003, s. 16-49).*

Podział ról w procesie zarządzania ryzykiem przedstawiony został na rys. 2. Opracowano go na podstawie podziału ról obowiązującego w spółce OGP Gaz-System SA.

Z przedstawionych w niniejszym artykule kilku uwag dotyczących bezpieczeństwa systemów energetycznych wynika, iż są one istotną częścią systemu

11) Por. T.T. Kaczmarek, *Zarządzanie zdywersyfikowanym ryzykiem w świetle badań interdyscyplinarnych*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Warszawie, Warszawa 2003.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 64



Rysunek 2. Podział ról w procesie zarządzania ryzykiem *(Źródło: opracowanie własne na podstawie podziału ról w firmie OGP Gaz-System SA).*

bezpieczeństwa społeczeństwa informacyjnego. Ze względu na dostarczanie społeczeństwu paliw i ciepła, a przede wszystkim energii elektrycznej systemy energetyczne mogą w pierwszej kolejności, podobnie jak systemy teleinformatyczne, a także za ich pośrednictwem, stać się obiektem cyberataku. Rozmiar organizacji jest wówczas istotnym czynnikiem decydującym o rodzaju oraz sposobie rozmieszczenia stosowanych rozwiązań ochronnych. Choć cyberatakami zagrożone są głównie obiekty infrastruktury krytycznej na szczeblu państwa to najbardziej podatne na nie są małe i średnie przedsiębiorstwa oraz instytucje samorządowe. Znacznie częściej jednak występującym zagrożeniem dla sprawnego funkcjonowania społeczeństwa informacyjnego są przerwy w bieżących dostawach energii cieplnej, zwłaszcza w zimie, oraz energii elektrycznej, szczególnie w nocy. Ciągłość dostaw energii elektrycznej jest niejako wpisana w mechanizm funkcjonowania społeczeństwa informacyjnego, stąd zagwarantowanie pewności i ciągłości dostaw surowców energetycznych ma zasadnicze znaczenie.

dr inż. Tadeusz Zbigniew Leszczyński
Pracownik służby cywilnej
w Komendzie Głównej Policji,
ekspert bezpieczeństwa narodowego
i zarządzania kryzysowego

Literatura:

1. Bałdys R., Leszczyński T., *Cyberterroryzm zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwa informacyjnego*, w: Jemioła T., Kisielnicki J., Rajchel K. (red.), *Cyberterroryzm nowe wyzwania XXI wieku*, WSPol, Warszawa 2009.
2. Bałdys R., Leszczyński T., *Zagrożenia bezpieczeństwa europejskiego na początku XXI wieku*, w: Ura E., Rajchel K., Pomykała M., Pieprzny S. (red.), *Bezpieczeństwo wewnętrzne we współczesnym państwie*, PR-UR, Rzeszów 2008.
3. Leszczyński T., *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 4/2008.
4. Leszczyński T., *Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 6/2008.
5. Leszczyński T., *ILM – fikcja czy rzeczywistość?*, Głos Akademicki WAT nr 5/2006.
6. Leszczyński T., *Kierowanie reagowaniem kryzysowym w państwie*, AON, Warszawa 2005.
7. Leszczyński T., *Phishing a ochrona danych osobowych*, w: Kosiński J., Szafrański J. (red.), *Przestępczość teleinformatyczna*, WSPol, Szczytno 2008.
8. Leszczyński T., *Przestępczość teleinformatyczna IP – zagrożeniem bezpieczeństwa organizacji*, w: Kosiński J. (red.), *Przestępczość teleinformatyczna*, WSPol, Szczytno 2006.
9. Leszczyński T., *Węgiel nośnikiem energii w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 1/2009.
10. Leszczyński T., *Zarządzanie strategiczne bezpieczeństwem państwa*, w: Soroka P. (red.), *Strategia elementem polityki obronnej, narzędzia przebudowy i rządzenia państwem*, TWO, Warszawa 2007.
11. Radwanowicz-Wanczewska J., Leszczyński T., *Bezpieczeństwo państwa a bezpieczeństwo narodowe*, w: Jemioła T., Rajchel K. (red.), *Bezpieczeństwo narodowe i zarządzanie kryzysowe w Polsce w XXI wieku – wyzwania i dylematy*, WSIZA-AON, Warszawa 2008.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 65

Instytucja kontroli w polskim prawie energetycznym na przykładzie art. 11 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne

Maciej M. Sokołowski

Niniejsze opracowanie jest analizą odnoszącą się do charakteru i prawnych ram instytucji kontroli wskazanej w art. 11 ust. 4 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne[1] (zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne"). Autor, poprzez porównanie ww. przepisu z innymi uregulowaniami istniejącymi w ramach reżimu samej ustawy – Prawo energetyczne, jak i poza nią, stara się wskazać obszar polskiego prawa energetycznego będący, w jego ocenie, niewystarczająco unormowany i wymagający podjęcia przez ustawodawcę działań legislacyjnych, które zostaną przedstawione w dalszej części wywodu.

Jako punkt wyjścia rozważań należy przyjąć projekt zmian ustawy – Prawo energetyczne oraz innych ustaw przedłożony w marcu 2009 r. Radzie Ministrów przez Ministra Gospodarki[2]. Projekt ten implementuje dyrektywę 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 stycznia 2005 r. dotyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych[3] oraz transponuje do polskiego systemu prawa uregulowania służące umożliwieniu realizacji zmienionego rozporządzenia nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej[4] wprowadzonych decyzją Komisji z 9 listopada 2006 r.[5]

Projekt wprowadza unormowania, które niewątpliwie należy uznać za pozytywne. W szczególności do takich należy zaliczyć te, które wpływają na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Do takich autor opracowania zalicza zarówno zmiany natury formalnej np. wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne definicji uzupełniających pojęcie bezpieczeństwa energetycznego (art. 3 pkt 16 ustawy – Prawo energetyczne), tj. bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, czy zagrożenia dostaw energii elektrycznej[6], jak i zmiany materialnoprawne wynikające z dodanych do treści ww. ustawy art. 11c-11f, odnoszących się do podstawowego narzędzia przeciwdziałania zagrożeniu bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej, jakim w polskim porządku prawnym dysponuje aparat państwowy[7].

