

Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2012

Lipiec 2012

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	5
1. Nota wprowadzająca	7
2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu	9
3. Rynek energii elektrycznej	22
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	22
3.1.1. Unbundling	22
3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	24
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych	30
3.1.4. Kwestie transgraniczne	33
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	41
3.1.6. Rozstrzyganie sporów	44
3.2. Promowanie konkurencji	44
3.2.1. Rynek hurtowy	44
3.2.1.1. Monitorowanie poziomu przejrzystości cen	44
3.2.1.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym zgodności z zasadami przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	45
3.2.2. Rynek detaliczny	47
3.2.2.1. Monitorowanie przejrzystości cen	47
3.2.2.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym zgodności z zasadami przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	51
3.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw	54
3.2.4. Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku	54
3.3. Ochrona konsumentów	61
3.4. Bezpieczeństwo dostaw	66
3.4.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	66
3.4.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze	67
3.4.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	70
4. Rynek gazu ziemnego	71
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	71
4.1.1. Unbundling	71
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	73
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG	75
4.1.4. Kwestie transgraniczne	77
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	83
4.1.6. Rozstrzyganie sporów	86
4.2. Promowanie konkurencji	86
4.2.1. Rynek hurtowy	86
4.2.1.1. Monitorowanie poziomu przejrzystości cen	86
4.2.1.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym przestrzegania wymagań w zakresie przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	86
4.2.2. Rynek detaliczny	87
4.2.2.1. Monitorowanie poziomu przejrzystości cen	87
4.2.2.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym przestrzegania wymagań w zakresie przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	88
4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw	89
4.2.4. Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku	89
4.3. Ochrona konsumentów	91
4.4. Bezpieczeństwo dostaw	92
4.4.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	92
4.4.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy	93
4.4.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	94

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE SA	Agencja Rynku Energii SA
b.d.	brak danych
BNetzA	<i>Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen</i> – Federalna Agencja ds. Sieci Elektroenergetycznych, Gazowniczych, Telekomunikacyjnych, Pocztowych i Kolejowych
CNG	<i>Compressed Natural Gas</i> – Sprężony Gaz Ziemny
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG SA	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT	Kontrakty długoterminowe
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System SA	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG SA	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PSE Operator SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA
SGT EuRoPol Gaz SA	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz SA
TGE SA	Towarowa Giełda Energii SA
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
u-Pe	Ustawa – Prawo energetyczne
UCTE	<i>The Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i> – Unia dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej – Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

1. NOTA WPROWADZAJĄCA

Rok 2011 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu polskiego sektora energetycznego oraz kolejnym krokiem w kierunku rozwoju konkurencji na rynku energii w Polsce. Na procesy zachodzące na krajowym rynku energii elektrycznej i gazu istotny wpływ miały wprowadzone w ostatnich latach zmiany w prawodawstwie krajowym, w tym kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne. W konsekwencji, podobnie jak w latach ubiegłych, w 2011 r. Prezes URE został wyposażony w kolejne dodatkowe kompetencje i zadania z zakresu regulacji i promowania konkurencji. Dodatkowo, w przypadkach, gdy posiadane przez polskiego regulatora uprawnienia okazywały się niewystarczającymi dla wzmacniania zachowań prokonkurencyjnych, Prezes URE sięgał po środki pozaadministracyjne. Stąd też rok 2011 był pełen różnego rodzaju przedsięwzięć i akcji Prezesa URE, organizowanych samodzielnie przez regulatora bądź we współpracy z innymi instytucjami, partnerami społecznymi, środowiskami naukowymi i innymi przedstawicielami sektora. Celem tych wszystkich działań było wspieranie rozwoju polskiego rynku energii, tak aby był on coraz bardziej bezpieczny, konkurencyjny, niedyskryminacyjny i transparentny.

Na działalność polskiego regulatora w 2011 r. miały wpływ także wydarzenia i inicjatywy w europejskiej polityce energetycznej. 4 lutego 2011 r. Rada Europejska zdecydowała, że proces tworzenia jednolitego rynku energii powinien zakończyć się w roku 2014. Wyznaczenie tej konkretnej i jednocześnie krótkiej perspektywy czasowej dla osiągnięcia głównego unijnego celu z zakresu energetyki wpłynęło na tempo i kierunek dalszych działań, zarówno na poziomie unijnym, regionalnym, jak i krajowym. Ponadto, 3 marca 2011 r. wszedł w życie III pakiet energetyczny, będący kolejnym krokiem w kierunku liberalizacji i integracji europejskiego rynku energii. Pakiet znacząco wzmocnił krajowe organy regulacji energetyki, zwiększył zakres ich kompetencji i zadań oraz wniósł obowiązek zapewnienia niezależności regulatorów. Po zakończeniu trwającego jeszcze procesu implementacji przepisów III pakietu energetycznego do prawa polskiego, stworzone zostaną warunki dla dalszego rozwoju rynku energii w Polsce oraz jego integracji z rynkami innych krajów Unii w jeden wspólny rynek energii w Europie.

Tegoroczny raport prezentuje stan polskiego rynku energii w roku 2011 oraz zadania i działania podjęte przez Prezesa URE w kierunku dalszego rozwoju konkurencji, liberalizacji i integracji polskiego rynku gazu i energii elektrycznej. Przedkładając niniejszy raport, Prezes URE wypełnia tym samym obowiązek sprawozdawczy, określony w ustawie – Prawo energetyczne oraz dyrektywach unijnych.



2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

W 2011 r. w życie weszły przepisy unijne oraz zmiany w prawie polskim, które w znaczący sposób zmieniły warunki funkcjonowania rynków energii. Zmiany, jakie zaszły na polskim rynku energii elektrycznej i gazu, oraz działania podjęte przez Prezesa URE w celu zwiększenia konkurencji na tych rynkach, zostały streszczone poniżej i opisane szczegółowo w kolejnych rozdziałach.

Rynek hurtowy

Aktualna struktura podmiotowa i stopień koncentracji rynku energii elektrycznej w Polsce zostały ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa. Proces ten jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”, przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r. W 2011 r. nie odnotowano większych zmian zarówno w odniesieniu do struktury poszczególnych grup energetycznych, jak i ich udziału w rynku. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma, podobnie jak w latach ubiegłych, grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA. Na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych podmiotem takim jest zaś TAURON Polska Energia SA. Możliwości rozwoju konkurencji na rynku hurtowym są w znacznym stopniu powiązane z trwającym procesem konsolidacji podmiotów rynkowych.

Z uwagi na istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych, rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej zilustrowany został przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji. Wskaźnik HHI, mierzony zarówno według mocy zainstalowanych, jak i według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), zmienił się w 2011 r. nieznacznie w porównaniu do 2010 r. Stan konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej opisuje ponadto wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów na tym rynku, który mówi o skali siły rynkowej przedsiębiorstw kluczowych. Wskaźnik ten, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), pozostawał w 2011 r. na wysokim poziomie, wynoszącym 65,5% (wzrost o prawie 1% w stosunku do 2010 r.). Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

W porównaniu do lat ubiegłych, w 2011 r. nastąpiło wyraźne przeorganizowanie handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej w grupie wytwórców, w szczególności wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się jej wytwarzaniem, który wszedł w życie 9 sierpnia 2010 r. na podstawie art. 49a u-Pe, przyniósł oczekiwane efekty. W 2011 r. giełda stała się istotną formą handlu hurtowego energią elektryczną (sprzedaż na giełdzie towarowej, giełdzie papierów wartościowych oraz poprzez platformę obrotu energią elektryczną). O ile w 2009 r. sprzedaż poprzez giełdę stanowiła niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców, to w 2010 r. udział ten wzrósł do 4,2%, a w 2011 r. osiągnął poziom 58,7%. Kontrakty dwustronne w 2011 r. stanowiły w sumie niespełna 40% wszystkich form handlu hurtowego, podczas gdy jeszcze rok wcześniej udział ten kształtował się na poziomie 89,8%. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz, w niewielkim stopniu, za granicę.

W 2011 r. nastąpiła istotna zmiana struktury transakcji na rynku hurtowym, która aż do roku 2010 kształtowała się podobnie w każdym roku. Do 2010 r. głównym odbiorcą energii elektrycznej na hurtowym rynku energii pozostawały przedsiębiorstwa obrotu, w 2011 r. stała się nim natomiast giełda energii. W przypadku wytwórców, z uwagi na wprowadzony w stosunku do tej grupy obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w publicznym obrocie, nastąpiła znacząca zmiana struktury sprzedawanej przez nich energii. Sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu zmniejszyła się wyraźnie na rzecz sprzedaży poprzez giełdę (odpowiednio: spadek o 53,8% i wzrost o 54,5% w 2011 r. w stosunku do 2010 r.).

Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych również uległ spadkowi; w 2011 r. stanowili oni dla wytwórców niespełna 1% wszystkich odbiorców.

Zmiany preferencji odnośnie do kierunków zakupu i sprzedaży energii elektrycznej nastąpiły również w grupie przedsiębiorstw obrotu. W 2011 r. zaopatrywały się one w energię elektryczną głównie u innych przedsiębiorstw tego sektora oraz na giełdzie energii. Zdecydowanie zmniejszyło się znaczenie przedsiębiorstw wytwórczych, które do 2010 r. były znaczącym segmentem zaopatrującym przedsiębiorstwa obrotu w energię elektryczną (spadek zakupu energii elektrycznej u wytwórców w 2011 r. o 65% w porównaniu z 2010 r.). W 2011 r. przedsiębiorstwa obrotu w równym stopniu sprzedawały energię do odbiorców końcowych oraz do innych przedsiębiorstw obrotu (udział każdego z tych segmentów w całkowitej sprzedaży tej grupy wynosił po 42%). Dla porównania, w 2010 r. odbiorcy końcowi odgrywali zdecydowanie mniejszą rolę.

Dla TGE SA rok 2011 był kolejnym rokiem dynamicznego rozwoju. Niewątpliwie wpłynęły na to takie cechy giełdy jak: przejrzystość zasad, łatwy dostęp dla wszystkich uczestników, optymalizacja procesu poszukiwania najlepszych ofert sprzedaży energii czy sygnały dla wytwórców energii elektrycznej o oczekiwaniach cenowych odbiorców. Największym rynkiem działającym w ramach TGE SA jest Rynek Terminowy Towarowy, na którym sprzedawana jest energia z dostawą w określonym okresie w przyszłości. Znaczącą dynamiką wzrostową w 2011 r. charakteryzował się również Rynek Dnia Następnego. Dwa pozostałe rynki funkcjonujące na TGE SA w 2011 r.: Rynek Dnia Bieżącego oraz Aukcje Energii Elektrycznej, miały niewielkie znaczenie. Warto jednak przy tym zauważyć, że na obu tych rynkach gracze giełdowi zaczęli zawierać transakcje zakupu/sprzedaży dopiero w II połowie 2011 r.

Informacje i dane dotyczące TGE SA potwierdzają fakt, iż branża energetyczna aktywnie uczestniczyła i uczestniczy w handlu energią elektryczną na polskiej giełdzie. Dzięki temu systematycznie rośnie płynność polskiego rynku energii, a co za tym idzie wzrasta znaczenie Polski na arenie międzynarodowej. W tym kontekście warto zwrócić uwagę na wprowadzenie mechanizmu *market coupling* na połączeniu stałoprądowym pomiędzy Polską a Szwecją (SwePol Link), którego zdolności przesyłowe są udostępniane na zasadach rynkowych od 16 grudnia 2010 r. Mechanizm *market coupling* pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie interkonektorów, gdyż energia płynie zawsze z obszaru o niższej cenie do obszaru o cenie wyższej: o ile w pierwszym kwartale 2011 r. energia elektryczna płynęła wyłącznie z Polski do Szwecji, to w kolejnych miesiącach trend ten uległ odwróceniu. Wynikało to z faktu, że począwszy od kwietnia 2011 r. średnie godzinowe ceny energii elektrycznej w Szwecji były niższe od cen w Polsce. Tego typu zmiany są dowodem dojrzałości polskiego rynku energii i jego dążenia do funkcjonowania według zasad przejrzystej konkurencji. Zapewnienie płynności na giełdzie to duży krok do włączenia się Polski w budowę wspólnego, transparentnego rynku energii w Europie.

Hurtowy segment rynku gazu ziemnego w Polsce pozostawał w 2011 r. segmentem jednego sprzedawcy. Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, była zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA i funkcjonowała wyłącznie w ramach GK PGNiG SA. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG SA w zasadzie nie zajmowały się sprzedażą hurtową. W przypadku czterech podmiotów odnotowano co prawda niewielkie ilości gazu ziemnego kupowanego w celu dalszej odsprzedaży, podmioty te nie korzystały jednak z zasady TPA. Dotyczyło to sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Obrót gazem ziemnym w 2011 r. realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych, a istotne z punktu widzenia możliwości wymiany handlowej i nabierające coraz większego znaczenia w Unii formy sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy czy hubów, nie funkcjonowały w Polsce. Ceny paliwa gazowego nie są różnicowane w zależności od sposobu jego wykorzystania (na potrzeby własne odbiorcy, do dalszej odsprzedaży). O cenie decyduje moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów odbioru. Wolumen sprzedaży nie jest czynnikiem bezpośrednio różnicującym ceny.

W 2011 r. przyjęto nowelizację ustawy o zapasach, zakładając m.in., że zawarte w niej rozwiązania usprawnią funkcjonowanie rynku hurtowego gazu ziemnego i umożliwią zaistnienie na nim realnej konkurencji, w tym realizację dostaw gazu przez nowe podmioty. Nowe przepisy wprowadziły, przy spełnieniu określonych w ustawie warunków, możliwość utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza Polską, na terytorium państw członkowskich Unii Europejskiej oraz państw Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG). Dodatkowo maksymalny limit wielkości przywozu gazu ziemnego, uprawniający do ubiegania się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu, został zwiększony z poziomu 50 mln m³ do poziomu 100 mln m³ gazu ziemnego (w ciągu roku kalendarzowego).

Innym wydarzeniem sprzyjającym rozwojowi konkurencji na polskim rynku gazu było zatwierdzenie przez Prezesa URE przedstawionej przez OGP Gaz-System SA Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) w części dotyczącej polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa. Instrukcja weszła w życie z dniem jej zatwierdzenia, tj. 31 sierpnia 2011 r. Zatwierdzenie Instrukcji umożliwiło Operatorowi rozpoczęcie świadczenia usług przesyłania na podstawie umów zawartych z nowymi użytkownikami polskiego odcinka SGT Jamał-Europa, doprowadzając do zwiększenia liczby uczestników na polskim rynku gazu. Wprowadzona została także usługa rewersu wirtualnego, umożliwiająca dostawy gazu z kierunku zachodniego, od innych niż dotychczasowi dostawcy. Przyczynia się to do kontraktowej dywersyfikacji dostaw gazu.

Ponadto, mając na uwadze potrzebę zmian na rynku gazu, w tym promowanie i zwiększanie konkurencji, Prezes URE podjął w 2011 r. prace nad Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce, z jej integralnym elementem w postaci Programu Uwalniania Gazu (ang. *Gas Release Program*). Realizacja Programu ma na celu wykreowanie wystarczającej płynności na rynku hurtowym gazu ziemnego. Osiągnięcie tego celu pozwoliłoby Prezesowi URE na stwierdzenie, zgodnie z normą art. 49 u-Pe, że rynek gazu ziemnego lub jego określony segment spełnia kryteria rynku konkurencyjnego.

Rynek detaliczny

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu). Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mieli w 2011 r. sprzedawcy zasiedzali (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (sześć podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Sprzedawcy zasiedzali pełnią funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Około 170 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną w 2011 r. wynosiła ok. 340.

W 2011 r. utrzymany został dotyczący sprzedawców z urzędu obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryf dla gospodarstw domowych (odbiorców w grupie G.). Jest to jedyna grupa, dla której Prezes URE zachował kontrolę w postaci regulacji cen.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i niewielka skala ich zmiany, mimo że prawo wyboru sprzedawcy (ang. TPA) przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r. Pomimo ciągle małej liczby odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, ilość odbiorców, którzy wykorzystali to uprawnienie była w 2011 r. ponad czterokrotnie większa w porównaniu do stanu z 2010 r. Warto przy tym podkreślić, że dynamika zjawiska zmiany sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych była w minionym roku nie tylko znacznie wyższa niż w poprzednich okresach, ale także wyższa niż w grupie odbiorców instytucjonalnych. Liczba gospodarstw domowych, które zmieniły sprzedawcę wzrosła dziesięciokrotnie w porównaniu do liczby odnotowanej na koniec 2010 r.

W odniesieniu do cen energii elektrycznej, pomiędzy IV kwartałem 2010 r. a IV kwartałem 2011 r. opłaty za energię elektryczną stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wykazywały tendencje wzrostowe. W porównaniu do okresu IV kwartał 2009 r. – IV kwartał 2010 r., w którym ceny dla odbiorców ogółem spadły o 0,51% (i nie wykazywały generalnie szczególnych tendencji wzrostowych) w badaniu dla okresu rozpatrywanego odnotowano wzrost tej ceny o 4,68%. Największy wzrost nastąpił dla odbiorców z grupy G – o 6,49%, najmniejszy zaś odnotowano u odbiorców z grupy B – o 1,49%. W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

Podobnie jak w latach poprzednich, pozycję dominującą na rynku gazu w Polsce zajmowała w 2011 r. GK PGNiG SA, w skład której wchodzi m.in. przedsiębiorstwo PGNiG SA, zajmujące się głównie obrotami gazem ziemnym, oraz sześciu operatorów dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za transport gazu do odbiorców domowych, instytucjonalnych i komercyjnych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG SA, wpływa od wielu lat na strukturę rynku detalicznego oraz tempo zachodzących na nim przemian. W dalszym ciągu około 96,38% sprzedaży gazu ziemnego realizowane jest przez PGNiG SA, natomiast pozostałe 3,62% przez kilkadziesiąt podmiotów, które starają się rozwijać i umacniać swoją pozycję na rynku. Istotna większość z nich zajmuje się sprzedażą gazu kupowanego od PGNiG SA za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Istnienie tych podmiotów jest ważne z punktu widzenia funkcjonowania rynku gazu, gdyż prowadzą one działalność głównie na obszarach nieobsługiwanych przez PGNiG SA (z wykorzystaniem wybudowanych przez siebie własnych sieci dystrybucyjnych) i wypełniając „lukę rynkową” łączą działalność dystrybucyjną i obrotową. W 2011 r. tylko jeden podmiot prowadził działalność nie posiadając własnej sieci i realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA. Ponadto, na rynku funkcjonują nowe podmioty dokonujące sprzedaży gazu LNG bez wykorzystania sieci gazowych.

Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu, podobnie jak odbiorcy energii elektrycznej, uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. W praktyce jednak uprawnienie do zmiany sprzedawcy na rynku gazu jest realizowane w niewielkim stopniu. W 2011 r. odnotowano kilka przypadków zmiany sprzedawcy, co należy ocenić jako pozytywny zwiastun w tym zakresie. W celu zapewnienia odbiorcom realnej możliwości zmiany sprzedawcy, w 2011 r. nastąpiły zmiany w IRiESP przedłożonej Prezesowi URE do zatwierdzenia. Szczególnie istotne było wskazanie sposobu realizacji, zawartej w art. 4j u-Pe, tzw. zasady plecaka polegającej na przypisaniu mocy umownej do odbiorcy gazu (prawo odbiorcy do zachowania przydzielonej mocy umownej). Po zatwierdzeniu IRiESP przez Prezesa URE (27 września 2011 r.), OSD zobowiązani zostali do przedłożenia do zatwierdzenia Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), w zapisach których obowiązkowo znaleźć musi się procedura zmiany sprzedawcy, dostosowana do zasad przewidzianych w IRiESP. W związku z tym, w 2012 r. należy spodziewać się zatwierdzenia przez Prezesa URE IRiESD zawierających uszczegółowioną procedurę zmiany sprzedawcy.

Ze względu na brak konkurencji na polskim rynku gazu, ceny gazu dla wszystkich odbiorców podlegają regulacji. Z punktu widzenia odbiorców kluczowe znaczenie w tym kontekście ma taryfa PGNiG SA, gdyż przedsiębiorstwo to w dalszym ciągu dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w Polsce na podstawie umów kompleksowych. W 2011 r. taryfa PGNiG SA zmieniła się raz, co miało miejsce 15 lipca. Wnioskowany termin zatwierdzenia kolejnej taryfy – do 30 września 2011 r. – został przez Prezesa URE wydłużony do 31 grudnia 2011 r. Przedsiębiorstwo to wystąpiło wprawdzie z wnioskiem o zmianę cen paliw gazowych od 15 listopada, ale do końca 2011 r. postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone.

Główną przyczyną wzrostu ceny gazu wysokometanowego był wzrost kosztów jego pozyskania w zakupach importowych realizowanych w ramach jednego podstawowego i pięciu dodatkowych kontraktów zakupowych. Na koszt ten w jednakowym stopniu wpływają ceny importowe, po których gaz ten nabywany jest za granicą, co kursy walutowe (USD i EUR). W efekcie zatwierdzenia nowej taryfy PGNiG SA nastąpił wzrost średnich cen dostawy gazu wysokometanowego o ok. 8,9%, gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o 7,6% oraz gazu zaazotowanego GZ-35 (Ls) o 6,3%.

Wnioski

Wprowadzone w 2010 r. i 2011 r. zmiany spowodowały znaczący wzrost płynności i transparentności na rynku energii elektrycznej w Polsce. Znaczące efekty przyniosło wprowadzenie obliwa giełdowego, które zobowiązuje przedsiębiorstwa wytwórcze do publicznej sprzedaży określonej procentowo części ich produkcji. Doprowadziło ono do znaczącego wzrostu ilości transakcji na TGE SA i spadku znaczenia kontraktów bilateralnych, zwiększając tym samym przejrzystość rynku. Pozytywny wpływ na płynność polskiego rynku energii miało również wprowadzenie mechanizmu *market coupling* na stałoprądowym połączeniu SwePol Link, pozwalające na większą dywersyfikację dostaw energii. W odniesieniu do rynku detalicznego, za szczególnie korzystny czynnik uznać należy wzrastającą ilość zmian sprzedawcy energii, także w grupie gospodarstw domowych.

Sytuacja na rynku gazu w Polsce jest trudniejsza niż w sektorze elektroenergetycznym. Utrzymuje się na nim duża koncentracja, w dalszym ciągu też podlega on pełnej regulacji. Pomimo to, działania podejmowane przez Prezesa URE we współpracy z innymi interesariuszami, przyniosły w 2011 r. pewne zauważalne, pozytywne rezultaty. Wskazać należy tu przede wszystkim zmiany wprowadzone w IRiESP, które doprowadziły do zwiększenia liczby uczestników na polskim rynku gazu oraz umożliwi-

ły dostawy gazu z kierunku zachodniego, od nowych podmiotów. Prezes URE podjął też w 2011 r. działania mające na celu przyspieszenie procesów liberalizacji rynku gazu ziemnego i stymulację rozwoju rynku hurtowego (m.in. projekt Programu Uwalniania Gazu), które są kontynuowane w roku bieżącym.

Użyteczność publiczna i ochrona konsumentów

Pomimo że Prezes URE nie posiada rozbudowanego katalogu kompetencji służących wprost promowaniu konkurencji, jest to jeden z istotnych obszarów jego aktywności. Oprócz narzędzi *stricte* administracyjnych, przy promowaniu konkurencji Prezes URE sięga również po środki prewencyjne.

W 2011 r. w obszarze elektroenergetyki kontynuowane były działania mające na celu realizację założeń niezbędnych do pełnego uwolnienia rynku, przedstawionych przez regulatora w dokumencie „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”, opublikowanym w styczniu 2008 r. Do spełnienia pozostają w dalszym ciągu dwa warunki, wymagające zmian prawnych, tj. wprowadzenie definicji odbiorcy wrażliwego oraz mechanizmów jego ochrony, a także ustanowienie instytucji sprzedawcy awaryjnego. Kwestie te powinny być rozwiązane w nowej u-Pe, która ma obecnie status projektu. Istotny zwrot ku rynkowi przyniósł natomiast miniony rok w gazownictwie. W grudniu 2011 r. Prezes URE przedstawił Zespołowi Doradcemu ds. związanych z liberalizacją rynku gazu, powołanemu przez Międzyresortowy Zespół do Spraw Realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” projekt „Mapy drogowej uwolnienia rynku gazu”, co zapoczątkowało dyskusję o warunkach przyszłej deregulacji cen gazu. Jednym z warunków niezbędnych jest z pewnością przeprowadzenie przez PGNiG SA tzw. Programu Uwalniania Gazu, do którego założenia opracowane zostały w URE w październiku 2011 r., na podstawie analizy badania ankietowego uczestników rynku.

Wiele działań podejmowanych przez Prezesa URE na rzecz promowania konkurencji zaliczyć należy do kategorii tzw. działań miękkich, które Prezes URE ocenia jako konieczne dla realizacji tego celu. Za działanie na rzecz promowania konkurencji uznać należy szeroko prowadzoną działalność informacyjną Prezesa URE, w tym m.in. zakończoną w 2011 r. kampanię edukacyjną pod hasłem „Prąd to też towar. Zdecyduj od kogo go kupujesz”. Celem akcji ukierunkowanej na uświadomienie praw odbiorcom energii w gospodarstwach domowych i zwiększenie ich kompetencji jako uczestników rynku, było wzmocnienie strony popytowej rynku, której rozbudzone oczekiwania przyczyniłyby się do rozwoju konkurencji na rynku energii. Według wyników przeprowadzonych badań społecznych, 58% respondentów zna przysługujące im prawo, co trzeci Polak nie ma jednak takiej świadomości. W związku z tym, na 2012 r. regulator zaplanował dalsze działania w tym kierunku, m.in. ogólnopolską kampanię edukacyjną promującą zachowania związane z racjonalnym wykorzystaniem energii.

Dodatkowo, w związku z nowelizacją statutu urzędu wprowadzoną Zarządzeniem Ministra Gospodarki z 7 września 2011 r., które weszło w życie 26 września 2011 r., zlikwidowana została komórka organizacyjna URE pod nazwą Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii. Przekształcenia organizacyjne w strukturze urzędu wynikły z potrzeby wypełnienia wymogów III pakietu energetycznego. W Urzędzie Regulacji Energetyki powstał Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii wypełniający zadania przewidziane w III pakiecie dla kompleksowego punktu kontaktowego. Od czasu jego powstania (tj. od 26 września 2011 r.) do końca 2011 r. odbiorcy zgłosili ogółem 620 spraw. Pośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (83%), a następnie gazowego (8%) i ciepłowniczego (6%). W strukturze przedmiotowej rozpatrywanych spraw najczęściej było zapytań dotyczących zmiany sprzedawcy (26%) oraz warunków umowy już zawartej (18%). Odbiorcy zgłaszali się również z problemami dotyczącymi m.in. fakturowania (12%), cen (6%) oraz układów pomiarowych (np. wymiana, uszkodzenie lub kontrola licznika – 4%).

Na koniec 2011 r., m.in. dzięki informacjom przekazywanym przez ekspertów URE, liczba odbiorców, którzy skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej od początku jego wprowadzenia tj. od 1 lipca 2007 r. wyniosła ponad 21 tys. odbiorców komercyjnych i ponad 14 tys. odbiorców w gospodarstwach domowych. W porównaniu z rokiem ubiegłym (odpowiednio 7 611 i 1 340) stanowi to ogromny wzrost.

Infrastruktura

Planowane przez OSP i OSD inwestycje w infrastrukturę określane są w planach inwestycji sieciowych (których projekty uzgadniane są z Prezesem URE) oraz znajdują swoje odzwierciedlenie w procesach taryfowania w elektroenergetyce oraz gazownictwie.

W 2010 r. Prezes URE rozpoczął proces mający na celu stworzenie silnych podstaw umożliwiających rozpoczęcie dla OSD elektroenergetycznych (którzy dokonali 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności) kolejnego okresu regulacji od 2011 r. Podstawowym warunkiem realizacji tego zamierzenia było opracowanie nowego modelu oceny efektywności w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej. Ze względu na brak możliwości rozpoczęcia nowego okresu regulacji w założonym terminie (tzn. brak możliwości oceny poprawy efektywności OSD w okresie regulacji (2008–2010) oraz wątpliwości dotyczące wstępnych wyników modelu), prace w tym kierunku kontynuowane były w 2011 r. W ich efekcie, dla każdego OSD wyznaczony został uzasadniony poziom kosztów operacyjnych i wolumen różnicy bilansowej na lata 2012–2015. Tym samym rok 2012 zapoczątkował kolejny czteroletni okres regulacji. W prowadzonym w 2011 r. procesie taryfowania OSD elektroenergetycznych kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwierdzania taryf w 2010 r. na okres 2011–2015. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału. W 2011 r., we współpracy z przedstawicielami OSD, z uwagi na pojawiające się wątpliwości w zakresie interpretacji i stosowania nowej metody wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów, metoda ta została zaktualizowana. Doprecyzowane zostały zapisy budzące wątpliwości oraz uwzględniono wpływ na wartość regulacyjną aktywów zdarzeń nieprzewidzianych na etapie opracowywania metody (m.in. korzystania ze środków pomocowych innych źródeł finansowania o charakterze bezzwrotnym). W przypadku OSP, podobnie jak w roku poprzednim, proces taryfowania prowadzony w 2011 r. odbywał się w oparciu o regulację *cost of service*. Ze względu na fakt, że w Polsce funkcjonuje jeden OSP, zastosowanie metod porównawczych było w tym przypadku niemożliwe.

W ustalonych w 2011 r. taryfach za usługi przesyłania gazu, w miejsce dotychczasowych grupowych lub dystansowych stawek opłat przesyłowych, po raz pierwszy pojawiły się stawki typu wejście – wyjście (tzw. „stawki *entry-exit*”). W taryfach tych zamieszczone zostały także zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (w tym jednodniowych), warunki świadczenia i zasady ustalania opłat dla usług przesyłania na zasadach przerywanych oraz zasady ustalania opłat za usługi zwrotnego przesyłania gazu. W 2011 r. w procesie taryfowym spółek dystrybucji gazu po raz pierwszy zastosowano wieloletni model regulacji. Model ten obowiązywać ma przez okres kolejnych trzech pełnych lat taryfowych, począwszy od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2014 r. W ramach wydłużonego okresu regulacji uzgodnione zostały: metodologia kalkulacji średnioważonego kosztu kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną (WACC), indywidualne ścieżki dojścia do pełnego wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów (WRA), bazy poziom kosztów operacyjnych zależnych od Spółek (tzw. OPEX_o), będący podstawą do wyznaczenia ww. kosztów na kolejne lata okresu regulacji, a także indywidualne wskaźniki poprawy efektywności kosztowej na kolejne lata okresu regulacji oraz wskaźniki efektywności sektorowej.

Podstawowym źródłem wiedzy na temat zakładanych inwestycji przedsiębiorstw są plany rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Dotyczą one przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju sieci oraz przewidywanego sposobu ich finansowania.

Operatorzy systemów przesyłowych (OSP)

W kwietniu 2011 r. operator systemu przesyłowego PSE Operator SA wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o uzgodnienie projektu kolejnej aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 w zakresie lat 2012–2016. Potrzeba ta wynikała z uszczegółowienia i aktualizacji harmonogramów realizacji zadań oraz procesów przedinwestycyjnych. W czerwcu 2011 r. Prezes URE uznał za uzgodniony projekt aktualizacji planu rozwoju na wnioskowany przez przedsiębiorstwo okres.

W 2011 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System SA uzgodniony jeszcze w 2009 r. na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2011 r. kontynuowano, rozpoczęty w poprzednim roku, proces uzgodnienia projektów planów rozwoju OSD elektroenergetycznych, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności, na lata 2011–2015. Po weryfikacji przekazanych przez operatorów sprawozdań z realizacji planów rozwoju, Prezes URE uzgodnił ww. projekty na kolejne lata tj. na okres 2012–2015. Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju wykorzystano metodologię, która została opracowana w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej. Z uwagi na nowy układ planów rozwoju, dopiero w bieżącym roku możliwe będzie wykorzystanie ww. metodologii do analizy sprawozdań z realizacji planów za 2011 r.

W odniesieniu do OSD gazowych w 2011 r. obowiązywały plany rozwoju opracowane na lata 2009–2013, które w 2009 r. zostały uzgodnione w całości w zakresie rzeczowym, a w zakresie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych jedynie na lata 2010 i 2011. Mimo uzgodnienia wysokości nakładów tylko na te dwa lata, oszacowania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych OSD dokonano na okres 2009–2013. Ze względu na trudności i przedłużające się prace nad wprowadzeniem nowej metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych przedsiębiorstw gazowniczych, opracowanej w ramach projektu Transition Facility 2006/018–180.02.04, rokrocznie uzgadniana jest wysokość nakładów inwestycyjnych oszacowana na podstawie dotychczasowej metodologii. W 2011 r. Prezes URE uzgodnił cztery projekty planów rozwoju przedsiębiorstw gazowniczych pełniących funkcję OSD. Dodatkowo projekt planu rozwoju jednego OSD jest nadal w fazie uzgodnień.

Alokacja zdolności przesyłowych

W 2011 r., podobnie jak w roku ubiegłym, ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń nie uległy zmianie, a zrealizowane w 2011 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Za zarządzanie udostępnianiem i alokowaniem zdolności przesyłowych odpowiada PSE Operator SA. W odniesieniu do regionu Europy Środkowo-Wschodniej (CEE), od 1 stycznia 2011 r. obowiązywały opracowane w 2010 r. zasady udostępniania zdolności przesyłowych. Na połączeniach z krajami tego regionu PSE Operator SA udostępniał zdolności przesyłowe w ramach mechanizmu skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*), organizowanych i przeprowadzanych przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy) oraz w ramach mechanizmu śróddziennego. Zdolności przesyłowe na stałoprądowym połączeniu ze Szwecją SwePol Link alokowane były w ramach mechanizmu *market coupling*, organizowanego przez giełdy energii, tj. TGE SA i Nord Pool Spot AS przy zastosowaniu aukcji niejawnych (*implicit*) na rynku dnia następnego.

Dodatkowo, we wrześniu 2011 r. na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego wprowadzony został mechanizm udostępniania zdolności przesyłowych. Połączenie to stanowi jednotorową linię 220 kV relacji Zamość-Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytwórcze. Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów kwartalnych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne), gdzie zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski.

W 2011 r. całkowite zdolności przesyłowe na transgranicznych połączeniach gazowych wyniosły 18 134 mln m³/rok. Udział zarezerwowanych mocy przesyłowych na wszystkich punktach wejścia do systemu krajowego wynosił 100%, jednakże importowe zdolności przesyłowe wykorzystane były w ok. 60%. Oznacza to, że istnieją możliwości realizowania importu gazu przez nowych uczestników rynku, spoza GK PGNiG SA, jednak są one obciążone pewnymi ograniczeniami¹⁾. Sytuacja ta może jednak ulec poprawie ze względu na zwiększenie możliwości przesyłu gazu na połączeniach międzysystemowych z krajami Unii Europejskiej tj. Niemcami i Czechami.

W 2011 r. Gaz-System SA przeprowadził dwie procedury z wykorzystaniem *Open Season*: Procedurę udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów oraz Procedurę Badania Rynku w zakresie dalszego zwiększenia przepustowości w tym punkcie. Procedura udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów związana była z realizacją przez Gaz-System SA rozbudowy i modernizacji systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku. W wyniku tej procedury, w której udział wzięło 28 przedsiębiorstw, dokonano alokacji dostępnej przepustowości na zasadzie *pro rata*. W październiku

¹⁾ Np. połączenie z niemieckim systemem przesyłowym w Lasowie było wykorzystywane w ponad 97%, uniemożliwiając przesył dodatkowych istotnych ilości gazu.