Opisywanym instrumentem jest skonstruowana przez art. 11 ustawy – Prawo energetyczne możli-

[1] Tekst jednolity z 2006 r. Dz. U. Nr 89, poz. 625, z późn. zm. (jeżeli w dalszej części niniejszego artykułu brak jest powołania się na ustawę przy odpowiednim numerze artykułu, chodzi o ustawę – Prawo energetyczne).

[2] Projekt wraz z uzasadnieniem jest dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki – http://www.mg.gov.pl/Prawo/Projekty+aktow+prawnych/Energetyka/.

[3] Dz. Urz. UE L 33 z 4.02.2006 r.

[4] Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003 r.

[5] Dz. Urz. UE L 312 z 11.11.2006 r.

[6] Wg ww. projektu w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne przewiduje się dodanie 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 – nieprzerwana praca 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 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.

[7] Odnośnie do zmian, które mogą uzupełnić polskie prawo energetyczne, jeżeli projekt nowelizacji zostanie uchwalony, należy pozytywnie ocenić unormowania dotyczące przywrócenia możliwości nałożenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kary pieniężnej na podmiot, który nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii określonych przez art. 11 i następne.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 66

wość wprowadzenia przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła. Rządowy projekt rozszerza znacznie powyższą materię poprzez nałożenie na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu połączonego elektroenergetycznego dodatkowych obowiązków[8)], jak i przyznanie tym podmiotom określonych kompetencji[9)] – w tym, co jest dość radykalną zmianą, umożliwienie operatorom wprowadzenia ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia wymienionego wyżej rozporządzenia Rady Ministrów (jednakże nie dłużej niż na 72 godziny).

Warto zaznaczyć, iż mimo rozległych zmian dotyczących wprowadzania przedmiotowych ograniczeń, przedstawiona nowelizacja w ogóle nie odnosi się w zakresie swoich uregulowań do art. 11 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, co autor niniejszego opracowania uważa za błąd. W ocenie autora obecna sytuacja normatywna zaistniała w ramach art. 11 ust. 4 wymaga podjęcia przed ustawodawcę odpowiednich działań legislacyjnych – rządowy projekt mógłby być dobrym środkiem prowadzącym do ich przeprowadzenia i sfinalizowania.

Wskazany przepis wprowadza bowiem wyłącznie lakoniczny zapis dotyczący kontroli wprowadzanych obostrzeń, w myśl którego „ograniczenia (...) podlegają kontroli w zakresie przestrzegania ich stosowania". Wedle brzmienia art. 11 ust. 5 przedmiotowe uprawnienia kontrolne powierza się Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (zwanemu dalej „Prezesem URE"), wojewodom oraz inspekcjom gospodarki energetycznej, właściwym w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią dla organów o szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa, o czym stanowi art. 21a[10)].

Podmiotowo natomiast unormowania art. 11 dotykają stosunkowo szerokiej kategorii uczestników rynku energii. Są nimi mianowicie sprzedawcy paliw stałych, dostawcy oraz odbiorcy energii elektrycznej lub ciepła[11)].

Zaistniały na gruncie art. 11 stan wymaga wnikliwej analizy z uwagi, iż dotyczy on ingerencji w sferę praw jednostek – w tym wypadku przedsiębiorców operujących w sektorze energetycznym. Jak bowiem trafnie zauważa Zbigniew Cieślak, kontrola oznacza stan pozaorganizacyjnej zależności podmiotów, której istota polega na prawnym upoważnieniu organu kontrolującego do wiążącej oceny działania i jego skutków, podjętego przez organ kontrolowany. Wiążąca ocena działania obejmuje z reguły także możliwość kierowania do podmiotu kontrolowanego tzw. wniosków pokontrolnych[12)]. W analizowanym przypadku będzie to ingerencja w zasadę wolności działalności gospodarczej (jako że kontrola dotyczy m.in. ograniczenia sprzedaży paliw stałych oraz dostarczania i poboru energii elektrycznej lub ciepła), która z racji swojego charakteru, w demokratycznym państwie prawnym, podlega szczególnej ochronie. Zgodnie z art. 22 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z 1997 r., „ograniczenie wolności działalności gospodarczej jest dopuszczalne tylko w drodze ustawy i tylko ze względu na ważny interes publiczny".

8) Np. powiadamianie ministra właściwego ds. gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu zagrożenia dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobiegnięciu jego negatywnym skutkom; przedkładanie ministrowi właściwemu ds. gospodarki oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki raportu zawierającego ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia.

9) Np. możliwość wprowadzania ograniczeń w świadczonych usługach przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym dla usunięcia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej; wydawanie odpowiednim służbom wytwórcy poleceń uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej.

10) Zgodnie z tym przepisem organami właściwymi w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią dla:
- jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowanych, jednostek organizacyjnych Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej i Biura Ochrony Rządu oraz jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości są inspekcje gospodarki energetycznej powoływane przez właściwych ministrów w uzgodnieniu z Prezesem URE,
- jednostek organizacyjnych Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Agencji Wywiadu i Centralnego Biura Antykorupcyjnego są inspekcje gospodarki energetycznej powoływane przez Szefów tych Agencji w uzgodnieniu z Prezesem URE.

11) Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924) przewiduje jednak pewne wyłączenia stosowania ograniczeń, podyktowane ważnym interesem publicznym, względem pewnych podmiotów. W § 6 ust. 1 rozporządzenia stwierdza się, iż ograniczeniom w dystrybucji energii elektrycznej nie podlegają odbiorcy indywidualni, których wielkość mocy umownej została ustalona poniżej 300 kW (głównie gospodarstwa domowe), odbiorcy z sektora użyteczności publicznej (szpitale i inne obiekty ratownictwa medycznego) oraz odbiorcy strategiczni (media, porty lotnicze, ważne obiekty kolejowe, wojskowe, energetyczne, obiekty mające istotne znaczenie dla gospodarki oraz ochrony środowiska).

12) Z. Cieślak, *Podstawowe instytucje prawa administracyjnego*, w: *Prawo administracyjne*, Z. Niewiadomski (red.), Warszawa 2005, s. 85.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 67

Wskazane przesłanki zostały dookreślone przez Trybunał Konstytucyjny, który odniósł się zarówno do płaszczyzny materialnej ograniczenia wolności działalności gospodarczej[13], jak i do płaszczyzny formalnej dotyczącej dopuszczalności wprowadzania opisywanych ograniczeń „tylko w drodze ustawy". Jako iż, w kontekście art. 11, pierwsza z wymienionych przesłanek nie wzbudza kontrowersji, autor opracowania skupi się na przeanalizowaniu wymogu zachowania formy ustawy w przypadku ograniczania swobody działalności gospodarczej.

W kwestii wprowadzania przedmiotowych ograniczeń Trybunał Konstytucyjny stwierdził, iż wyżej wymieniony warunek jest „(...) zbliżony do sformułowania art. 31 ust. 3 Konstytucji ustanawiającego ogólne przesłanki ograniczania praw i wolności („mogą być ustanawiane tylko w ustawie"), co pozwala przyjąć, że znaczenie prawne i skutki tych unormowań w znacznej mierze mogą się pokrywać. Nie zachodzi jednak pełna identyczność. Sformułowanie „w drodze ustawy" wskazuje, że do ograniczenia wolności dojść może przy wykonywaniu ustawy, bez której konstruowanie ograniczenia nie może mieć miejsca, ale która może jedynie legitymować ograniczenie dokonane – na podstawie ustawy – w rozporządzeniu. Sformułowanie „tylko w ustawie" wskazuje na wolę ustrojodawcy zasadniczego wykluczenia możliwości, którą otwiera formuła „w drodze ustawy"[14].

Mimo iż, w przytoczonym wyroku Trybunał zróżnicował sposób postrzegania konstytucyjnych praw i wolności wskazując, że działalność gospodarcza „(...) może podlegać różnego rodzaju ograniczeniom w stopniu większym niż prawa i wolności o charakterze osobistym bądź politycznym" oraz, że „(...) w zakresie regulowania wolności działalności gospodarczej Konstytucja nie nakazuje kompletności regulacji ustawowej", wciąż należy pamiętać, iż przedmiotowe ograniczenia muszą znajdować swoje oparcie w normie rangi ustawowej, czy też podustawowej, wydanej na podstawie upoważnienia ustawowego, co w przedmiotowej sprawie zauważył Trybunał.

Stąd też rzeczą wartą uwagi jest fakt, iż oprócz przyznania wyżej wymienionym organom kompetencji kontrolnych, ustawa – Prawo energetyczne w żadnym miejscu nie dookreśla materii kompetencji kontroli wyróżnionych w art. 11 ust. 4 i 5, przez co wydawane na podstawie art. 11 ust. 6 rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła nie zawiera w tej kwestii żadnych postanowień.

Dodatkowo zastanawiającym jest, iż na gruncie ustawy – Prawo energetyczne w art. 10 ust. 2 (pod względem systemowym umiejscowionym w tym samym rozdziale co art. 11 – Rozdział 2. „Dostarczanie paliw i energii") ustawodawca wprowadza kompleksowe uregulowanie dotyczące kontroli w zakresie zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w odpowiednim rozporządzeniu ministra właściwego do spraw gospodarki[15]. Kontrolę, o której mowa w art. 10 ust. 2, przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa URE, które powinno zawierać: oznaczenie osoby dokonującej kontroli, nazwę kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego oraz określenie zakresu kontroli. Zgodnie z art. 10 ust. 4 osoby upoważnione przez Prezesa URE do dokonywania kontroli są uprawnione do wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są gromadzone i utrzymywane zapasy i analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów. Art. 10 ust. 5 ustanawia natomiast obowiązek sporządzenia protokołu z przeprowadzonej kontroli i przedstawienia go organom kontrolowanego przedsiębiorstwa. Co więcej, wskazane już rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych doprecyzowuje opisywaną problematykę.

> Kontrolę przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa URE

W nawiązaniu do powyższego warto przytoczyć wypowiedzi przedstawicieli doktryny prawa publicznego gospodarczego. Jak słusznie twierdzi Kazimierz Strzyczkowski, ograniczeń zasady wolności nie można domniemywać, gdyż muszą być one jasno sprecyzowane w aktach prawnych o randze ustawowej lub w aktach prawnych wydanych na podstawie i w celu wykonania ustawy. W jego ocenie wszelkie wątpliwości wyłaniające się przy wykładni obowiązujących przepisów należy tłumaczyć *favorem libertatis*[16]. W podobny sposób do przedmiotowej kwestii odnosi się również Cezary Kosikowski, który do stwierdzenia, iż kompetencji kontrolnych nie można domniemywać, dodaje tezę, w myśl której nie można podmiotów kontrolowanych pozostawiać bez ochrony prawnej, gdyż niebezpieczeństwo nadużywania kompetencji kontrolnych jest realne[17]. Autor

13) Zob. wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 17.12.2003 r., sygn. akt SK 15/02.

14) Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 25.07.2005 r., sygn. akt P 24/05.

15) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338).

16) K. Strzyczkowski, *Prawo gospodarcze publiczne*, Warszawa 2007, s. 78.

17) Zob. C. Kosikowski, *Polskie publiczne prawo gospodarcze*, Warszawa 2002, s. 338.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 68

PGE Elektrownia Bełchatów SA

niniejszego opracowania obawia się, iż zaistniała na gruncie art. 11 ust. 4 sytuacja, z uwagi na swój ogólnikowy charakter, może do takiego stanu prowadzić. Z kolei Krystyna Pawłowicz trafnie wskazuje, że brak ustawowych definicji przenosi możliwość ich interpretowania do uznania organu, co z kolei nie odpowiada standardom państwa prawnego, z uwagi na fakt, iż organ stosujący prawo w relacjach z jednostką zaczyna sam nadawać temu prawu treść[18].

Z racji powyższego należy zatem postawić następujące pytanie: czy pominięcie szczegółowych uregulowań odnoszących się do materii kontroli wynikającej z art. 11 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne jest rozwiązaniem zgodnym ze wskazanymi postanowieniami Konstytucji, czy też wymaga odpowiedniej modyfikacji?