2011 r. z 27 uczestnikami procedury podpisane zostały umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego. Równolegle przeprowadzona została Procedura Badania Rynku w zakresie dalszego zwiększenia przepustowości w punkcie wejścia Lasów. Przedmiotem badania rynku był okres 2016–2025. Uzyskane zgłoszenia potwierdziły duże zainteresowanie dalszą rozbudową połączenia w Lasowie.

Ponadto, w drugiej połowie 2010 r. uruchomiony został nowy wirtualny punkt wyjścia z systemu przesyłowego, tzw. Lasów rewers. Istnieje w nim możliwość wirtualnej usługi przesyłania paliwa gazowego na zasadach przerywanych. Na usługę tą operator otrzymał kilka zgłoszeń, zawarta została jednak tylko jedna umowa o świadczenie usługi przesyłania. W odniesieniu do kierunku Lasów rewers również zostało zgłoszone zapotrzebowanie, ale na poziomie ok. 50 tys. m³/h, a więc poniżej 10% podstawowego kierunku przesyłu. Na podstawie oceny wstępnych wyników Procedury Badania Rynku można stwierdzić, że nie ma obecnie zainteresowania przesyłem gazu w kierunku zachodnim w ilościach równoważnych przepustowości importowej.

Ponadto, we wrześniu 2011 r. zakończyła się realizacja nowego połączenia międzysystemowego Polska-Czechy, stanowiącego rezultat przeprowadzonej wcześniej Procedury udostępniania przepustowości dla połączenia międzysystemowego w rejonie Podbeskidzia. Przedmiotem procedury był przydział zdolności przesyłowej obejmującej projekt inwestycyjny budowy gazociągu od granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna, będącego miejscem lokalizacji nowego punktu wejścia do systemu przesyłowego, do rejonu Skoczowa, gdzie następuje włączenie do istniejącego systemu przesyłowego. Nowopowstały gazociąg umożliwi przesył ok. 500 mln m³ gazu ziemnego rocznie.

W ramach monitorowania przez Prezesa URE zasad zarządzania i rozdziału przepustowości, w 2011 r. zbadano realizację usługi wirtualnego przesyłu wstecznego (ang. *virtual reverse flow*) na gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Usługa przesyłania w kierunku wstecznym (w punkcie Mallnow) świadczona była w 2011 r. na zasadach przerywanych. Zdolność przesyłowa w rewersie wirtualnym w Mallnow wynosiła 15 965 tys. m³/d. Zgodnie z zatwierdzoną przez Prezesa URE 31 sierpnia 2011 r. IRiESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa (IRiESP SGT), OGP Gaz-System SA przeprowadził proces przyjmowania wniosków o świadczenie usługi przesyłania na lata 2012, 2013, 2014 oraz 2015. W odpowiedzi wpłynęło pięć wniosków na korzystanie z usługi wirtualnego rewersu. Cztery wnioski dotyczyły świadczenia usługi w okresie długoterminowym, a jeden usługi krótkoterminowej w okresie od 1 listopada do 31 grudnia 2011 r. Wnioskowane ilości oraz moce przekroczyły dostępną przepustowość.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych

Zapewnienie bezpiecznych i stabilnych dostaw energii i paliw na terenie kraju zależy od szeregu różnych czynników, w tym m.in. zróżnicowania struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopnia dywersyfikacji dostaw zewnętrznych, stanu technicznego i sprawności urządzeń oraz instalacji przesyłowych i dystrybucyjnych.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2011 r. kształtowała się na poziomie 163 153 GWh i była wyższa o ponad 4% niż w 2010 r. Jako główną przyczynę wzrostu produkcji należy wskazać zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną związane ze skalą wzrostu gospodarczego obserwowaną w 2011 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 157 910 GWh i było wyższe o prawie 1,9% od zużycia w 2010 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, przede wszystkim wiatrowych. Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 5 250 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2011 r. Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Poziom nakładów inwestycyjnych OSP oraz OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności), uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw w 2011 r. i 2012 r., zwiększa się sukcesywnie z poziomów zrealizowanych w 2009 r. W latach 2008–2010 operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (obecnie sześciu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) przeznaczyci 12,5 mld zł nakładów inwestycyjnych na rozbudowę, odtworzenie i modernizację infrastruktury sieciowej. W kolejnych pięciu latach (2011–2015) planują oni przeznaczyć na inwestycje ponad 34 mld zł, tj. prawie trzykrotnie więcej niż w ostatnich trzech latach. Tak znaczny wzrost nakładów inwestycyjnych wynika z potrzeby wzmocnienia i rozbudowy infrastruktury sieciowej w celu m.in. przyłączania nowych odbiorców i nowych źródeł oraz zapewnienia wyższego poziomu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

Zapewnienie wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, zależy w dużej mierze także od terminowej realizacji inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, zarówno w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, jak również infrastruktury sieciowej. W tym zakresie Prezes URE został wyposażony w dodatkowe kompetencje dotyczące monitorowania zamierzeń inwestycyjnych oraz ich realizacji, które umożliwiają bardziej szczegółową ocenę stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Na mocy zmian prawnych, które weszły w życie w 2011 r. regulator uzyskał nowe uprawnienia i kompetencje, jak np. gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej. Istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być także działania związane m.in. z wprowadzeniem dodatkowych usług systemowych, takich jak zmniejszenie zapotrzebowania na moc (poprzez zastosowanie narzędzi zarządzania popytem i poprawiających efektywność zużycia energii) oraz budowa źródeł interwencyjnych.

W odniesieniu do sektora gazowego, w 2011 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 14 380,99 mln m³. Dostawy gazu z zagranicy w ilości 10 915,28 mln m³, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 4 329,42 mln m³, co stanowiło blisko 30% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2011 r. obejmowały import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy PGNiG SA a OOO „Gazprom eksport”, stanowiący istotną część tych dostaw, oraz dostawy wewnątrzspółnotowe z Niemiec i Czech. Na podstawie wspomnianego kontraktu zakupiono 9 335,54 mln m³ gazu ziemnego, co stanowiło ok. 85% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Import ten uzupełniany był realizowanymi w ramach umów dostawami z Niemiec i Czech, których wielkość sumaryczna wyniosła 1 579,74 mln m³, co stanowiło ok. 14% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

W marcu 2011 r. zawarty został aneks do kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej pomiędzy PGNiG SA i OOO „Gazprom eksport” z 25 września 1996 r. Zgodnie z postanowieniami aneksu, który obowiązywał do 31 grudnia 2011 r., strony uzgodniły możliwość zwiększenia dobowego odbioru gazu ziemnego w punkcie zdawczo-odbiorczym Wysokoje do 13,95 mln m³ na dobę, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu rocznych ilości kontraktowych. Pomimo korzystania w sezonie 2010/2011 z obowiązkowych zapasów gazu zaistniała konieczność zapewnienia większych dostaw gazu do systemu spowodowana znacznymi spadkami temperatur w okresie zimowym. W celu uniknięcia ograniczania dostaw gazu dla wszystkich klientów przemysłowych, wprowadzono kilkudniowe ograniczenie na podstawie umowy handlowej jedynie dla jednego dużego odbiorcy przemysłowego. Ponadto, 31 marca 2011 r. PGNiG SA wystąpiło do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegocjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego przez tę spółkę na mocy kontraktu z 25 września 1996 r., w celu jej obniżenia. Stronom nie udało się osiągnąć porozumienia, w związku z czym, korzystając z przewidzianego kontraktem uprawnienia, PGNiG SA 7 listopada 2011 r. uruchomiło procedurę arbitrażową i przekazało sprawę do Trybunału Arbitrażowego.

Odnotowania wymaga fakt wstrzymania 1 stycznia 2011 r. dostaw gazu ziemnego realizowanych na mocy umowy na dostawy gazu ziemnego z 26 października 2004 r. z NAK „Naftogaz Ukrainy” przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k. Hrubieszowa. Przerwanie dostaw przez NAK „Naftogaz Ukrainy” argumentowano zmianą przepisów wewnętrznych na Ukrainie, zgodnie z którymi cała ilość gazu ziemnego z własnego wydobycia powinna być kierowana wyłącznie na potrzeby własne kraju, co według strony ukraińskiej uniemożliwiło realizację dostaw gazu ziemnego do Polski. Prace nad wznowieniem dostaw gazu dla rejonu Hrubieszowa przez NAK „Naftogaz Ukrainy” trwają w dalszym ciągu. Warto przy tym jednak podkreślić, że pomimo wstrzymania dostaw z kierunku ukraińskiego, wszyscy odbiorcy w Polsce dotychczas zasilani z tego kierunku mieli zapewnione dostawy z innych źródeł.

Z tytułu przyjętych w Polsce rozwiązań na rzecz bezpieczeństwa dostaw, w tym ustawy o zapasach, na PGNiG SA nałożony jest obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu. W okresie od 1 października 2010 r. do 30 września 2011 r. PGNiG SA utrzymywało zapas obowiązkowy w ilości 530,1 mln m³, natomiast w okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r. powinno utrzymywać zapas obowiązkowy w ilości 555,8 mln m³.

W celu zdywersyfikowania źródeł gazu w 2011 r. prowadzono szereg działań inwestycyjnych, w tym m.in. kontynuowano budowę terminala LNG, zakończono rozbudowę interkonektora w Lasowie oraz połączenia czesko-polskiego w rejonie Cieszyna, a także zainicjowano współpracę polsko-litewską w związku z planowaną budową połączenia międzysystemowego Polska-Litwa. Realizacja inwestycji zarówno przez OSP, jak i OSD, odbywała się w oparciu o uzgodnione plany rozwoju. W przypadku OSD, suma poniesionych nakładów inwestycyjnych wyniosła w 2011 r. 1 293 770 tys. zł.

Dodatkowo, w 2011 r. w dalszym ciągu prowadzone były działania na rzecz poszukiwania i wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Pojawienie się dodatkowych ilości taniego gazu ziemnego na

rynku byłoby dla gospodarki istotnym bodźcem, który mógłby nadać nowy impet inwestycjom w infrastrukturę gazową w Polsce. Potwierdzenie w niedalekiej przyszłości wydobywalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce oraz możliwość eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu byłyby istotne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, stanowiąc element różnicujący źródła i kierunki dostaw. Jednocześnie wobec tej perspektywy spodziewać się można zwiększenia konkurencji na krajowym rynku gazu, będącego następstwem pojawienia się nowych podmiotów oferujących gaz po cenach konkurencyjnych oraz możliwości przysyłania gazu z przeznaczeniem dla odbiorców europejskich przy wykorzystaniu w tym celu interkonektorów na połączeniach z zachodnimi i południowymi sąsiadami Polski.

Regulacja

Pełen katalog zadań realizowanych obecnie przez Prezesa URE, obejmuje zarówno kompetencje wynikające bezpośrednio z u-Pe²⁾, jak i określone w przepisach odrębnych ustaw. Znaczące zmiany regulacji prawnych dokonane na przestrzeni ostatnich lat w zakresie szeroko pojętej energetyki, w tym również przepisy wprowadzone przez ustawodawcę w 2011 r., spowodowały, że szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w roku 2011, zawierały się w siedmiu ustawach.

Zakres obowiązków i kompetencji Prezesa URE, który od kilku lat jest stale poszerzany, zwiększył się również w 2011 r. 1 stycznia 2011 r. weszły w życie art. 9o–9s u-Pe, dodane ustawą zmieniającą z 8 stycznia 2010 r.³⁾ Przepisy te zawierają regulacje odnoszące się do działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego oraz wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, w tym również – istotne z punktu widzenia działalności Prezesa URE – zasady wydawania i umarzania świadectw pochodzenia biogazu rolniczego.

Kolejna nowelizacja u-Pe dokonana ustawą zmieniającą z 19 sierpnia 2011 r.⁴⁾, weszła w życie 30 października 2011 r. Nowela ta precyzowała głównie nieścisłości w brzmieniu poszczególnych przepisów, nie pozostała jednak obojętna dla zakresu kompetencji Prezesa URE i przewiduje nowe zadania dla organu regulacyjnego. Na szczególną uwagę zasługują następujące, istotne dla działalności regulatora, uprawnienia i kompetencje:

- współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego w celu właściwego wykonywania ustawowych zadań;
- gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej (w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego) oraz biopaliw ciekłych w rozumieniu ustawy o biopaliwach – znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej – i przekazywanie ich do Ministra Gospodarki, w terminie i zakresie określonym w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010;
- rozszerzenie zakresu informacji gromadzonych na podstawie art. 28 u-Pe w celu oceny wykonania m.in. obowiązków związanych z nowym rodzajem świadectw pochodzenia oraz obowiązkiem sprzedaży energii elektrycznej na giełdach towarowych i rynku regulowanym.

W 2011 r. weszła również w życie ustawa o efektywności energetycznej⁵⁾ wprowadzająca nowe regulacje dotyczące krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zasad uzyskiwania i umarzania świadectw efektywności energetycznej, zasad sporządzania audytu efektywności energetycznej, w tym uzyskiwania uprawnień audytora. Wskazuje ona jednostki sektora publicznego właściwe do realizacji tych zadań, w tym Prezesa URE. *Vacatio legis* poszczególnych przepisów tej ustawy nie został przewidziany przez ustawodawcę jednolicie. Co do zasady ustawa weszła w życie 11 sierpnia 2011 r., jednak kolejne przepisy wchodziły w życie odpowiednio 1 stycznia 2012 r., 1 lipca 2012 r. i 1 stycznia 2013 r. Na mocy przepisów tej ustawy, już w roku 2011 Prezes URE zobowiązany został w szczególności do powoływania komisji kwalifikacyjnych, których zadaniem jest egzaminowanie kandydatów na audytorów efektywności energetycznej, oraz, w określonych przypadkach, odwoływania komisji kwalifikacyjnych lub poszczególnych

²⁾ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, 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, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664, z 2010 r. Nr 21, poz. 104 i Nr 81, poz. 530 oraz z 2011 r. Nr 94, poz. 551, Nr 135, poz. 789, Nr 205, poz. 1208, Nr 234 i poz. 1392).

³⁾ Ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104).

⁴⁾ Ustawa z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 205, poz. 1208).

⁵⁾ Ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551).

ich członków. Przepisy ustawy o efektywności energetycznej uprawniają również Prezesa URE do nakładania kar pieniężnych, z tym, że w 2011 r. z katalogu tych kar wszedł w życie jedynie przepis przewidujący sankcję dla odbiorcy końcowego za podanie w oświadczeniu o zrealizowaniu przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd informacji. Nadmienić należy, że wejście w życie przepisów w zakresie efektywności energetycznej skutkowało koniecznością wprowadzenia zmian również w tekście samej u-Pe.

Kolejna zmiana stanu prawnego dokonana została w ustawie o biopaliwach⁶⁾. Ustawa ta została znowelizowana ustawą z 27 maja 2011 r.⁷⁾ Nowelizacja wprowadza możliwość redukcji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), z czego wynikają dodatkowe obowiązki Prezesa URE, oraz wprowadza regulacje dotyczące wzorów sprawozdań i obowiązku złożenia sprawozdania rocznego przez podmiot realizujący NCW w terminie 90 dni po zakończeniu danego roku kalendarzowego. Ustawa zmieniająca – co do zasady – weszła w życie 10 sierpnia 2011 r., z wyjątkiem wspomnianych wyżej regulacji odnoszących się bezpośrednio do działalności Prezesa URE, które weszły w życie 1 stycznia 2012 r., z tym jednak zastrzeżeniem, że – na mocy przepisu przejściowego (art. 5 ust. 2 noweli) – Prezes URE został zobowiązany do opracowania i udostępnienia pierwszego wzoru wskazanego wyżej sprawozdania rocznego składanego przez podmiot realizujący NCW w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie noweli.

Z kolei ustawa o zapasach⁸⁾ została znowelizowana ustawą z 16 września 2011 r.⁹⁾ Wprowadzona zmiana modyfikuje przepisy m.in. w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów (ograniczając go do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom) oraz zwolnień z tego obowiązku. Wprowadza także możliwość utrzymywania zapasów poza terytorium RP, z zachowaniem określonych warunków. Ponadto, wskazana ustawa rozszerza przedmiotowy zakres kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, a także modyfikuje zakres jego uprawnień kontrolnych. Konsekwencją powyższych zmian jest również nowelizacja u-Pe w zakresie koncesjonowania obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Ponadto, w roku 2011 weszła w życie ustawa z 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących¹⁰⁾, na mocy której 1 lipca 2011 r. nadano nowe brzmienie kilku przepisom u-Pe. Wprowadzone zmiany dotyczą w szczególności regulacji w zakresie przyłączania podmiotów do sieci oraz koncesjonowania i polegają na uwzględnieniu w tych przepisach obiektów energetyki jądrowej. Regulacje te nie wpływają jednak bezpośrednio na zakres uprawnień Prezesa URE.

W zakresie regulacji unijnych, 3 marca 2011 r. w życie wszedł tzw. III pakiet energetyczny. W 2011 r. trwały intensywne prace legislacyjne, mające na celu wdrożenie tych regulacji prawa europejskiego, które wymagają transpozycji. Działania ustawodawcy zmierzające do realizacji tego celu nie zostały zakończone w 2011 r. i są kontynuowane. Pomimo braku kompetencji ustawodawczych, Prezes URE był aktywnie zaangażowany w konsultacje projektów aktów prawnych implementujących dyrektywy wchodzące w skład III pakietu, zarówno w roku ubiegłym, jak i bieżącym.