W kwestii formalnej od razu należy wykluczyć możliwość posłużenia się wnioskowaniem *per analogiam*, stosując przepisy zawarte w art. 10. Ze względu na restrykcyjną istotę instrumentu wskazanego w art. 11 oraz sam charakter kontroli, będącej przecież działalnością organu administracji publicznej w sferze *imperium*, wychodzącą w tym wypadku daleko poza sferę wewnętrzną administracji, takie działanie wymaga literalnego określenia jego ustawowych ram, które następnie mogą być uszczegółowione w akcie o randze podstawowej (jak słusznie czyni to ustawodawca w art. 10). Domniemanie kompetencji organu, lub stosowanie ich odpowiednio, bez konkretnego ustawowego upoważnienia może być zakwestionowane z powodu sprzeczności z art. 7 Konstytucji, czyli zasadą legalizmu (podobnie art. 6 Kodeksu postępowania administracyjnego[19], w świetle którego organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa). Stąd też samo tylko przyznanie organowi kompetencji kontrolnych, jak w wypadku art. 11, jest zbyt szeroką formułą.

Rozwiązania opisywanej sytuacji należałoby raczej poszukiwać w ustawie z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej. Już w art. 57 wymienionej ustawy pojawiają się szczegółowe unormowania dotyczące kontrolowania działalności gospodarczej. Jednakże dotyczą one wyłącznie kontroli przeprowadzanych przez organ koncesyjny, więc na gruncie ustawy – Prawo energetyczne, można by je zastosować wyłącznie do podmiotów posiadających wymienioną koncesję. Ustawa o swobodzie działalności gospodarczej enumeratywnie wymienia w art. 46 ust. 1 katalog przedmiotowy działalności gospodarczej wymagającej uzyskania koncesji. Punkt 3. tego przepisu wskazuje na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, monitorowania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami i energią, stąd w nawiązaniu do art. 11 może znaleźć zastosowanie w przypadku kontroli ograniczeń obrotu i dystrybucji paliw stałych i energii elektrycznej. Kontrola wprowadzania ograniczeń w dostawach ciepła pozostaje poza zakresem jego uregulowań.

Właściwą odpowiedź odnoszącą się do analizowanej problematyki zdają się przynosić uregulowania zawarte w Rozdziale 5. „Kontrola przedsiębior-

[18] Zob. K. Pawłowicz, *Przedsiębiorca wobec Najwyższej Izby Kontroli. Studium publicznoprawne*, Warszawa 2005, s. 157.

[19] Tekst jedn. z 2000 r., Dz. U. Nr 98, poz. 1071, z późn. zm.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 69

cy" ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. Art. 77 ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej stanowi, iż w zakresie nieuregulowanym w Rozdziale 5. stosuje się przepisy ustaw szczególnych (co w zasadzie jest unormowaniem zasady *lex specialis derogat legi generali*). Wskazane zatem w ww. ustawie komplementarne uregulowanie dotyczące przedmiotu kontroli może znaleźć zastosowanie na gruncie art. 11 ustawy – Prawo energetyczne. I taką konkluzją można by zakończyć niniejsze rozważania.

Autor opracowania zamierza jednak poddać w wątpliwość powyższy tok rozumowania. W świetle art. 77 ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej zakres przedmiotowy kontroli działalności przedsiębiorcy oraz organy upoważnione do jej przeprowadzenia określają odrębne ustawy. Z pewnością ustawa – Prawo energetyczne szczegółowo wskazuje podmioty uprawnione do przeprowadzenia kontroli, co autor wykazał na wstępie. Pewne nieścisłości pojawiają się jednak odnośnie zakresu przedmiotowego kontroli. Przywoływany już art. 11 ust. 4 odnosi się wyłącznie do kwestii kontroli w zakresie przestrzegania stosowania wprowadzanych ograniczeń, co chociażby w porównaniu do zakresu przedmiotowego art. 10 (przeprowadzenie kontroli w zakresie zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w rozporządzeniu), nakazuje uznać regulacje art. 11 ust. 4, za bardzo szerokie. W sferze formalnej – wymóg określenia przedmiotowego zakresu kontroli nie może być spełnionym, gdyż nie odnosi się do płaszczyzny materialnej wspomnianych ograniczeń. Równie dobrze zwrot dotyczący kontroli stosowania ograniczeń (będący w istocie „prawniczym pustosłowiem"), ustawodawca mógł zastąpić sformułowaniem odnoszącym się do kontroli stosowania postanowień ustawy – Prawo energetyczne, czy nawet idąc krok dalej, kontroli przestrzegania prawa w ogóle. Stąd też w ocenie autora niniejszej analizy niedookreślenie „zakresu przedmiotowego kontroli działalności gospodarczej" wskazanego w art. 77 ust. 3 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej wydaje się uniemożliwiać bezpośrednie zastosowanie uregulowań tej ustawy odnośnie przedmiotowej kontroli występującej w ramach reżimu ustawy – Prawo energetyczne.

Kolejny argument przemawiający za wypracowaniem nowego rozwiązania ustawodawczego badanej problematyki przynoszą przytaczane już unormowania art. 10. Fakt, iż ustawodawca wypracował model kontroli właściwy dla ustawy – Prawo energetyczne, różny od powyższego rozwiązania istniejącego na gruncie ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, w świetle poruszanej na wstępie kwestii złożoności systemu prawa energetycznego, rozbudowanego o liczne akty okołoustawowe, budzi aprobatę. Jednakże niezastosowanie przez ustawodawcę wspomnianych uregulowań do całości ustawy – Prawo energetyczne, czy chociaż do art. 11, jest posunięciem co najmniej niezrozumiałym. Kontrola bowiem, jako instytucja prawna (w przeciwieństwie do kontroli będącej funkcją kierowania) powinna być w całości normatywnie wyznaczona. W obowiązującym prawie określa się ściśle zakres kontroli, jej kryteria, sposób, skutki, procedury weryfikacji jej wyników oraz niekiedy zakres i sposób wykorzystania wyników kontroli[20].

Również od strony technicznej kontrola ograniczeń uregulowanych w art. 11 wskazuje na zasadność posłużenia się rozwiązaniem przyjętym w art. 10. Nawet jeżeli przyjmiemy, iż w kwestii związanej z ograniczeniami w przedmiocie dostarczania i poboru energii elektrycznej kontrola może mieć wyłącznie „biurowy" charakter polegający na zweryfikowaniu przez organ posiadanych dokumentów i statystyk dotyczących poboru energii z krajowego systemu elektroenergetycznego, wciąż nie można zapominać, iż art. 11 reguluje również kontrolę sprzedaży paliw stałych, której to sposób przeprowadzenia nie musi opierać się jedynie na dostarczanych przez operatorów lub przedsiębiorców informacjach. Co więcej, nie można *a priori* założyć, iż operacyjne działanie kontrolera w każdym wypadku nie przyniesie żadnego pozytywnego dla danego postępowania rezultatu w postaci znalezienia nowego źródła dowodowego, czy też uprawdopodobnienia pewnych okoliczności[21].

Dlatego też już samo uzupełnienie art. 11 o postanowienie, które umożliwiłoby odpowiednie stosowanie uregulowań przewidzianych w art. 10 wydaje się być rozwiązaniem wystarczającym i zgodnym z art. 7 Konstytucji oraz art. 6 K.p.a. Oczywiście inną możliwością jest stworzenie oddzielnej procedury kontrolnej dla tego przepisu, łącznie z wydaniem stosownego rozporządzenia, czy nawet wypracowanie całościowej odrębnej regulacji materii kontroli dotyczącej prawa energetycznego, czego zwolennikiem jest autor niniejszej analizy.

Maciej M. Sokołowski
Prezes Europejskiego Stowarzyszenia Studentów Prawa ELSA Warszawa, Prezes Koła Naukowego Prawa Administracyjnego WPiA UW, Praktykant w Departamencie Promowania Konkurencji URE

[20] Z. Cieślak, op. cit., s. 85.

[21] Np. w postaci odnalezienia na terenie przedsiębiorstwa dokumentów świadczących o celowym nieprzestrzeganiu określonego stopnia zasilania poprzez wydane wewnętrzne instrukcje, które mogą przysłużyć się w toczącym się następnie postępowaniu.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 70

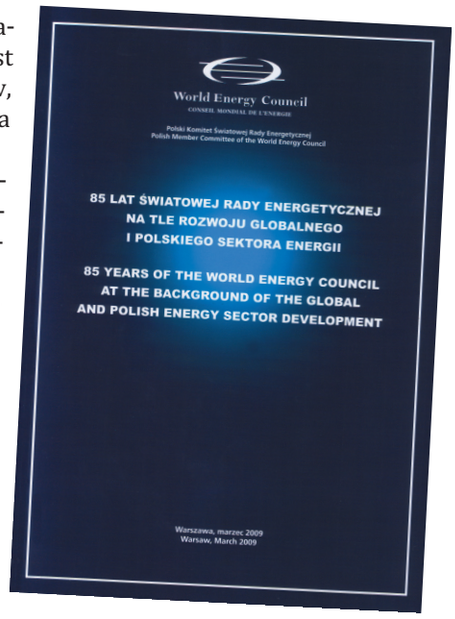
Światowa Rada Energetyczna i jej Polski Komitet

Polski Komitet jest narodowym komitetem Światowej Rady Energetycznej (ang. World Energy Council), która jest ogólnoświatową i pozarządową organizacją energetyków, działającą od 1924 r. Wśród członków jej założycieli była również Polska.

Obecnie Światowa Rada Energetyczna zrzesza 92 Komitety Narodowe, reprezentujące wszystkie liczące się w gospodarce światowej kraje, które konsumują ponad 90% światowego zużycia energii.

Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej jest stowarzyszeniem o celach niezarobkowych, dobrowolnym i samorządnym. Jego celem jest promowane rozwoju i pokojowego wykorzystania energii z największym pożytkiem, zarówno w aspekcie globalnym, jak i narodowym

Urząd Regulacji Energetyki jest członkiem wspierającym Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, który z okazji dorocznego Zebrania Członków opracował i opublikował monografię pt. „85 lat światowej Rady Energetycznej na tle rozwoju globalnego i polskiego sektora energii" (okładka publikacji obok).



Z uwagi na tematykę tej monografii, jak również rolę Światowej Rady Energetycznej w rozwoju światowego sektora, Redakcja Biuletynu URE uznała za celowe poinformowanie Czytelników o tej publikacji, której pełny tekst (124 strony) ukaże się na stronie internetowej Komitetu w lipcu br. (www.ien.com.pl/wec/dokumentacja).

IV Światowe Forum Regulacji Energetyki

Na kolejnych stronach przedstawiamy program jednego z najważniejszych wydarzeń z zakresu regulacji sektora energetycznego – IV Światowego Forum Regulacji Energetyki, które odbędzie się w dniach 18-21 października 2009 r. w Atenach.

Konferencja, która organizowana jest co trzy lata, poświęcona będzie aktualnym praktykom regulacyjnym i uwarunkowaniom inwestycyjnym w gospodarce światowej. Spotkanie stwarza możliwość wysłuchania problemowych prezentacji, udziału w dyskusjach panelowych oraz spotkaniach towarzyszących, a także stanowi wyjątkową okazję do bezpośredniej wymiany poglądów między tworzącymi instrumenty regulacyjne, a przedsiębiorcami.

Trzydniowa agenda Forum przewiduje cztery główne sesje tematyczne poświęcone:

- niezawodności i bezpieczeństwu dostaw,
- roli regulatorów w zakresie zachodzących zmian klimatycznych,
- konkurencyjności i strefie odbiorcy energii,
- wzmocnieniu pozycji regulatorów i promocji dobrych praktyk regulacyjnych.

Swój udział potwierdzili m.in. Andris **Piebalgs** – europejski komisarz ds. energii, Daniel **Dobbeni** – Prezes ETSO, Mario **Monti** – b. komisarz UE ds. rynku wewnętrznego oraz wiodący światowi regulatorzy, m.in. Lord J. **Mogg** (CEER), F. **Butler** (NARUC), S. **Novikov** (FTS) czy też J. **Tamblyn** (AEMC).

W konferencji wemą udział także dr Mariusz **Swora** – Prezes URE i Marek **Woszczyk** – Wiceprezes URE.