W 2011 r. weszło w życie rozporządzenie w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (rozporządzenie REMIT)¹¹⁾. Reguluje ono m.in. zasady współdziałania państw członkowskich w zakresie monitorowania rynku gazu i energii elektrycznej w celu zapobiegania ewentualnym nadużyciom na hurtowym rynku energii. Nakłada ono na uczestników rynku szereg obowiązków w zakresie informacyjno-sprawozdawczym związanych m.in. z zakazem manipulacji na rynku i zakazem wykorzystywania informacji wewnętrznych. Co istotne, rozporządzenie REMIT przewiduje wyposażenie organów regulacyjnych w uprawnienia związane z prowadzeniem dochodzeń i egzekwowaniem przepisów rozporządzenia, zobowiązując państwa członkowskie do wprowadzenia szczegółowych regulacji w tym zakresie (w terminie do 29 czerwca 2013 r.).

⁶⁾ Ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.).

⁷⁾ Ustawa z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 153, poz. 902, z późn. zm.).

⁸⁾ Ustawa z 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. z 2007 r. Nr 52, poz. 343, z późn. zm.).

⁹⁾ Ustawa z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392).

¹⁰⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 135, poz. 789.

¹¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1 z 8 grudnia 2011 r.).

Unbundling

Podobnie jak w roku 2010, na koniec 2011 r. funkcjonował w Polsce jeden operator systemu przesyłowego – PSE Operator SA, który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Spółka ta została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego decyzją Prezesa URE z 24 grudnia 2007 r. Nadzór właścicielski nad PSE Operator SA został przeniesiony z Ministerstwa Skarbu Państwa do Ministerstwa Gospodarki.

Od 1 stycznia 2011 r. PSE Operator SA wykonuje również obowiązki OSP na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia SwePol Link, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SwePol Link Poland Sp. z o.o., posiadające koncesję na przesyłanie energii elektrycznej. W tym zakresie została zawarta umowa powierzająca PSE Operator SA pełnienie obowiązków operatora i wydana decyzja Prezesa URE wyznaczająca OSP.

W 2011 r. funkcjonował jeden operator systemu przesyłowego gazowego – spółka OGP Gaz-System SA, wyznaczony decyzją Prezesa URE z 2006 r. OGP Gaz-System SA jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego, na którym prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE.

Od 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System SA na podstawie decyzji Prezesa URE wykonuje również obowiązki OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SGT EuRoPol Gaz SA, kontrolowane m.in. przez osobę z kraju trzeciego, posiadające koncesję na przesyłanie paliw gazowych.

W 2011 r. na rynku energii elektrycznej działalność w zakresie dystrybucji wykonywało 84 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 78 OSD, niepodlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg kryterium 100 tys. przyłączonych do swojej sieci odbiorców). Należy wspomnieć, że w związku z konsolidacją poziomą obszaru dystrybucji energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej TAURON, jaka miała miejsce 1 września 2011 r., w stosunku do 2010 r. z 7 do 6 zmalała liczba OSD wydzielonych prawnie. Natomiast w związku z kontynuacją w 2012 r. procesu wyznaczania OSD, ich ogólna liczba wzrosła.

Wspomniani wcześniej, prawnie wydzieleni OSD funkcjonują w ramach grup kapitałowych, będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi. Nadzór właścicielski nad tymi grupami zasadniczo sprawuje Skarb Państwa a nad OSD – pośrednio przez będące jego własnością spółki holdingowe lub spółki-matki, z których działalność operatorska została wydzielona i przeniesiona do nowoutworzonych spółek. Jedynie w przypadku jednego OSD jego właścicielem jest spółka, w której głównymi akcjonariuszami są podmioty odrębne od Skarbu Państwa.

Na rynku gazu w 2011 r. działalność dystrybucyjną prowadziło 18 wyznaczonych decyzjami Prezesa URE operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 12 operatorów niewydzielonych prawnie i organizacyjnie.

Proces *unbundlingu* OSD został zrealizowany przez 6 OSD należących do grupy kapitałowej PGNiG. Na mocy decyzji Prezesa URE wszystkie spółki zostały wyznaczone OSD do końca okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych. Według prawa krajowego obowiązek *unbundlingu* występuje również w przypadku przekroczenia progu 100 mln m³ sprzedaży paliw gazowych. W związku z powyższym w 2011 r. kontynuowany był proces wydzielenia OSD z dwóch przedsiębiorstw energetycznych zintegrowanych pionowo, które w 2010 r. przekroczyły próg 100 mln m³ sprzedaży paliw gazowych.

Wnioski

W 2011 r. nastąpiły kolejne zmiany w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, wynikające zarówno z nowelizacji u-Pe, jak i kontynuacji procesu konsolidacji w obrębie grup kapitałowych. Proces liberalizacji i wzrostu konkurencji zachodzi o wiele szybciej na rynku energii elektrycznej. Zwiększenie obrotu energią elektryczną na TGE SA, zwiększenie możliwości zarządzania zdolnościami przesyłowymi i ich alokacji oraz wdrożenie zasady TPA, to niektóre z czynników wspomagających rozwój rynku energii elektrycznej. Choć proces jego liberalizacji nie jest jeszcze zakończony – m.in. ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych są nadal w większości ustalane w zatwierdzanych przez regulato-

ra taryfach – rok 2011 z pewnością przybliżył osiągnięcie tego celu. Na rynku gazu, na którym w dalszym ciągu pozycję monopolisty utrzymuje PGNiG SA, również zaszły w 2011 r. zmiany we właściwym kierunku. Regulacja cen została wprawdzie utrzymana w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców a GK PGNiG SA zachowała pozycję dominującą na rynku, jednak na plus należy zapisać udostępnienie dodatkowych przepustowości na interkonektorze w Lasowie oraz uruchomienie rewersu wirtualnego na gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. W 2011 r. Prezes URE prowadził również aktywne działania zmierzające do przyspieszenia uwalniania rynku gazu w Polsce poprzez opracowanie przez regulatora projektu Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce, której integralnym elementem jest m.in. Program Uwalniania Gazu.

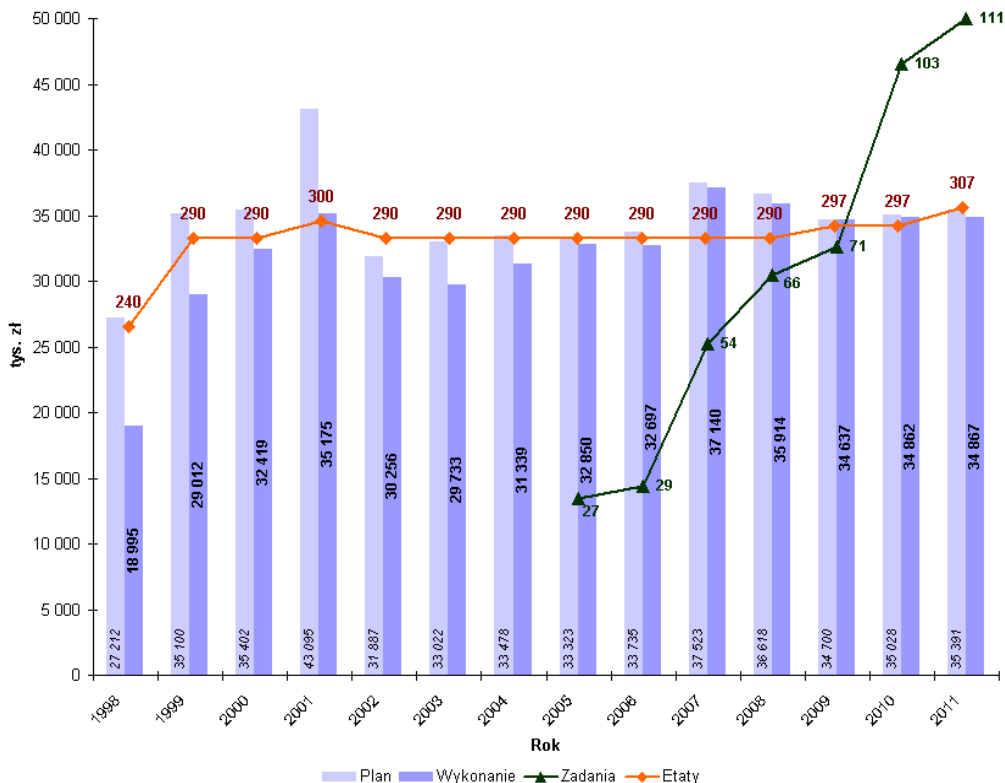
Prezes URE podejmował liczne działania zmierzające do zwiększenia konkurencji na polskim rynku energii. Podobnie jak w latach poprzednich działania te opierały się zarówno na narzędziach *stricte* administracyjnych, którymi posługuje się regulator przy wypełnianiu podstawowych obowiązków, jak i na działaniach typu perswazyjnego.

Działając na rzecz wzmocnienia skuteczności regulacji i wzrostu konkurencji, Prezes URE występował w minionym roku także z wieloma inicjatywami, wśród których należy wymienić zwłaszcza kontynuację współpracy z partnerami społecznymi i branżowymi, administracją publiczną, środowiskami naukowymi, przedsiębiorstwami energetycznymi.

Na działania regulacyjne podejmowane przez Prezesa URE w 2011 r. duży wpływ wywarły kolejne nowelizacje u-Pe oraz inne akty prawne, zarówno krajowe, jak i unijne, w wyniku których regulator uzyskał nowe uprawnienia i kompetencje.

Podkreślenia wymaga fakt, że na przestrzeni czternastu lat działalności regulatora, u-Pe była wielokrotnie nowelizowana, co w efekcie skutkowało zwiększeniem zadań Prezesa URE do liczby ponad stu. Ten znaczny i dynamiczny przyrost obowiązków Prezesa URE nie przekłada się jednak na adekwatne zwiększanie zarówno środków finansowych z budżetu państwa na działalność regulacyjną, jak i kadry merytorycznej, którymi regulator powinien dysponować w celu prawidłowej realizacji wszystkich nałożonych na niego zadań. Porównując stan na koniec 2011 r. z sytuacją pierwszego roku funkcjonowania URE (1998), zauważyć należy, że o ile zasoby kadrowe przewidziane dla urzędu uległy minimalnemu wzrostowi dopiero po dziesięciu latach (wzrost zatrudnienia o nieco ponad 2%), to liczba zadań Prezesa URE zwiększyła się na przestrzeni tylko ostatnich 7 lat o 311%. Niezaprzeczalnym pozostaje przy tym fakt, że wachlarz kompetencji Prezesa URE będzie nadal ulegał zwiększeniu ze względu na nowe regulacje prawne, zarówno krajowe, jak i unijne.

Rysunek 2.1. Wydatki URE w latach 1998–2011 z uwzględnieniem zatrudnienia oraz ilości zadań



Źródło: URE.

3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

3.1.1. Unbundling

Wyznaczanie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

W 2011 r. Prezes URE nie prowadził postępowań w sprawie certyfikacji operatorów systemów przesyłowych w związku z niezakończonym procesem implementacji do polskiego porządku prawnego przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U.U.E.L.2009.211.55), w zakresie m.in. certyfikacji tych operatorów. Również żaden właściciel sieci przesyłowej nie zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o certyfikację operatora systemu przesyłowego.

Działalność Prezesa URE w zakresie wyznaczania operatorów systemów w 2011 r. była zdeterminowana postanowieniami u-Pe. W świetle regulacji zawartych w tej ustawie operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych (zwanym dalej „operatorami systemów”) wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- 1) na wniosek właściciela sieci lub instalacji,
- 2) z urzędu w przypadkach gdy właściciel nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu lub gdy złożony przez właściciela wniosek został rozpatrzony negatywnie

Ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz że operator ten działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Operatorem systemu przesyłowego może być przy tym właściciel sieci przesyłowej lub podmiot, z którym właściciel sieci przesyłowej zawarł umowę powierzającą temu podmiotowi pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością (tzn. formuła zbliżona do *Niezależnego Operatora Systemu /z ang. Independent System Operator/*).

W związku z ww. uregulowaniami w Polsce na koniec 2011 r. funkcjonował jeden operator systemu przesyłowego (OSP) – PSE Operator SA. PSE Operator SA jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Spółka ta została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego decyzją Prezesa URE z 24 grudnia 2007 r. Nadzór właścicielski nad PSE Operator SA sprawuje Minister Gospodarki.

Od 1 stycznia 2011 r. PSE Operator SA wykonuje również obowiązki OSP na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia SwePol Link, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SwePol Link Poland Sp. z o.o., posiadające koncesję na przesyłanie energii elektrycznej. W tym zakresie została zawarta umowa powierzająca PSE Operator SA pełnienie obowiązków operatora i wydana decyzja Prezesa URE wyznaczająca OSP.

Niemniej w związku z zamiarem sprzedaży przez SwePol Link Poland Sp. z o.o. na rzecz PSE Operator SA majątku energetycznego, który pełni obecnie funkcję połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja oraz zaprzestaniem wykonywania działalności koncesjonowanej w zakresie przesyłania energii elektrycznej przez SwePol Link (Poland) Sp. z o.o. planuje się, że PSE Operator SA przestanie pełnić funkcję OSP na podstawie umowy powierzającej. W efekcie ziszczenia się tych zamierzeń na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej będzie działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

Rozdział operatorów systemu dystrybucyjnego

Warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów określa u-Pe. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym i obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d u-Pe).

Zgodnie z art. 9d ust. 1 i 2 u-Pe OSD powinien być w pełni niezależny od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Analiza tych przepisów prowadzi do wniosku, że w szczególności przedsiębiorstwo zaangażowane w działalność sieciową nie może posiadać praw i udziałów powiązanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dostaw lub wytwarzania. Posiadanie takich udziałów przez przedsiębiorstwo sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanej branży dostawczej, co w konsekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”. Ponadto ust. 1a przywołanego przepisu stanowi, że operatorzy, o których mowa powyżej, nie mogą również wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W 2011 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 84 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 78 OSD, nie podlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg ww. kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców).

Należy wspomnieć, że w związku z konsolidacją poziomą obszaru dystrybucji energii elektrycznej w GK TAURON, jaka miała miejsce w 2011 r. (1 września 2011 r.), w stosunku do 2010 r. zmalała z 7 do 6 liczba OSD wydzielonych prawnie. Natomiast w związku z kontynuacją w 2012 r. procesu wyznaczania OSD, ich ogólna liczba wzrosła.

Wspomniani wcześniej, prawnie wydzieleni OSD funkcjonują w ramach grup kapitałowych, będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi. Nadzór właścicielski nad tymi grupami zasadniczo sprawuje Skarb Państwa a nad OSD – pośrednio przez będące jego własnością spółki holdingowe lub spółki-matki, z których działalność operatorska została wydzielona i przeniesiona do nowoutworzonych spółek. Jedynie w przypadku jednego OSD jego właścicielem jest spółka, w której głównymi akcjonariuszami są podmioty odrębne od Skarbu Państwa.

Tabela 3.1. Charakterystyka *unbundlingu*, stan na 31 grudnia 2011 r.

Wyszczególnienie	Liczba
OSP – rozdział właścicielski	1
OSP – rozdział właścicielski – po procedurze certyfikacji	0
OSP – niezależny operator systemu – po procedurze certyfikacji	0
OSP – niezależny operator systemu przesyłowego – po procedurze certyfikacji	0
OSD	84
OSD – rozdział właścicielski	0
OSD – wyodrębnienie prawne	6
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	6
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0
OSD – poniżej 100 000 odbiorców	78

Niewątpliwym utrudnieniem kontroli zapewnienia niezależności prawnie wydzielonych OSD jest pozostawanie przez operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz w rozbudowanych strukturach grup kapitałowych, co jest jednak dopuszczalne w świetle dyrektywy 2009/72/WE i u-Pe.

Ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że w przypadkach nieprzestrzegania warunków i kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego operator podlega karze pieniężnej. Karze pieniężnej podlega również podmiot, który nie zapewnia operatorowi systemu wyznaczonemu dla swojej sieci spełnienia warunków i kryteriów niezależności. Kara pieniężna w powyższych przypadkach nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Kary z powyższych tytułów wymierza Prezes URE. Niezależnie od ww. kary finansowej Prezes URE może nałożyć karę pieniężną również na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w wysokości nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

W związku ze zmianą u-Pe w marcu 2010 r., Prezes URE otrzymał kompetencję polegającą na zatwierdzaniu w drodze decyzji programów, w których operatorzy systemów dystrybucyjnych określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, zwanych Programami zgodności (Programami). Nowe narzędzie pozwoliło Prezesowi URE w pewnym zakresie wpływać na treść, sposób wdrożenia i realizacji Programów. Prezes URE monitoruje ponadto funkcjo-

nowanie Programów w praktyce oraz analizuje roczne sprawozdania operatorów z wykonania Programów. Prezes URE przygotował i opublikował na stronie internetowej „Ramowe wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)”, które – choć nie miały mocy wiążącej – przyjęte zostały jako wskazówka i stały się podstawą do opracowania i przedstawienia przez operatorów nowych Programów zgodności.

W 2011 r. po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził Programy zgodności dla siedmiu operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych. W zatwierdzonych Programach uregulowano w sposób jednolity m.in. następujące kwestie:

1) w zakresie zawartości (treści):

- wyszczególnienie podmiotów zobowiązanych do jego przestrzegania;
- obszary, w których zapewnia się niedyskryminację i równe traktowanie;
- specyfikacja zachowań uznawanych za dyskryminacyjne i sprzeczne z zasadą równoprawności traktowania;
- wyszczególnienie informacji sensytywnych, opis sposobu ich traktowania oraz zasady ochrony informacji sensytywnych;
- obowiązki pracowników Operatora związane z uczestnictwem w szkoleniach, mających na celu zapoznanie ich z Programem i sankcjami za jego nieprzestrzeganie;
- opis działań dających gwarancję niezależności Operatora,

2) w zakresie wdrożenia i realizacji:

- wyszczególnienie działań na rzecz wdrażania Programu, wykaz działań i procedur;
- zdefiniowanie stanowiska organu odpowiedzialnego w szczególności za wdrożenie, interpretację i przestrzeganie Programu – Inspektora ds. zgodności;
- zakres kompetencji i niezależności Inspektora ds. zgodności,

3) w zakresie monitorowania funkcjonowania programu i sprawozdawczości:

- zakres i tryb gromadzenia danych na temat jego realizacji;
- występujące w przedsiębiorstwie naruszenia programu i ewentualne zagrożenia;
- procedury postępowania w przypadku wystąpienia naruszeń;
- zawartość sprawozdania uwzględniającą dane z prowadzonego przez Operatora monitoringu.

W zatwierdzonych Programach operatorzy zobowiązali się do przeszkolenia swoich pracowników w zakresie bezwzględnego przestrzegania postanowień tych Programów.

3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Usługi bilansowania systemu

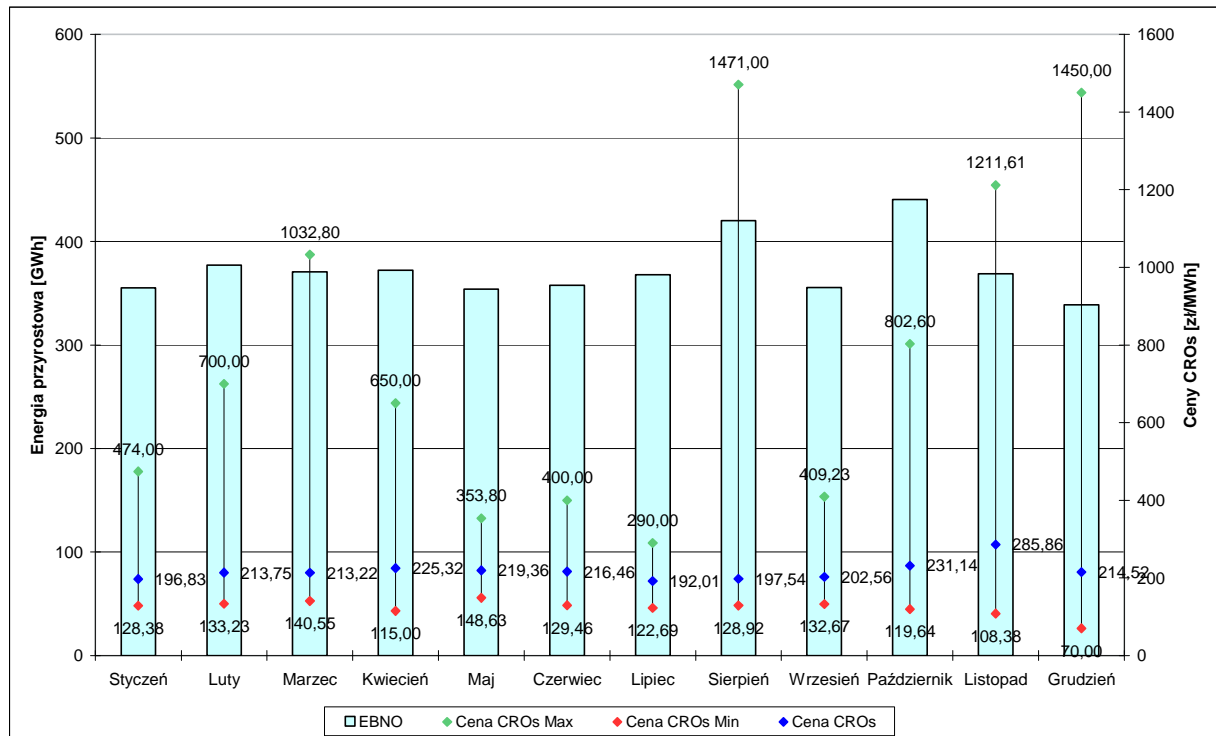
Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określane są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie, analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

Podobnie jak w latach poprzednich PSE Operator SA prowadził bilansowanie systemu przesyłowego zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie). Zasady te w ogólności nie uległy zasadniczym zmianom w porównaniu do 2010 r. Grafiki handlowe wynikające z zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej na rynku krajowym są zgłaszane do operatora systemu przesyłowego od godz. 9:00 do godz. 14:30 doby poprzedzającej realizację dostaw oraz mogą być korygowane najpóźniej na godzinę przed realizacją dostaw w ramach rynku dnia bieżącego. W przypadku wymiany międzysystemowej nominacja zdolności przesyłowych z aukcji rocznej i miesięcznych jest dokonywana od godziny 12:00 do godziny 17:00 na dwie doby przed realizacją dostaw, a z aukcji dobowych – od godz. 10:30 do godz. 13:30 doby przed realizacją dostaw. Na granicach systemów: polskiego, niemieckiego, czeskiego i słowackiego funkcjonuje również mechanizm śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Rezerwacja zdolności przesyłowych w tym trybie jest równoznaczna z ich nominacją, a umowy sprzedaży są zgłaszane od godziny 15:30 doby poprze-

dzającej realizację dostaw do godziny 22:00 doby, w której umowa jest realizowana, przy czym zgłoszenia muszą być dokonane z jednogodzinnym wyprzedzeniem. Realizacja wymiany międzysystemowej na połączeniu SwePol Link odbywa się w ramach mechanizmu *market coupling*. Uczestnicy rynku składają oferty zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na TGE SA do godz. 11:30, a publikacja ceny rozliczeniowej odbywa się po jej wyznaczeniu we współpracy ze skandynawską giełdą energii Nord Pool Spot AS, nie później jednak niż przed zamknięciem bramki zgłoszeń umów sprzedaży na rynku bilansującym. Następnie umowy te są zgłaszane do realizacji do operatora systemu przesyłowego.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 3.1.

Rysunek 3.1. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

W 2011 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zmalał w porównaniu do 2010 r. z 5,23 TWh do 4,48 TWh, tj. o blisko 14%. Zwiększył się średni poziom cen energii bilansującej dostarczonej poprzez Rynek Bilansujący, jak również zakres ich wahań, który był najwyższy w sierpniu i grudniu 2011 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy przypuszczać, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE Operator SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

Oferty bilansujące, składane przez wytwórców uczestniczących w mechanizmie bilansowania, są składane niezależnie dla poszczególnych Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD). Taka zasada działania zapobiega w określonym stopniu nadmiernej koncentracji w tym segmencie rynku, choć nie można wykluczyć możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez dominujących uczestników rynku, działających zgodnie ze strategią skonsolidowanych przedsiębiorstw. Składanie ofert przez wytwórców posiadających JWCD jest obligatoryjne. Ograniczaniu siły rynkowej – w tym zapobieganiu ustalaniu cen z ofert bilansujących na bardzo wysokim poziomie, nieuzasadnionym warunkami rynkowymi – służy mechanizm rozliczania energii w ramach generacji wymuszonej. Jest on stosowany w przypadku braku możliwości wykorzystania oferty bilansującej po cenie ofertowej ze

względu na ograniczenia techniczne w sieci przesyłowej, o ile jest ona niezbędna z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE.

W procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi analizie podlegają m.in. koszty związane z działaniami podejmowanymi przez operatora systemu przesyłowego. W porównaniu do 2010 r. całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania oraz koszty usuwania ograniczeń uległy istotnej zmianie. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego znacząco spadły w stosunku do roku poprzedniego. Jednocześnie koszty usuwania ograniczeń, w odniesieniu do 2010 r., spadły w pierwszych trzech kwartałach, a następnie wzrosły w ostatnim kwartale.

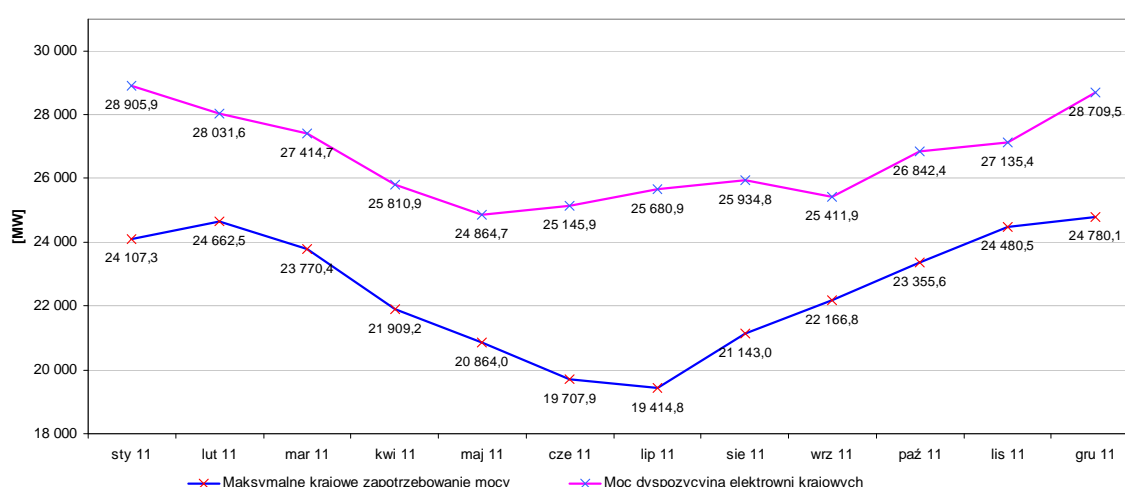
W zakresie bilansowania w sieci dystrybucyjnej należy podkreślić, że rola operatorów systemów dystrybucyjnych ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi pomiarowymi. Zasady te zostały określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wpływają przede wszystkim na realizację zasady TPA. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych mogą w szczególnych sytuacjach podejmować działania na polecenie operatora systemu przesyłowego, a zasady te zostały opisane w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Standardy bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci, standardy jakości dostaw i obsługi

Standardy dotyczące jakości dostaw oraz obsługi odbiorców zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (rozporządzenie wykonawcze do u-Pe). Nowelizacja Prawa energetycznego z 2010 r. nałożyła na operatorów systemów elektroenergetycznych obowiązek opracowania i przedłożenia do zatwierdzenia całej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami oraz standardy techniczne), która określa m.in. standardy bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci, jak również standardy jakości dostaw i obsługi odbiorców. Oznacza to, że standardy te są zatwierdzane przez Prezesa URE zanim będą stosowane przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego w ramach realizacji ich ustawowych działań oraz dokonuje ich oceny pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy sieci, mając na względzie kryteria określone przez operatorów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci. W szczególności w ramach monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ocenie podlegała relacja mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2011 r., co zostało przedstawione na rysunku poniżej.

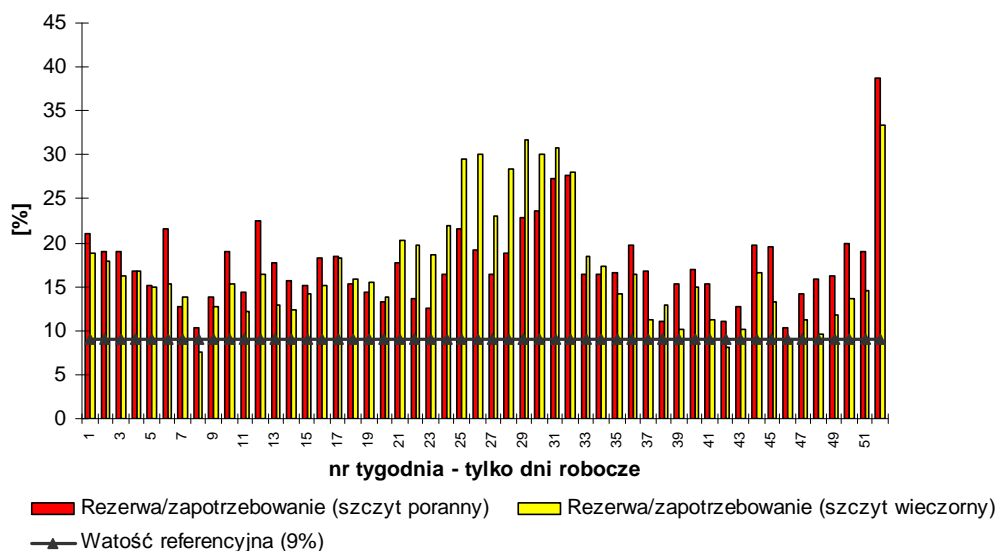
Rysunek 3.2. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2011 r. [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

W 2011 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy mocy do zapotrzebowania na moc z poszczególnych tygodni obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej). Wyjątek stanowią tygodnie 8 i 42, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania (wieczorem) wyniosła 8%. W miesiącach letnich rezerwy mocy zarówno w szczycie porannym i wieczornym były większe od tych z pierwszego kwartału. Poniżej przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2011 r.

Rysunek 3.3. Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2011 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE Operator SA uwzględniających tylko dni robocze)



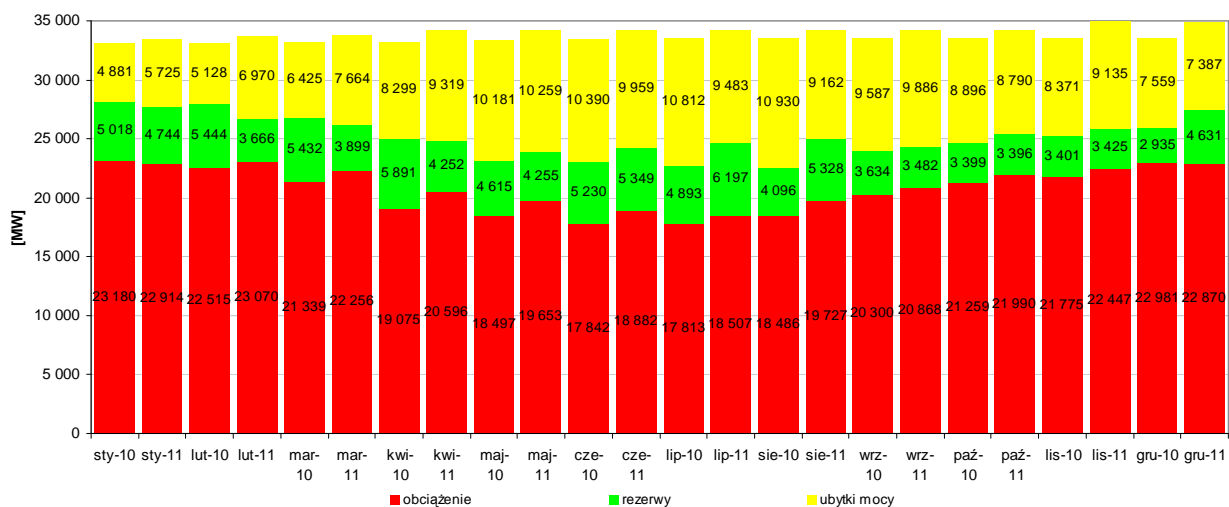
Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 3.2. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2011 r. (na podstawie raportów dobowych PSE Operator SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 285	6	1 063	5
max	15 531	106	13 494	82

Na rys. 3.4. porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2010 r. i 2011 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2011 r. spadek rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia wyniósł ok. 1,3% w porównaniu ze średnią wartością obliczoną dla 2010 r. Podobnie, bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 3.5. można zauważyć, iż średnia wartość ubytków spadła nieznacznie w porównaniu z danymi dla 2010 r.

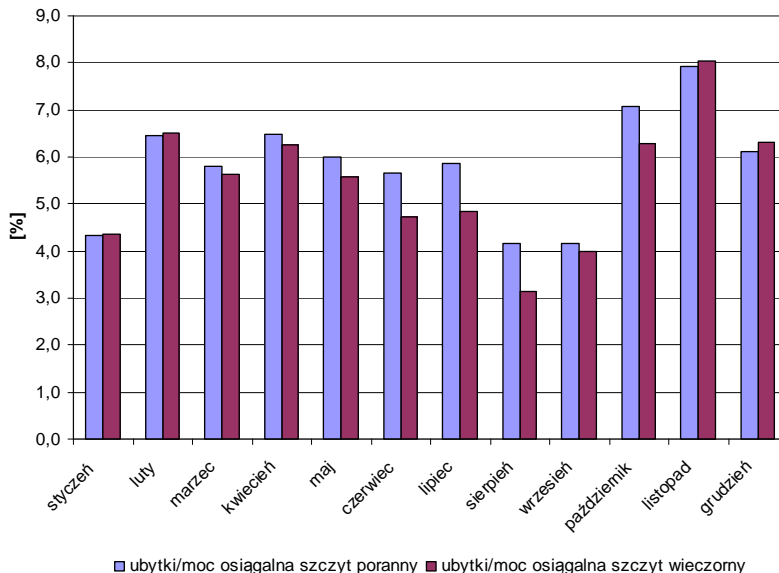
Rysunek 3.4. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2010 r. i w 2011 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1% występowała w miesiącach czerwiec-lipiec). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w listopadzie 2011 r. podczas szczytu wieczornego i wyniosły 8%.

Rysunek 3.5. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2011 r.

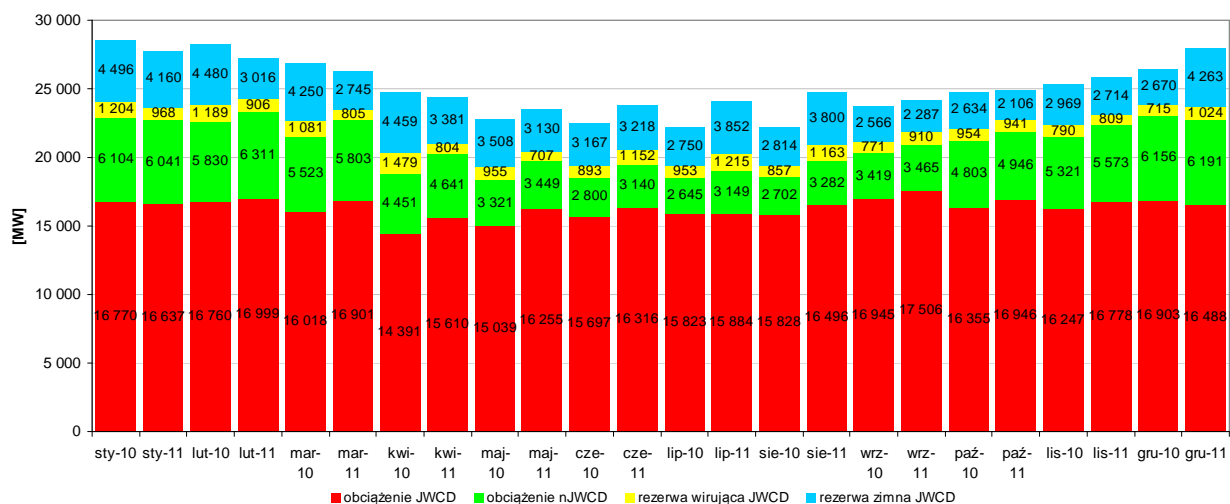


Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Niezależnie od powyższego, w ujęciu uśrednionym w 2011 r., w porównaniu z 2010 r., wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi. Na rysunku poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2010–2011, na podstawie których można stwierdzić, iż średnie obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych nieznacznie wzrosło w relacji do roku 2010. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku zmiany obciążenia w zakresie nJWCD, które średnio w 2011 r. zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,5%. Ze-stawiając uśrednione wartości dla lat 2010 i 2011 dotyczące wykorzystania rezerwy zimnej i wirującej

z Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych można zauważyć niewielkie spadki, które w przypadku rezerwy zimnej w skali roku wyniosły ok. 5%, a w przypadku rezerwy wirującej ok. 3%.