Zainteresowanych zapraszamy do wzięcia udziału w Forum.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 71

WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION IV

PROGRAMME ANNOUNCEMENT

WFER IV

WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION

ATHENS • GREECE

OCTOBER 18-21, 2009

www.worldforumIV.info

Under the patronage of

H.E. the President of the Hellenic Republic
Mr Carolos Papoulias

The European Commissioner for Energy
Mr Andris Piebalgs

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 72

WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION IV

PAE RAE
ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
REGULATORY AUTHORITY FOR ENERGY

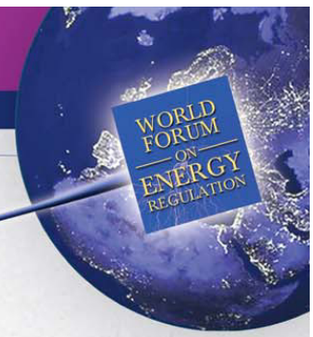
Council of European Energy Regulators

Steering Committee

Promoters

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 73

PROGRAMME ANNOUNCEMENT



Dear Colleagues,

We enclose an ambitious and thought-provoking programme for the **Fourth World Forum on Energy Regulation (WFER IV)**, which will take place on **October 18-21, 2009 at the Athenaeum Inter-Continental Hotel in Athens, Greece**.

The current global economic downturn and ever-present security of supply concerns highlight the need for strengthened international dialogue and cooperation in the energy sector. The WFER IV is a unique opportunity to gather members of the 'energy world' to discuss issues of global relevance; sharing experiences and knowledge on a wide range of energy-related matters.

The WFER IV builds upon the themes and key findings of the past three Forums (Montreal, 2000, Rome, 2003 and Washington, 2006), and will address new trends in energy regulation, recent developments in the energy industry and a range of regional and global issues. It aims to bring together more than 1,000 top-level energy stakeholders from across the globe.

The three day programme will feature heads of regulatory agencies, government officials, presidents and CEOs from utilities, transmission system operators and financial, consumer rights and other international institutions as well as other key decision-makers and energy sector stakeholders from across the world.

We look forward to your support of the World Forum on Energy Regulation IV and to seeing you in Athens in October 2009.

Sincerely

M. Caramanis
Chairman RAE

Lord Mogg
President CEER

The key themes of the Forum are:

- Reliability and security of supply (Track A)
- The role of regulators in responding to climate change (Track B)
- Competitiveness and affordability (Track C)
- The independence, powers, responsibilities, best practices and training of regulators (Track D)

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 74

P R O G R A M M E

SUNDAY 18 OCTOBER

09:00-20:00 REGISTRATION
20:00-23:00 WELCOME RECEPTION

MONDAY 19 OCTOBER

08:00-09:00 REGISTRATION
09:00-09:45 OPENING SESSION
09:00-09:10 Welcome Address
Prof. M. Caramanis,
Chairman, Regulatory Authority for Energy of Greece (RAE)
09:10-09:35 Keynote Address: WFER IV themes and topics
Lord Mogg,
President, Council of European Energy Regulators (CEER)
09:35-09:45 WFER IV Official Opening

09:45-11:00 PLENARY SESSION 1

TRACK A : Security and reliability of supply through competitive energy markets

- Global energy market prospects and challenges
- Integration of liberalised energy markets and security of supply
- Balancing public interests (security and reliability of supply, climate change, affordability) and reliance on markets
- Energy project financing in the developed and developing world

11:00-11:30 Coffee Break

11:30-12:45 PLENARY SESSION 2

TRACK B : Regulators' role for a market response to the reduction of CO_2 emissions

- Global view of greenhouse gas emissions and climate change
- The economics of climate change
- Industry's role in curbing climate change
- The regulators' role in integrating non-market related environmental goals in energy markets

12:45-14:30 Lunch

14:30-16:00 CONCURRENT SESSIONS

TRACK A - SESSION 1: Market conditions in developed countries that attract infrastructure investments

- The role of regulators and the importance of regulatory stability
- Infrastructure expansion in competitive energy markets and energy supply reliability
- Infrastructure investments and cost allocation in the context of regional energy markets
- Market mechanisms that ensure efficient infrastructure investments
- Financing energy infrastructure of regional importance

TRACK B - SESSION 2: Efficiency of CO_2 emission reduction mechanisms

- Emission trading versus carbon taxes and sectoral approaches: targets, allowances, free riders
- Price volatility, reporting, abuses
- International experiences
- The post-2012 electricity utilities strategy (market opportunities, technological developments and consumer behaviour)

TRACK C - SESSION 3: Universal service in a climate of increasing energy costs and environmental constraints

- Balancing environmental goals and affordability
- Social consequences of increasing energy costs and environmental constraints in competitive energy markets
- The interplay between environmental policies, retail competition and universal service
- Financing sustainable energy as a means for economic growth and energy access facilitation
- Carbon output reduction and its cost implications for energy users

16:00-16:30 Coffee Break

16:30-18:00 CONCURRENT SESSIONS

TRACK A - SESSION 4:
Gas market regulation: the role of LNG

- Liquefied natural gas, a key factor for security of supply
- Incentives for the increased utilisation and expansion of LNG infrastructure
- Market barriers in LNG trade
- Portfolio suppliers
- Spot LNG trading

TRACK B - SESSION 5: The integration of energy efficiency investments and demand-side management in competitive markets

- Time of use energy pricing and demand management
- Financing energy efficiency and demand-side management programmes in developing countries
- The utilities' approach to demand-side management
- Regulation, monitoring and verification issues
- White certificate trading

TRACK D - SESSION 6: Best practices for regulators

- Key elements of the regulatory process
- Transparency and appeals mechanisms
- Scope and methods to assess the impact of regulatory decisions
- Regulation: as an interactive process between regulators and stakeholders
- Regulatory benchmarking

20:00-24:00 Social Event/Dinner

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 75

P R O G R A M M E

TUESDAY 20 OCTOBER

08:30-09:45 **KEYNOTE SESSION 1**

TRACK A : Gas markets developments and prospects

- Regional and global gas market overview (supply and demand, infrastructure bottlenecks)
- Gas market globalisation, security of supply, hub development and the expansion of the LNG spot market
- Climate change policy and its effect on market power in gas
- Producer countries' response to the structural changes of the gas industry

09:45-11:00 **PLENARY SESSION 3**

TRACK C: Competitiveness and affordability

- The collective responsibility of customers, government, industry and regulators to integrate new energy sources and encourage energy efficiency in competitive markets
- Access to affordable energy services
- Transparency and consumer rights protection

11:00-11:30 Coffee Break

11:30-13:00 **CONCURRENT SESSIONS**

TRACK A - SESSION 7: Incentives for infrastructure investments in developing countries

- The impact of regulatory governance and tariff frameworks on electricity and gas infrastructure investments
- Regional integration to create dynamic energy markets that attract infrastructure investments
- Financing energy infrastructure