Rysunek 3.6. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2011 r. w odniesieniu do 2010 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Do obowiązków przedsiębiorstw elektroenergetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe OSP, OSD) należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków Regulatora należy kontrola dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz, na wniosek odbiorcy, parametrów jakościowych energii elektrycznej zgodnie z ustawą – Prawo Energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

Badania jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, prowadzone w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej (wskaźniki) oraz wpływu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych, pozwalają na ocenę dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez sześciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych, których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Skupienie uwagi regulatora na wskaźnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwoli Prezesowi URE na bardziej skuteczną coroczną kontrolę dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

Prawidłowo zdefiniowany i wyznaczony poziom jakości może stanowić podstawę do przeprowadzenia analiz porównawczych pomiędzy przedsiębiorstwami sieciowymi, a także określenia poziomu jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców w naszym kraju w stosunku do poziomów obserwowanych w innych krajach. Ponadto publikacja przez poszczególne przedsiębiorstwa sieciowe wiarygodnych informacji dotyczących jakości dostawy energii elektrycznej odbiorcom na obszarze ich działania jest jednym z instrumentów regulacji jakościowej i może stanowić wstęp do zastosowania bardziej zaawansowanych metod w tym zakresie.

Obecnie, zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi operator sieci przesyłowej oraz operatorzy sieci dystrybucyjnych publikują na swoich stronach internetowych informacje na temat ciągłości dostaw energii elektrycznej przy użyciu wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw długich planowanych i nieplanowanych przy uwzględnieniu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych oraz wskaźnika MAIFI dla przerw krótkich.

Wstępna weryfikacja publikowanych przez przedsiębiorstwa sieciowe informacji na temat jakości dostaw energii elektrycznej wskazuje jednak na konieczność dalszego ujednoczenia metodologii obliczania, sposobu zbierania danych jakościowych pomiędzy poszczególnymi przedsiębiorstwami sieciowymi oraz sposobu ich weryfikacji. Wprowadzenie regulacji jakościowej wymaga bowiem uzyskania

zweryfikowanych wskaźników – co będzie możliwe po wdrożeniu inteligentnych sieci pomiarowych. W 2011 r. Prezes URE opublikował stanowisko w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych. Zatem na tym etapie powiązanie poziomu jakości z poziomem zatwierdzanych przez regulatora taryf jest przedwczesne.

Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z dwoma systemami elektroenergetycznymi państw, które nie są członkami Unii Europejskiej – Białorusią i Ukrainą.

Odnosnie połączenia z Białorusią należy wskazać, że zły stan techniczny połączenia transgranicznego uniemożliwia jego eksploatację (linia wyłączona z eksploatacji).

W przypadku połączenia z Ukrainą, dostawy energii elektrycznej nie były realizowane przez pierwsze trzy kwartały 2011 r., natomiast we wrześniu 2011 r. wprowadzony został mechanizm udostępniania zdolności przesyłowych. Połączenie to stanowi jednotorową linię 220 kV relacji Zamość-Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytwórcze. Wprowadzone przez polskiego operatora systemu przesyłowego aukcje mają charakter jednostronny. Jednocześnie należy podkreślić, że w lutym 2011 r. Ukraina podpisała umowę z Unią Europejską, na mocy której stała się członkiem Wspólnoty Energetycznej i zobowiązała się do wdrożenia do prawa krajowego m.in. przepisów rozporządzenia nr 1228/2003/WE. Określa ono m.in. zasady dostępu do mocy przesyłowych połączeń transgranicznych, zakreślając tym samym obszar współpracy operatorów systemów elektroenergetycznych. W ramach monitorowania wypełniania przez operatora systemu przesyłowego jego obowiązków Prezes URE przyjął informację o działaniach podejmowanych przez PSE Operator SA w zakresie współpracy pomiędzy operatorami systemów, mających na celu wdrożenie metod zarządzania ograniczeniami zgodnych z rozporządzeniem 1228/2003/WE. Podobne działania na gruncie współpracy pomiędzy regulatorami energii zostały podjęte przez Prezesa URE (deklaracja współpracy przesłana do Ambasadora Ukrainy w Polsce). Według wiedzy regulatora ze strony ukraińskiej nie zostały podjęte odpowiednie działania dotyczące współpracy pomiędzy OSP oraz regulatorami energii.

Ponadto należy podkreślić, że zasady współpracy technicznej pomiędzy krajowym operatorem systemu przesyłowego oraz operatorami z państw, które nie są członkami Unii Europejskiej, nie zostały określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Niektóre zasady powinny być jednak określone na poziomie ENTSO-E w związku z art. 8 ust. 3 lit. c rozporządzenia nr 714/2009/WE i w tym zakresie nie są bezpośrednio i wyłącznie monitorowane przez Prezesa URE.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

Zasady podejmowania przez operatorów systemu działań o charakterze nadzwyczajnym w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, takich jak wprowadzanie ograniczeń w poborze i dostarczaniu energii elektrycznej, zostały szczegółowo opisane w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci opracowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zasady te podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE przed ich wejściem w życie.

Jednocześnie w przypadku wystąpienia sytuacji uzasadniającej podjęcie działań nadzwyczajnych, operator systemu przesyłowego został zobowiązany do opracowania raportu opisującego podejmowane działania oraz ich skutki, który podlega ocenie Prezesa URE, a następnie jest przekazywany Ministrowi Gospodarki. Natomiast zgodnie z u-Pe organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o podjętych środkach nadzwyczajnych jest Minister Gospodarki. Należy zaznaczyć, że w 2011 r. działania, o których mowa powyżej nie były podejmowane.

3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych

Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie przesyłania lub dystrybucji ustalane są przez przedsiębiorstwa energetyczne, posiadające koncesje, zgodnie z zasadami określonymi w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”. W trakcie 2011 r. przepisy dotyczące kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną uległy zmianie (rozporządzenie Ministra Gospodarki

z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną).

Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.

Regulator zatwierdza i kontroluje stosowanie taryf energii elektrycznej pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 u-Pe, w tym analizuje i weryfikuje koszty przyjmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat.

W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej regulator może ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, wynikające wyłącznie ze zmiany warunków zewnętrznych, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować w odniesieniu do cen i stawek opłat określonych w taryfie do czasu wejścia w życie nowej taryfy.

W przypadku upływu czasu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy przedsiębiorstwo stosuje dotychczasową taryfę, jeżeli decyzja Prezesa URE nie została wydana albo toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.

Decyzje w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wydawane są na podstawie art. 104 ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z późn. zm.). Od decyzji tych przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia ich doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 u-Pe oraz art. 479 pkt 1 i art. 479 § 1 Kodeksu postępowania cywilnego).

Proces zatwierdzania taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych co roku poprzedzony jest opublikowaniem przez regulatora „Założeń do kalkulacji taryf dla OSD”, mających charakter wytycznych w zakresie kalkulacji taryf, służących m.in. określeniu uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego przedsiębiorstw energetycznych. Założenia te publikowane są w okresie pozwalającym OSD na złożenie taryf skalkulowanych na ich podstawie i zapewniającym regulatorowi czas na zatwierdzenie i opublikowanie taryf w terminie umożliwiającym OSD wprowadzenie ich do stosowania z początkiem roku kalendarzowego.

W 2011 r. Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej;
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych;
- 3) przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych (grup taryfowych G), przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową;
- 4) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

W 2010 r. Prezes URE rozpoczął proces mający na celu stworzenie silnych podstaw umożliwiających rozpoczęcie od 2011 r. kolejnego okresu regulacji (dla OSD, którzy dokonali 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności). Podstawowym warunkiem realizacji tego zamierzenia było opracowanie nowego modelu oceny efektywności w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej. Z uwagi jednak na brak możliwości oceny poprawy efektywności OSD w okresie regulacji (2008–2010), jak również wątpliwości dotyczące wstępnych wyników modelu, Prezes URE uznał za zasadne przedłużenie stosowania dotychczasowego modelu o jeden rok, co nie tylko pozwoliło na dokonanie oceny wykonania 3-letniego okresu regulacji, ale także umożliwiło uczestnictwo OSD (w formie opinii, uwag, prezentacji) w procesie przygotowań do wprowadzenia nowego modelu na nowy okres regulacji.

W 2011 r. kontynuowano prace, które zakończyły się opracowaniem i zaimplementowaniem nowego modelu do oceny efektywności w zakresie kosztów operacyjnych i różnicy bilansowej. W rezultacie prac wyznaczony został dla każdego OSD uzasadniony poziom kosztów operacyjnych i wolumen różnicy bilansowej na lata 2012–2015. Tym samym rok 2012 zapoczątkował kolejny czteroletni okres regulacji.

W przypadku operatora systemu przesyłowego (OSP) proces taryfowania prowadzony w 2011 r. kontynuowany był w oparciu o regulację typu *cost of service*. Zastosowanie w tym przypadku metod porównawczych jest niemożliwe ze względu na brak innych przedsiębiorstw o podobnych warunkach

działania (w Polsce funkcjonuje tylko jeden OSP). W trakcie postępowania o zatwierdzenie taryfy przedsiębiorstwa na 2012 r. prowadzono równoległe prace mające na celu wypracowanie zasad stanowienia kosztów, będących podstawą kalkulacji stawek opłat przesyłowych, w latach 2012–2015. W konsekwencji, zgodnie z wnioskiem OSP, rok 2012 rozpoczął czteroletni okres regulacji dla tego przedsiębiorstwa.

Mając na uwadze konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom dystrybucyjnym (OSD) oraz OSP zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność sieciową, Prezes URE w kolejnych taryfach ustala uzasadnioną wielkość zwrotu w oparciu o Wartość Regulacyjną Aktywów (WRA) oraz koszt kapitału, uwzględniając modelowe wielkości nakładów inwestycyjnych. W 2009 r. wprowadzono nową, spójną dla 14 (obecnie – w wyniku postępującej konsolidacji – dla 6) największych OSD, metodę wynagradzania majątku sieciowego z uwzględnieniem kryterium efektywności regulacyjnej oraz zachowania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii w KSE. Pierwszym rokiem obowiązywania nowych zasad dotyczących ustalania WRA był rok taryfowy 2010.

W prowadzonym w 2011 r. procesie taryfowania OSD kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwierdzania taryf w 2010 r. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka

W 2011 r., we współpracy z przedstawicielami OSD, z uwagi na pojawiające się wątpliwości w zakresie interpretacji i stosowania nowej metody wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów, metoda ta została zaktualizowana. Doprecyzowane zostały zapisy budzące wątpliwości oraz uwzględniono wpływ na wartość regulacyjną aktywów zdarzeń nieprzewidzianych na etapie opracowywania metody (m.in. korzystania ze środków pomocowych i innych źródeł finansowania o charakterze bezzwrotnym).

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej sporządzają dla swojego obszaru działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, które podlegają uzgodnieniu przez Prezesa URE. Plany te obejmują m.in. przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci, przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów. Taryfy ustalane przez te przedsiębiorstwa uwzględniają koszty wynikające z planowanych nakładów inwestycyjnych w wysokości wynikającej z uzgodnionych planów rozwoju.

W kwietniu 2011 r. Operator systemu przesyłowego wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o uzgodnienie aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 w zakresie lat 2012–2016 (dla tego okresu operator przedstawił szczegółowy harmonogram rzeczowo-finansowy).

W czerwcu 2011 r. Prezes URE uzgodnił aktualizację planu rozwoju we wnioskowanym okresie i zapewnił w taryfie przesyłowej na 2012 r. niezbędne środki finansowe na realizację uzgodnionego planu.

Zapobieganie występowaniu subsydiowania skróśnego

Zgodnie z wytycznymi dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz przepisami u-Pe od 1 lipca 2007 r. nastąpiło wyodrębnienie ze struktur 14 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), czyli rozdzielenie działalności dystrybucji energii elektrycznej od obrotu (handlu) tą energią.

Na rynku zaczęło działać oprócz 14 największych OSD 14 przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną. Obecnie, po połączeniu przedsiębiorstw, działa 6 OSD i 6 spółek obrotu pełniących funkcje sprzedawców z urzędu. Są to niezależne podmioty gospodarcze.

W przypadku pozostałych przedsiębiorstw energetycznych – tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, taryfy dla energii elektrycznej obejmują pełną działalność sieciową przedsiębiorstwa (wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa), natomiast w zakresie obrotu dotyczą jedynie odbiorców grup taryfowych G (gospodarstwa domowe), w związku ze zwolnieniem przez Prezesa URE przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia (w odniesieniu do innych odbiorców, niż odbiorcy w grupach G). Kalkulacja taryf tych przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które w swoim założeniu eliminują subsydiowanie między działalnościami dystrybucji i obrotu.

3.1.4. Kwestie transgraniczne

Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

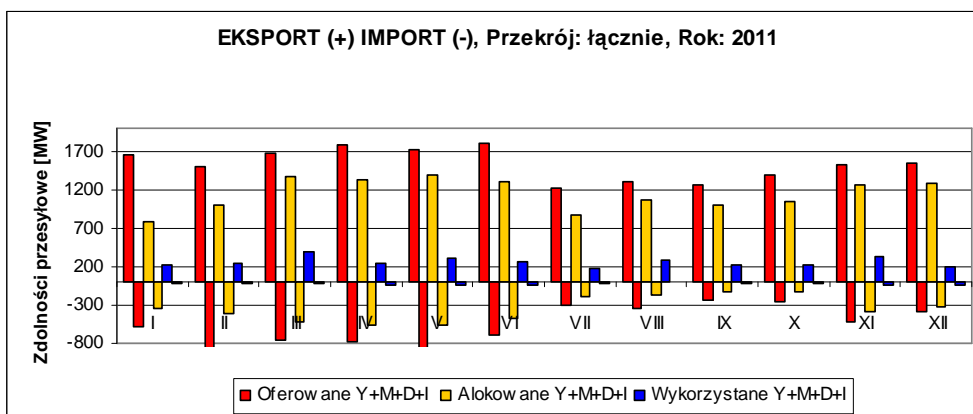
Biorąc pod uwagę obecnie obowiązujące przepisy prawa (brak wdrożenia w pełni postanowień III pakietu energetycznego) jedynie zasady dotyczące zarządzania ograniczeniami podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Należą do nich m.in. zasady wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych, ogólne warunki korzystania z transgranicznych sieci przesyłowych w ramach świadczonych usług przesyłania energii elektrycznej, a także działania podejmowane przez operatora systemu przesyłowego w ramach wykorzystania usług systemowych oraz innych dodatkowych narzędzi, mających na celu usuwanie ograniczeń systemowych, w tym dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Prezes URE nie posiada natomiast obecnie kompetencji dotyczących zatwierdzania zasad alokacji zdolności przesyłowych przed ich wejściem w życie. Jednocześnie jednak została wypracowana praktyka, zgodnie z którą zasady te są opiniowane przez Prezesa URE przed ich wejściem w życie w zakresie zgodności z obowiązującymi przepisami prawa (krajowymi i wspólnotowymi).

Odnosnie monitorowania zarządzania ograniczeniami, Prezes URE został wyposażony w takie kompetencje zgodnie z odpowiednimi postanowieniami u-Pe. Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy w 2011 r. zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma operatorami systemów przesyłowych z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez utworzone przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy). Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczone są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Polski operator systemu przesyłowego PSE Operator SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 23 lipca 2010 r. w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. PSE Operator SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości 200 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 213 MW (średnio w roku 96 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 421 MW (średnio w roku 1 103 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 614 MW (średnio w roku 363 MW). W 2011 r. zbliżonym zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się aukcje eksportowe i importowe, o czym świadczy stopień zarezerwowanych mocy w obu kierunkach w odniesieniu do mocy udostępnianych przez operatora. Powyższa sytuacja została przedstawiona na rys. 3.7.

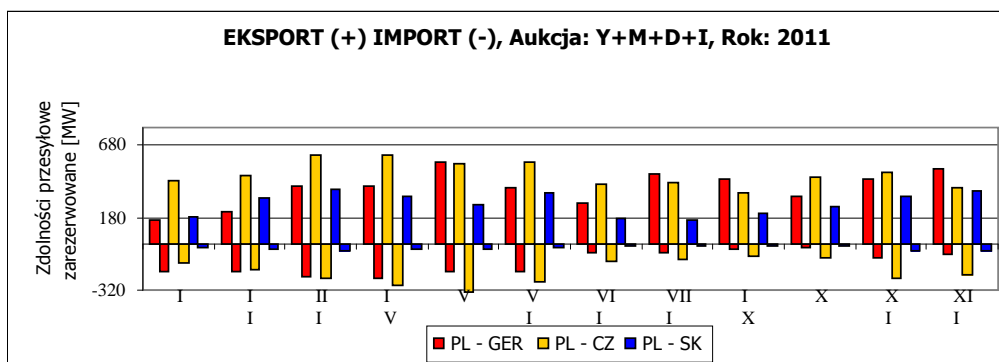
Rysunek 3.7. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3.8.

Rysunek 3.8. Rezerwowanie zdolności przesyłowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Oznaczenia i definicje zdolności przesyłowych zostały uzgodnione w ramach ETSO i UCTE (obecnie ENTSO-E) i są one stosowane przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Odnosząc się do ilości alokowanej mocy przesyłowych wśród uczestników rynku należy stwierdzić, że w 2011 r. nie występowała ich nadmierna koncentracja. Udziały mocy alokowanej dla poszczególnych uczestników rynku w przetargu rocznym zawierały się w granicach 2,5–35%. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu w przypadku przetargu miesięcznego wynosił około 27%, natomiast dla przetargów dobowych wskaźnik ten wyniósł ok. 23%.

W 2011 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2011 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W 2011 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 5 250 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2011 r. Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Tabela 3.3. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej*

Wyszczególnienie	2007	2008	2009	2010	2011	Dynamika 2011/2010
	[GWh]					[2010=100]
Bilans handlowy – saldo	5 356	688	2 199	1 354	5 250	387,7
Eksport	8 497	4 110	5 038	3 097	7 234	233,6
Import	3 140	3 422	2 839	1 743	1 984	113,8
Przepływy rzeczywiste						
Wypłynęło z Polski	13 110	9 704	9 595	7 665	12 023	156,9
w tym do:						
Czech	9 232	6 912	6 870	5 504	8 262	150,1
Niemiec	48	95	134	167	432	258,7
Słowacji	3 600	2 551	2 337	1 499	3 052	203,6
Szwecji	230	146	254	494	278	56,2
Wpłynęło do Polski	7 752	9 020	7 400	6 310	6 779	107,4
w tym z:						
Białorusi	0	554	0	0	0	0,0
Czech	20	28	128	136	44	32,4
Niemiec	4 889	5 576	5 616	5 331	5 136	96,3
Słowacji	0	31	62	82	27	32,4
Szwecji	2 211	2 065	1 394	760	1 514	199,2
Ukrainy	631	765	199	0	60	-

* Dane prezentowane w tabeli obejmują również wymianę międzysystemową na liniach 110 kV: Wólka Dobryńska-Brześć, Mnisztwo-Trzyniec-Ustroń, Boguszów-Porici, Kudowa-Nachod, Pogwizdów-Darkov.

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

We wrześniu 2011 r. na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego wprowadzony został mechanizm udostępnienia zdolności przesyłowych. Połączenie to stanowi jednotorową linię 220 kV relacji Zamość-Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytwórcze.

Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów kwartalnych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne). Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski.

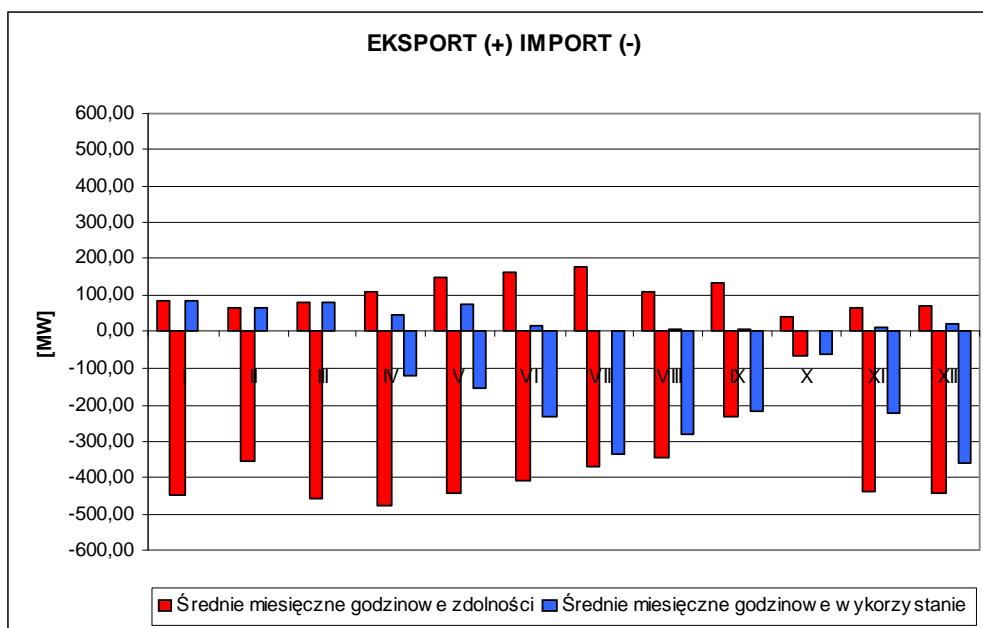
PSE Operator SA przeprowadził w okresie 27 września 2011 r. – 7 października 2011 r. jednostronny przetarg kwartalny na zdolności przesyłowe tego połączenia na okres rezerwacji od 15 października 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. W przetargu zostały udostępnione zdolności przesyłowe, w kierunku UKRENERGO -> PSEO, w wysokości 215 MW w „paśmie” kwartalnym. W przetargu wzięło udział dwóch uczestników rynku. W wyniku przeprowadzonego przetargu PSE Operator SA przyznał zdolności przesyłowe kierunku UKRENERGO -> PSEO w wysokości 215 MW w całym okresie rezerwacji, po cenie rezerwacji 0,22 zł/MWh.

Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na stałoprądowym połączeniu Polska-Szwecja – SwePol Link odbywa się poprzez mechanizm *market coupling* w trybie aukcji niejawnych (*implicit*). Zdolności przesyłowe połączenia są udostępniane na zasadach rynkowych od 16 grudnia 2010 r. Moc połączenia jest alokowana przez giełdy energii (TGE SA i Nord Pool Spot AS) na poszczególne godziny doby dnia następnego (*Day-Ahead*). Mechanizm *market coupling* pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie interkonektorów, ponieważ energia płynie zawsze z obszaru o niższej cenie do obszaru o wyższej cenie.

W 2011 r. średnia godzinowa moc udostępniana w kierunku eksportu z Polski wyniosła 103,6 MW, natomiast w kierunku importu 372,6 MW. Przeciętne godzinowe przepływy z Polski do Szwecji ukształtowały się na poziomie 32,8 MW, natomiast ze Szwecji do Polski – 164,7 MW.

Miesięczne dane o udostępnianych mocach i przepływach zostały przedstawione na rys. 3.9.

Rysunek 3.9. Udostępnione zdolności przesyłowe oraz przepływy energii elektrycznej na połączeniu SwePol Link w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Z przedstawionych danych wynika, że większe zdolności przesyłowe były udostępniane w kierunku importu do Polski niż eksportu. Sytuacja taka była podyktowana koniecznością zapewnienia przez PSE Operator SA bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, głównie w północnej Polsce, a więc ograniczoną możliwością udostępniania uczestnikom rynku zdolności eksportowych. Dostępność połączenia w kierunku eksportu wyniosła 17% mocy połączenia, z kolei w kierunku importu 62% mocy połączenia.

W odniesieniu do przepływów należy zauważyć, że o ile w pierwszym kwartale 2011 r. energia elektryczna płynęła wyłącznie z Polski do Szwecji, to w kolejnych miesiącach trend ten uległ odwróceniu. Wynikało to z tego, że począwszy od kwietnia 2011 r. średnie godzinowe ceny energii elektrycznej w Szwecji były niższe od cen w Polsce. Łączny eksport z Polski do Szwecji wyniósł w 2011 r. 303,3 GWh, a całkowity import – 1 467 GWh.

W 2011 r. zostały podjęte prace nad wdrożeniem na połączeniu SwePol Link możliwości handlu na rynku dnia bieżącego (*intraday*). Wdrożenie rynku *intraday* okazało się jednak niemożliwe z uwagi na to, że projekt jest deficytowy. W takich okolicznościach prace zostały zawieszono.

Monitorowanie wykorzystania przychodów z aukcji

Na podstawie pkt 6.5. Wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi (zwanymi dalej „wytycznymi”), które stanowią załącznik do rozporządzenia 714/2009, każdego roku do 31 lipca organy regulacyjne opublikują sprawozdanie zawierające informacje o kwocie przychodów uzyskanych w okresie dwunastu miesięcy kończącym się 30 czerwca tego roku i przedstawiające sposób wykorzystania tego dochodu, wraz z weryfikacją, czy został on wykorzystany zgodnie z ww. rozporządzeniem i wytycznymi oraz czy łączna kwota dochodu z ograniczeń została przeznaczona na jeden lub więcej spośród trzech zalecanych celów, o których mowa w art. 16 ust. 6 rozporządzenia.

2 sierpnia 2011 r. Prezes URE opublikował na stronie internetowej URE Informację nr 23/2011 w sprawie sposobu wykorzystania przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego środków uzyskanych z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych w okresie od 1 lipca 2010 r. do 30 czerwca 2011 r. Poniżej, dane z opublikowanej informacji (styczeń – czerwiec 2011 r.) uzupełniono o dane za okres lipiec – grudzień 2011 r.

W 2011 r. z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych PSE Operator SA uzyskał przychody w wysokości 50 923,20 tys. zł (20 476,05 tys. zł styczeń – czerwiec 2011 r., 30 447,15 tys. zł lipiec–grudzień 2011 r.), przy czym kwoty te nie obejmują przychodów z alokacji mocy na połączeniu SwePol Link. Decyzją z 31 grudnia 2010 r. PSE Operator SA został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego na polskiej części stałoprądowego połączenia SwePol Link. Przychody z tytułu alokacji zdolności przesyłowych tego połączenia przekazywane są jego właścicielom: SwePol Link AB i SwePol Link Poland Sp. z o.o. i są one w całości przeznaczane na utrzymanie zdolności przesyłowych połączenia. W grudniu 2011 r. PSE Operator SA dokonał zwrotu części uzyskanych przychodów na rzecz uczestników wymiany międzysystemowej. Zmniejszenie przychodów w wysokości 1 003,68 zł związane było ze zwrotem przez tych uczestników części nabytych w ramach aukcji rocznych i miesięcznych praw przesyłu, do procesu aukcji dobowych. W związku z powyższym rzeczywiste przychody OSP z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych w wymianie międzysystemowej w okresie styczeń – grudzień 2011 r. wynosiły 50 922,20 tys. zł.

Do 3 marca 2011 r. obowiązywało rozporządzenie (WE) 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, zwane dalej „rozporządzeniem 1228/2003”. Zgodnie z przepisami tego rozporządzenia przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej powinny być być przeznaczane na jeden lub więcej poniższych celów:

- zagwarantowanie rzeczywistej dostępności zdolności przesyłowych;
- inwestycje sieciowe utrzymujące lub zwiększające zdolności połączeń wzajemnych;
- jako przychód brany pod uwagę przez organy regulacyjne w trakcie zatwierdzania metod wyliczania taryf sieciowych i/lub oceny, czy taryfy powinny być modyfikowane.

3 marca 2011 r. weszło w życie rozporządzenie 714/2009, stosownie do którego przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej powinny być być przeznaczane na:

- zagwarantowanie rzeczywistej dostępności zdolności przesyłowych lub
- inwestycje sieciowe utrzymujące lub zwiększające zdolności połączeń wzajemnych.

Jeżeli jednak przychody nie mogą być efektywnie wykorzystane na jeden z powyższych celów, mogą one być wykorzystane, po zatwierdzeniu przez organ regulacyjny, w maksymalnej kwocie określonej przez ten organ, jako przychód brany pod uwagę przy zatwierdzaniu metod kalkulacji lub ustalania taryf w sieciach.

Mając na uwadze powyższe, część przychodu uzyskanego w okresie styczeń – grudzień 2011 r. z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych PSE Operator SA przeznaczal jako przychód brany pod uwagę przez organy regulacyjne w trakcie zatwierdzania metod wyliczania taryf sieciowych i/lub oceny, czy taryfy powinny być modyfikowane. Powyższe wynika z założeń przyjętych do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfie PSE Operator SA na rok 2011, zgodnie z którymi część kosztów uzasadnionych działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związanych z realizacją wymiany międzysystemowej, nie została uwzględniona w kalkulacji stawek opłat w taryfie na rok 2011. Koszty te są pokrywane uzyskiwanymi przez spółkę przychodami z aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Są to następujące koszty:

- a) koszty organizacji skoordynowanych aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej;
- b) koszty bilansowania wymiany międzysystemowej;
- c) część kosztów związanych z uczestnictwem PSE Operator SA w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów ITC, która nie zostanie pokryta przychodami uzyskanymi w ramach uczestnictwa w tym mechanizmie oraz przychodami z opłaty rynkowej.

Zgodnie z powyższym koszty uzasadnione działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związane z realizacją wymiany międzysystemowej, o których mowa w pkt a) i b) powyżej, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawek opłat w ww. taryfie PSE Operator SA na rok 2011, częściowo zostały pokryte przychodami, o których mowa w pkt c) powyżej, a w pozostałej części przychodami uzyskanymi z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych.

Uzyskana za okres 1 styczeń 2011 r. – 31 grudzień 2011 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, wyliczonego zgodnie z obowiązującymi przepisami księgowymi, zasili Fundusz Celowy, który został utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE Operator SA 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego. Dochód ten zostanie przeznaczony decyzją właściwych organów spółki na cel określony w art. 16 ust. 6 lit. b) rozporządzenia 714/2009.

Ponadto całkowite przychody PSE Operator SA z tytułu rezerwacji zdolności przesyłowych w IV kwartale 2011 r. na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina (Zamość-Dobrotwór) wynosiły 88 592,90 zł.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

Monitorowanie planów inwestycyjnych odbywa się w oparciu o sprawozdania z realizacji planów, które przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, corocznie do 1 marca, przedkładają Prezesowi URE.

W trakcie uzgadniania aktualizacji planu rozwoju PSE Operator SA na lata 2010–2025 w zakresie lat 2012–2016 zbadano jego spójność z planem rozwoju o zasięgu wspólnotowym (opracowanym przez ENTSO-E w 2010 r.), w zakresie identyfikacji obecności poszczególnych projektów. Podczas weryfikacji w planie narodowym zidentyfikowano brak kilku projektów wykazanych w planie wspólnotowym (TYNDP). Brak projektów wynika z odległego terminu realizacji (plan narodowy zawiera szczegółowe plany inwestycyjne jedynie do 2016 r.).

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów oraz ACER

Współpraca Prezesa URE z regulatorami energii z innych państw członkowskich odbywa się przede wszystkim w ramach wspólnych prac w ramach Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz w rynkach regionalnych (Inicjatywy Regionalne Energii Elektrycznej – ERI). Inicjatywy Regionalne zostały powołane do życia wiosną 2006 r., a w ich skład wchodzi przedstawiciele państw członkowskich Unii Europejskiej, reprezentanci regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawiciele użytkowników systemu.

W ramach ERI utworzono siedem rynków regionalnych energii elektrycznej. Polska należy do Rynku Północnego (NE) oraz do Rynku Europy Środkowo-Wschodniej (CEE). W pracach grup aktywnie uczestniczą przedstawiciele Prezesa URE.

Rynek Europy Środkowo-Wschodniej

Zadania realizowane w Rynku Europy Środkowo-Wschodniej w 2011 r. stanowiły kontynuację prac podjętych w poprzednich latach, w szczególności dotyczyły kwestii opracowania przez operatorów systemów przesyłowych i wdrożenia wspólnych skoordynowanych metod i procedur zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w całym regionie. Prace nad przygotowaniem tych metod i procedur prowadzone były w ramach Grupy Wdrożeniowej (IG), w spotkaniach której brali udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz uczestnicy rynku. W 2011 r. odbyło się jedno spotkanie tej grupy. Nadzór nad tymi pracami sprawowany był przez regulatorów regionu, skupionych w Regionalnym Komitecie Koordynacyjnym (RCC). W 2011 r. odbyły się trzy spotkania RCC. Zarówno w spotkaniach IG, jak i RCC brał udział przedstawiciel Prezesa URE.

Docelowo wyznaczanie i przydzielanie zdolności przesyłowych użytkownikom systemu ma się odbywać w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych (*Flow Based Allocation* – FBA). Zgodnie z tym modelem zdolności przesyłowe będą wyznaczane i udostępniane niezależnie od przekrojów granicznych, tj. pomiędzy poszczególnymi obszarami cenowymi reprezentowanymi przez poszczególne kraje w regionie np. z Polski do Słowenii (tzw. *source-sink bidding*). Jako kryterium wyznaczania zdolności przesyłowych będzie stosowany tzw. dobrobyt społeczny (*social welfare*).

Podczas 2011 r. uczestnicy spotkań Rynku Europy Środkowo-Wschodniej, w szczególności przedstawiciele regulatorów, monitorowali prace nad projektem dotyczącym opracowania jednolitych zasad zarządzania ograniczeniami realizowanym wspólnie m.in. przez operatorów systemów przesyłowych oraz CAO (*Central Allocation Office GmbH*) – spółkę prowadzącą biuro aukcyjne, odpowiedzialną za organizowanie i przeprowadzanie przetargów na zdolności przesyłowe. W trakcie 2011 r. prowadzone były intensywne prace symulacyjne mające na celu jak najrzetelniejszą ocenę funkcjonowania metody FBA.

Mimo podjętych wysiłków zarówno ze strony operatorów systemów przesyłowych, CAO, jak i regulatorów nie udało się wypracować jednoznacznej oceny obecnie analizowanej wersji modelu FBA, tym samym nie uzgodniono wspólnego stanowiska w zakresie dalszych działań, które powinny zostać podjęte w odniesieniu do projektu zarządzania ograniczeniami w regionie CEE. Jednocześnie w ramach współpracy trzech państw (Republiki Czeskiej, Słowacji i Węgier) pojawił się projekt wprowadzenia wspólnych skoordynowanych zasad udostępniania zdolności przesyłowych na granicach tych państw

w oparciu o mechanizm *market coupling* (dołączenie Węgier do mechanizmu *market coupling* prowadzonego pomiędzy Republiką Czeską i Słowacją). Regulatorzy tych trzech państw zaproponowali zmianę dotychczasowego podejścia dotyczącego działań, jakie należy podjąć w celu wdrożenia wspólnych skoordynowanych metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w całym regionie CEE.