TRACK B - SESSION 8: Massive deployment of renewable energy sources, market efficiency, system security and reliability

- RES support policies
- Efficient integration of renewables in the competitive electricity market
- System - related issues

TRACK C - SESSION 9: Regulatory issues of importance to residential and small customers

- Vulnerable and rural customers - Fuel poverty
- Transparency, information availability, supplier switching
- Domestic and small consumer rights, complaints and appeals
- Customer policies of retail suppliers

13:00-14:30 Lunch

14:30-15:45 **KEYNOTE SESSION 2**

TRACK A : Linking load to market mechanisms: smart grids, advanced metering, real-time pricing

- Smart technologies in the pursuit of a sustainable energy-environment: implementation roadmaps
- Financial resources and required regulatory frameworks
- Challenges in a national or regional market context

15:45-16:15 Coffee Break

16:15-17:45 **CONCURRENT SESSIONS**

TRACK A - SESSION 10: Regional market integration: the regulatory cross boarder gap

- Regional markets at a glance
- The role of TSOs in regional electricity markets
- The role of power exchanges and traders
- Emerging risk issues affecting the reliability of regional and inter-regional bulk power systems
- Regulatory challenges for regional market integration

TRACK B - SESSION 11: Deployment of non carbon or low-carbon emitting technologies and carbon capture and storage

- Low and non-carbon technologies in a global context
- Regulatory factors influencing future deployment
- Uncertainties for nuclear power expansion in competitive energy markets
- Financing non-carbon and low-carbon technologies for developing countries

TRACK D - SESSION 12 : Training

- Key skills, knowledge, and tools for regulators in developed and developing countries
- Evaluation of training programmes
- Evolution of regulators' training needs
- Financing training for developing countries

20:00-24:00 Social Event / Dinner

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 76

P R O G R A M M E

WEDNESDAY 21 OCTOBER

08:30-09:45 **KEYNOTE SESSION 3**

TRACK D : Energy and financial markets interdependency issues

- The impact of financial market crises on the energy markets
- The physical wholesale and the financial electricity and gas markets: regulatory issues related to market integrity and implications for prices and security of supply
- "Energy regulation" and "financial services regulation": overlaps and regulatory cooperation requirements
- Securities legislation, disclosure obligations and sanction mechanisms requirements

09:45-11:00 **PLENARY SESSION 4**

TRACK D : The role of regulators in policy making with regard to the public interest

- Independence, and power of regulators: legal and institutional requirements
- Identifying the political and regulatory boundaries in promoting effectively functioning liberalised energy markets
- Aligning private behaviour with public interest (the justification of regulation)
- Regulatory practices that "discipline" private interest to serve the public interest with a long term objective

11:00-11:30 Coffee Break

11:30-13:00 **CONCURRENT SESSIONS**

TRACK A - SESSION 13: Quality of electricity supply and its regulation

- Service Quality Regulation: experiences and lessons learned
- Regulation and incentives for improving continuity and quality of supply
- Ensuring quality of supply for urban and rural customers
- Monitoring and improving the quality of electricity supply - the industry's point of view

TRACK C - SESSION 14: Regulatory issues affecting energy intensive customers

- Challenges facing industrial gas users - Grid access and competition level concerns
- Industrial stakeholders in regional energy markets
- Electricity supply contracts for high voltage customers (methodology and tools for structuring)
- Regulatory impact on energy security and reliability of supply

TRACK D - SESSION 15: Cooperation among regulators and regional associations

- Cooperation between regional associations
- The impact of networks of regulatory agencies on infrastructure performance
- The International Energy Regulation Network (IERN): progress and future role

13:00-14:30 Lunch

14:30-16:00 **CONFERENCE CONCLUSION**

- Conference Summary and Deliverables
- WFER V Planning
- Closing Statement

COLOUR CODES

GENERAL SESSIONS (Plenary & Keynotes)

CONCURRENT SESSIONS

TRACK A : Security and reliability of supply through competitive energy markets

TRACK B : Regulators role for a market response to climate change

TRACK C : Competitiveness and affordability

TRACK D : Independence and powers of regulators within an increasingly politicised energy sector

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 77

REGISTRATION INFORMATION

Participants and accompanying persons are requested to register in advance through the on-line Registration Form at www.worldforumIV.info

REGISTRATION FEES

Registration Fees	EARLY BIRD Until 15/5/2009	REGULAR From 16/5/2009 Till 17/9/2009	LATE From 18/9/2009 and On-site
Commissioners - Staff - Government - Officials	800 €	1.100 €	1.600 €
Industry - NGOs	1.000 €	1.300 €	1.600 €
Accompanying persons	250 €	300 €	350 €

The Registration Fees include:
Admission to all WFER IV Sessions - Coffee Breaks - Welcome and Farewell Receptions - Lunches - Dinners & Social Events - Abstracts on CD ROM and the Forum Material (bag and conference material).

The Registration Fees for Accompanying persons include:
Welcome and Farewell Receptions - Dinners and Social Events.

PAYMENT PROCEDURE

All payments should be made in Euros.

Please note that the late registration fee will apply for any payments received after the stated deadlines. A confirmation and invoice confirming registration will only be sent after receipt of the appropriate fees. Outstanding payments must be paid on-site.

- **By Credit Card**
  MASTERCARD, VISA, AMERICAN EXPRESS are accepted.
  Online payments will be processed via a secure payment page.
- **By bank transfer**
  National Bank of Greece, Account Holder: Regulatory Authority for Energy
  IBAN: GR45 0110 0800 0000 0805 4511 756, SWIFT-BIC: ETHNGRAA
  It is important that a copy of the bank transfer is sent, together with the Registration Form, to the WFER IV Registration and Travel Bureau,
  Erasmus Conferences Tours & Travel SA by fax to +30 210 7257532.

VISA REQUIREMENTS

Please check with the Greek Embassy in your country to enquire whether you need to apply for a visa. A special section concerning visa applications is foreseen in the Registration Form.

ACCOMMODATION REQUIREMENTS

Several hotel options are available. Please check the WFER IV website for more information and Accommodation forms.

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 78

WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION IV

PROGRAMME ANNOUNCEMENT

Who should attend WFER IV

- Regulators
- Government Officials and Policy Makers
- Industry Representatives
- Consumer Rights Associations
- Non-Governmental Organisations
- Academics and Consultants
- Financial Institutions
- Investors/Stockholders
- Energy Professionals
- Law Firms
- Environmental experts
- Journalists

Why you should attend WFER IV

- To learn what policy makers and regulators are doing to encourage energy investments and enhance security of supply and affordability
- To discuss recent developments in the energy industry, new trends in energy regulation and selected sectoral, regional and global issues
- To consider the interplay between climate change policies and competitive markets
- To gain knowledge from other countries' best experiences and lessons learned
- To further educate yourself in international energy regulation
- To relay your knowledge and experience to other countries

PAE RAE
ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
REGULATORY AUTHORITY FOR ENERGY

Council of European Energy Regulators

WFER IV Secretariat, c/o RAE
69, Panepistimiou Str.,
105 64 Athens, Greece
Tel: +30-210-3727424/425
Fax: +30-210-3727488
Email: worldforumIV@rae.gr

Website:
www.worldforumiv.info
Visit our Website
for the latest news and updates

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 79

„Bezpieczniej z prądem”

Program edukacyjny „Bezpieczniej z prądem” został zainicjowany w 2002 r. przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz spółki energetyczne. Od tego czasu odbyło się już pięć jego edycji, każda kolejna skupiała coraz większą liczbę uczniów i nauczycieli, a także donatorów. Dotychczas w akcji wzięło udział niemal 60 tys. uczestników ze szkół w całej Polsce.

Celem programu jest podnoszenie świadomości właściwego korzystania z urządzeń elektrycznych wśród dzieci i młodzieży oraz promowanie bezpiecznego i racjonalnego użytkowania energii elektrycznej.

Akcja „Bezpieczniej z prądem” zdobyła uznanie wśród przedstawicieli instytucji i urzędów centralnych. Honorowy patronat obejmowali m.in.: Minister Edukacji Narodowej, Rzecznik Praw Dziecka oraz Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Ważnym partnerem programu jest także Państwowa Straż Pożarna.

Za każdym razem w szkołach podstawowych i gimnazjach na terenie całego kraju odbywają się pokazy filmów edukacyjnych „Bezpieczniej z prądem” i „Niebezpieczne zabawy” oraz specjalne prelekcje, w trakcie których przekazywana jest uczniom wiedza dotycząca bezpiecznego i racjonalnego użytkowania energii elektrycznej.

Wspólnymi elementami wszystkich edycji są konkursy dla uczniów szkół podstawowych i gimnazjów oraz dla nauczycieli. Prace nadesłane przez pedagogów opracowywane są w formie konspektów i udostępniane wszystkim zainteresowanym dydaktykom w celu włączenia do procesu edukacji uczniów.

Podsumowanie każdej edycji zawsze ma charakter uroczysty, z udziałem kilkuset dzieci i młodzieży z całej Polski, patronów honorowych i innych partnerów akcji. W tym roku odbyło się 21 maja w Poznaniu podczas Międzynarodowych Targów Energetyki EXPOPOWER 2009. W ramach finału zaprezentowano m.in. ciekawe doświadczenia fizyczne, przeprowadzone we współpracy z Politechniką Poznańską przez dr. Adama Buczka oraz widowisko z wykorzystaniem balonów, przygotowane przez kabaret Twister z Wrocławia.

W ramach programu edukacyjnego „Bezpieczniej z prądem” w edycji 2007-2008 zorganizowane zostały następujące konkursy:

- plastyczny dla uczniów szkół podstawowych pt. „Bezpieczna energia dla mnie, dla domu, dla środowiska” (kl. I-III, I miejsce: Weronika Piotrowska, SP nr 10 w Kaliszu, II miejsce: Malwina Błażejczyk, SP w Dobrem, III miejsce: Patrycja Zięba, SP w Gołczy) oraz „Czysta energia dla mnie, dla domu, dla środowiska” (kl. IV-VI, I miejsce: Weronika Duchlińska, SP w Głoskowie, II miejsce: Anna Dusik, ZSG w Bielanach, III miejsce: Robert Foltys, PSP w Łanach),

Od lewej: Andrzej Pazda, dyrektor Biura PTPiREE oraz Mariusz Swora, prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wręczają dyplomy i nagrody laureatom

- konkurs fotograficzny dla uczniów gimnazjów pt. „Energia elektryczna wokół nas” (I miejsce: Zygmunt Śliwiński, Gim. nr 1 w Skarżysku Kamiennej, II miejsce: Natalia Sowińska, Gim. nr 2 w Mińsku Maz., III miejsce: Marlena Roman, Gim. w Przytocznej),
- konkurs dla nauczycieli szkół podstawowych na opracowanie scenariusza lekcji nt. bezpiecznego i racjonalnego wykorzystania energii elektrycznej pt. „Przyjazna energia”,
- dla nauczycieli gimnazjów na opracowanie scenariusza lekcji pt. „Energetyka jądrowa – za i przeciw”.

Więcej informacji na temat konkursów oraz całego programu, a także materiały edukacyjne powstałe w ramach programu dostępne są na stronach internetowych PTPiREE (www.ptpiree.pl) oraz na portalu edukacyjnym www.mojaenergia.pl.

Na następnej stronie przedstawione zostały nagrodzone prace.

Opracowała: Olga Fasiecka,
Biuro PTPiREE

BURE_4.qxd 2009-06-18 09:59 Page 80

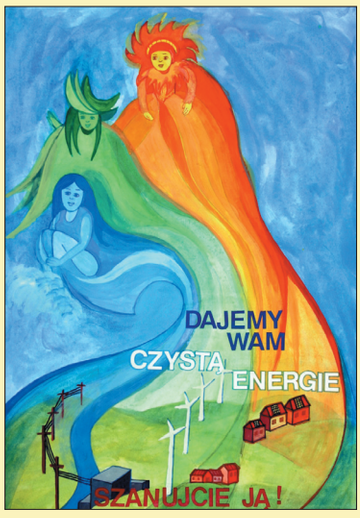
Nagrodzone prace w konkursie plastycznym dla uczniów szkół podstawowych

Weronika Piotrowska

Patrycja Zięba

Malwina Błażejczyk

Weronika Duchlińska



Anna Dusik

Robert Foltys

Nagrodzone prace w konkursie fotograficznym dla uczniów gimnazjów

Zygmunt Śliwiński

Natalia Sowińska

Marlena Roman