Zaproponowano w pierwszej kolejności wdrożenie *market coupling* (aukcje *implicit*) opartego na mechanizmie NTC, a następnie wprowadzenie mechanizmu wyznaczania zdolności przesyłowych z wykorzystaniem metody FBA. Reszta regulatorów pozostała przy dotychczasowym podejściu, tj. wprowadzenie aukcji *explicit* z wykorzystaniem FBA, a następnie wdrożenie FBA *market coupling*.

W związku z tym podczas spotkania przedstawicieli regulatorów regionu oraz przedstawiciela ACER, które odbyło się 5 grudnia 2011 r. ustalono, że regulatorzy regionu opracują dokument, w którym przedstawione zostaną opcje dalszego wdrażania docelowego modelu integracji rynku CEE (*Strategic Paper*). W dokumencie tym wskazano istniejące i potencjalne problemy, których rozwiązanie jest niezbędne w związku z przyszłą integracją rynków. Zaprezentowano w nim trzy prawdopodobne opcje dalszych działań:

- opcja A – wprowadzenie szerszego subregionalnego (Republika Czeska, Słowacja i Węgry + inne zainteresowane państwa z CEE) połączenia rynków, z udziałem giełd energii (*market coupling*), opartego na mechanizmie NTC wraz z równoległą harmonizacją mechanizmu *Flow-Based* w regionach Rynku CEE i Rynku Europy Środkowo-Zachodniej (CWE);
- opcja B – wdrożenie *market coupling* opartego na mechanizmie NTC pomiędzy Słowacją, Czechami i Węgrami (początek jego funkcjonowania zapowiadany jest na lipiec 2012 r.) oraz równoległe wprowadzenie mechanizmu *Flow-Based* w regionie CEE na pozostałych granicach;
- opcja C – wdrożenie przetargów typu *explicit* opartych na FBA z uwzględnieniem harmonizacji zasad pomiędzy regionem CEE a CWE, a następnie wdrożenie regionalnego *market coupling* opartego na FB.

Strategic paper 23 grudnia 2011 r. został przekazany Komisji Europejskiej oraz ACER. Działania dotyczące wypracowania wspólnego stanowiska są kontynuowane w 2012 r. i koordynowane przez ACER.

W 2011 r. w ramach Rynku Europy Środkowo-Wschodniej zainicjowano szerszą współpracę regionu CEE i CWE w zakresie harmonizacji opracowywanych metod wyznaczania zdolności przesyłowych opartych na rzeczywistych przepływach energii (*flow based*). Harmonizacja tych zasad ma na celu umożliwienie połączenia tych regionów w przyszłości.

Ponadto w ramach Inicjatywy Regionalnej w listopadzie 2011 r. regulatorzy CEE opracowali plan pracy dla regionu CEE (mapę drogową – *Central East Region Electricity Regional Initiative Work Plan 2011–2014*), określając w nim priorytetowe zadania, które powinny zostać zrealizowane w latach 2011–2014.

Jako najistotniejsze zadanie dla regionu CEE zostało wyznaczone wdrożenie docelowego modelu rynku w zakresie alokacji zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami, tym samym stanowiąc kluczową kwestię w procesie integracji, której osiągnięcie przyczyni się do wzrostu konkurencji, poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia zrównoważonych cen wynikających z właściwego funkcjonowania mechanizmów rynkowych.

W celu zrealizowania powyższego priorytetu zostały wskazane poszczególne działania, jakie należy wykonać m.in. w zakresie podjęcia decyzji o sposobie implementacji Finansowych Praw Przesyłowych oraz kontynuowania pracy nad harmonizacją zasad aukcji w szczególności na poziomie międzyregionalnym. Ponadto konieczne jest zachowanie ciągłości prac w ramach rynku dnia następnego, dążąc do wdrożenia połączenia rynków poprzez giełdy (*market coupling*), mając na względzie wspólny projekt Słowacji, Czech i Węgier dotyczący *market coupling*, który został określony jako otwarty dla innych państw członkowskich. Wymagane jest kontynuowanie prac nad metodą FBA przede wszystkim angażując się we współpracę z uczestnikami rynku CWE i mając na uwadze, iż rozwiązanie to stanowi element docelowego modelu rynku. Z punktu widzenia Polski ważnym zadaniem pozostaje właściwe zdefiniowanie stref cenowych, ze względu na nasilające się zjawisko nieplanowanych przepływów, co z kolei zagraża bezpieczeństwu pracy m.in. polskiego systemu elektroenergetycznego. W zakresie rynku dnia bieżącego w regionie CEE jako tymczasowe rozwiązanie powinny zostać wdrożone zasady przyjęte w rynku NWE, natomiast model finalny obejmuje koordynowaną przez operatorów przesyłowych kalkulację zdolności, zgodnie z zapisami Wytycznych Ramowych dotyczących alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami (*Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity – FG CACM*).

Jako pozostałe priorytetowe zadania region CEE wymienił następujące kwestie:

- rozwój planu inwestycji w zakresie infrastruktury przesyłowej na poziomie europejskim oraz monitorowanie podjętych działań,
- poprawa przejrzystości i dostępności publikowanych informacji,
- opracowanie raportu na temat zarządzania i użytkowania połączeń transgranicznych.

W ramach Inicjatywy Regionalnej Rynku Północnego (NE) odbyły się trzy spotkania Regionalnego Komitetu Koordynacyjnego Regulatorów (RCC NE), w których uczestniczył także przedstawiciel Prezesa URE. Przedmiotem prac RCC NE były zagadnienia harmonizacji w zakresie:

- alokacji długoterminowych praw przesyłowych oraz wprowadzenia instrumentów zabezpieczających pozycję uczestników wymiany międzysystemowej przed kosztami ograniczeń systemowych oraz zmian cen energii elektrycznej (fizyczne prawa przesyłowe /PTR/ z uwzględnieniem zasady wyko-rzystaj lub sprzedaj /ang. Use-It-Or-Sell-It – UIOSI/, finansowe prawa przesyłowe /FTR/ lub tam, gdzie rynki energii elektrycznej charakteryzują się dużą płynnością – inne instrumenty finansowe umożliwiające zabezpieczenie finansowe uczestnika rynku, np. stosowane w krajach skandynaw-skich Contracts for Differences /CfDs/);
- strat sieciowych na połączeniach stałoprądowych (DC Links), w tym na połączeniu polsko-szwedzkim – SwePol Link i uwzględnienia tych strat w algorytmie wyznaczania ceny i wielkości energii elektrycznej, która może być przesłana; w ramach tego zagadnienia zajmowano się również zastosowaniem tzw. „deadband” oraz „ramping”;
- limitów cenowych.

Prace, o których mowa w pkt 1 polegają na wyborze instrumentów zarządzania ryzykiem (PTR, FTR lub innych instrumentów finansowych np. CfDs), które będą wprowadzone na granicach stref ceno-owych na obszarze Skandynawii oraz na połączeniach pomiędzy krajami skandynawskimi a Europą kontynentalną. Decyzje dotyczące poszczególnych połączeń będą podejmowane odrębnie dla każdego połączenia na zasadzie dwustronnych uzgodnień (w tym połączenia pomiędzy Polską a Szwecją – SwePol Link). W pierwszej kolejności opracowane zostaną kryteria wyboru instrumentu. W celu reali-zacji tego zadania regulatorzy powołali dwie grupy zadaniowe: zajmującą się wyborem instrumentów w obszarze Skandynawii oraz zajmującą się wyborem instrumentów na połączeniach Skandynawii i krajów Europy kontynentalnej. W skład tej drugiej grupy wchodzi przedstawiciel Prezesa URE. W pracach regulatorzy będą także uwzględniali oczekiwania rynku (konsultacje z uczestnikami rynku). Ustalono, że rekomendacje dotyczące wyboru instrumentów na poszczególnych połączeniach powinny zostać wypracowane w drugim kwartale 2012 r.

W 2011 r. uczestnicy Inicjatywy Regionalnej Rynku Północnego: przedstawiciele regulatorów oraz interesariuszy z Polski i Szwecji (operatorzy systemów przesyłowych oraz giełdy energii) prowadzili prace nad wdrożeniem na stałoprądowym połączeniu SwePol Link zasad alokacji zdolności przesyło-owych w trybie śróddziennym (rynek dnia bieżącego, *intraday*). Po przeprowadzeniu analizy obecnej sytuacji ustalono, że realizacja projektu wdrożenia rynku dnia bieżącego na połączeniu SwePol Link powinna być, z powodu zbyt wysokich kosztów, odroczone do czasu wypracowania innego rozwiąza-nia, które nie będzie wymagało ponoszenia przez użytkowników systemu wysokich kosztów działania mechanizmu.

W ramach RCC Inicjatywy Regionalnej Rynku Północnego w listopadzie 2011 r. opracowana została Mapa drogowa na lata 2011–2014 dla Regionu Północnego. Dokument ten określa działania, jakie zostaną podjęte w regionie w celu wprowadzenia modelu docelowego wspólnych skoordynowanych metod i procedur alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami na rynku. W szczególności Mapa drogowa określa działania, jakie mają być podjęte w następujących obszarach:

- 1) długoterminowe prawa przesyłowe – rekomendacje dotyczące wyboru instrumentów zarządzania ryzykiem na poszczególnych połączeniach, w tym połączeniu stałoprądowym pomiędzy Polską a Szwecją – SwePol Link, zostaną przedstawione w drugim kwartale 2012 r.;
- 2) rynek dnia następnego – połączenie rynków dnia następnego regionu Europy Północnej i regionu Europy Środkowo-Zachodniej w ramach tzw. *market coupling* jest planowane do końca 2012 r., w Mapie wskazano, że Polska wdrożyła na połączeniu ze Szwecją *market coupling*;
- 3) rynek dnia bieżącego – implementacja rynku dnia bieżącego na połączeniu SwePol Link została odroczone do czasu wypracowania innego rozwiązania.

Mapa drogowa obejmuje również zagadnienia cross-regionalnego bilansowania (wdrożone w kra-jach skandynawskich) oraz metody wyznaczania zdolności przesyłowych (w krajach skandynawskich ma zastosowanie metoda *Available Transfer Capacity* /ATC/, co jest zgodne z opracowanymi przez ACER Wytycznymi ramowymi /FG CACM/).

W 2011 r. w ramach współpracy Inicjatywy Regionalnej Rynku Północnego i Inicjatywy Regionalnej Rynku Europy Środkowo-Zachodniej rozpoczęto realizację projektów łączenia rynków dnia następnego (NWE *Day-Ahead Market Coupling Project*) oraz rynków dnia bieżącego (NWE *Intraday Project*) z tych

regionów. W celu nadzorowania realizacji projektu integracji rynków dnia następnego powołany został Cross-regionalny Komitet Koordynacyjny (CRCC – *Cross Regional Coordination Committee*), w skład którego wchodzi przedstawiciele organów regulacyjnych państw regionu NWE (w tym przedstawiciel Prezesa URE). Wiodący regulatorzy (*lead regulators*) z pozostałych regionów oraz przedstawiciele Republiki Czeskiej, Słowacji i Węgier mają status obserwatorów w Komitecie.

Współpraca z ACER

Rok 2011 był pierwszym rokiem działalności Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki oraz współpracy URE z ACER. Zgodnie z Rozporządzeniem 713/2009/WE, Agencja zapewnia ramy dla współpracy krajowych organów regulacyjnych, a jej głównym celem jest wspieranie organów regulacyjnych w wykonywaniu zadań regulacyjnych na poziomie wspólnotowym oraz, w razie potrzeby, koordynacja ich działań.

W 2011 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER na etapie jej konstituowania się, a po uzyskaniu przez nią pełnej operacyjności – również w bieżących pracach Agencji. Współpraca z ACER ukierunkowana jest przede wszystkim na integrację rynków krajowych w jeden wspólny unijny rynek energii, który to cel zgodnie z konkluzjami Rady powinien zostać osiągnięty do 2014 r.

Współpraca URE z ACER realizowana jest w głównej mierze za pośrednictwem Rady Regulatorów ACER – organu opiniotwórczego, stanowiącego platformę współpracy regulatorów w ramach Agencji. W 2011 r. Prezes URE był gospodarzem jednego ze spotkań Rady Regulatorów, które odbyło się w Krakowie wraz z konferencją „Konkurencyjny i zintegrowany rynek jako gwarant bezpieczeństwa energetycznego UE”. Oba wydarzenia zorganizowane zostały w ramach polskiej Prezydencji w Radzie UE. W trakcie konferencji Prezes URE poprowadził panel podsumowujący pierwsze sześć miesięcy funkcjonowania Agencji. We współorganizowanym przez URE wydarzeniu udział wzięli m.in. Przewodniczący Rady Administracyjnej, Przewodniczący Rady Regulatorów oraz Dyrektor ACER.

W 2011 r. w celu wzmocnienia i zintensyfikowania współpracy regulatorów na szczeblu europejskim, przy Radzie Regulatorów ACER utworzono również grupy robocze – ds. energii elektrycznej i gazu. Zadaniem grup, w skład których weszli eksperci z krajowych organów regulacyjnych, jest wspieranie Agencji i uczestniczenie w pracach na rzecz osiągnięcia wewnętrznego rynku energii.

Zgodnie z przepisami III pakietu energetycznego, regulatorzy są również zobowiązani do ścisłej współpracy i wzajemnych konsultacji oraz dostarczania sobie nawzajem i Agencji informacji niezbędnych do wykonywania powierzonych im na jego mocy zadań. Wypełniając swoje obowiązki, Prezes URE dostarczał ACER informacji na temat uwarunkowań i specyfiki krajowego rynku energii, a także informował o przebiegu działań integracyjnych na poziomie regionalnym, wspierając tym samym działania ACER zmierzające do harmonizacji zasad na poziomie unijnym.

3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/72/WE do obowiązków organu regulacyjnego należy przestrzeganie i wdrażanie wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji.

W minionym roku przepisy powyższe nie zaistniały w porządku prawnym oraz nie miały miejsca stan faktyczny, do którego przepis się odnosi. W związku z powyższym kwestia ta będzie miała znaczenie dopiero w kolejnych latach działalności organu regulacyjnego. Z podobnych względów Prezes URE nie występował w 2011 r. do Agencji o opinię w sprawie zgodności podjętej przez siebie decyzji z wytycznymi Agencji, jak również zgodność decyzji Prezesa URE z wytycznymi nie była przedmiotem badania Komisji Europejskiej.

Prowadzenie dochodzeń oraz nakładanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz wymaganie informacji od przedsiębiorstw energetycznych

W 2011 r. w odniesieniu do rynku energii elektrycznej Prezes URE dysponował pewnymi uprawnieniami do prowadzenia postępowań i nakładania środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku. Obejmowały one jednak jedynie uprawnienia do rozstrzygania sporów na podstawie art. 8 u-PE, przyznającego Prezesowi URE kompetencje do rozstrzygania – na wniosek jednej ze stron – sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłącze-

nie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi regazyfikacji gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii.

W ramach posiadanych kompetencji Prezes URE może wydać decyzję orzekającą warunki umowy wiążącej obie strony postępowania, jak również wydać postanowienie, w którym określone są warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Przy realizacji swoich kompetencji związanych m.in. również z przeciwdziałaniem praktykom monopolistycznym oraz promowaniem konkurencji, Prezes URE zgodnie z art. 28 u-Pe ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Ponadto, zgodnie z art. 56 u-Pe Prezes URE jest uprawniony do nakładania kar zarówno na przedsiębiorstwa energetyczne, jak i kierowników przedsiębiorstw energetycznych.

Uprawnienia wynikające z art. 28 i art. 56 u-Pe wspierają efektywne wykorzystanie posiadanych kompetencji. Prezes URE w ramach prowadzonych postępowań może na podstawie art. 28 u-Pe pozyskiwać wszelkie informacje od przedsiębiorstw energetycznych, co pozwala dokładnie określić stan faktyczny wymagający interwencji regulatora. Z kolei istnienie sankcji, której wysokość może nawet sięgać do 10% przychodów rocznych osiągniętych przez przedsiębiorstwo energetyczne z działalności regulowanej, działa w sposób odstrasżający i niejednokrotnie sprawia, że przedsiębiorstwa energetyczne nie decydują się na naruszanie istniejących przepisów.

Analiza powyższych uprawnień, przyznanych regulatorowi u-Pe świadczy o zasadności rozwoju narzędzi pozwalających na bardziej aktywne kreowanie warunków konkurencyjnych i wpływanie na strukturę rynku¹²⁾.

W związku z powyższym, korzystając z okazji, iż w 2011 r. prowadzone były prace nad projektem u-Pe, aktywność Prezesa URE dotyczyła wypracowania koncepcji nowych narzędzi regulacyjnych i ich uwzględnienia w projekcie¹³⁾. Propozycje Prezesa URE są zgodne z notą interpretacyjną Komisji Europejskiej do dyrektyw 2009/72 i 2009/73 z 22 stycznia 2010 r. poświęconą organom regulacyjnym i obejmują przyznanie Prezesowi URE prawa do wszczynania z urzędu postępowań, w wyniku których możliwe byłoby nakładanie w drodze decyzji, obowiązków regulacyjnych, takich jak m.in. sprzedaż określonej części energii czynnej lub mocy wytwórczych na warunkach wskazanych przez Prezesa URE. Możliwość skorzystania z tego uprawnienia dotyczyłaby sytuacji, w której wyniki monitoringu wskazywałyby na niewystarczający poziom rozwoju konkurencji.

Doprecyzowanie kompetencji Prezesa URE w u-Pe i uzupełnienie katalogu narzędzi zgodnie z wyżej przedstawionym zakresem umożliwi oddziaływanie na wytwórców, w rezultacie czego możliwa będzie poprawa konkurencji na rynku.

Ustawowe doprecyzowanie kompetencji Prezesa URE tak, aby mógł on realizować zadania, do których zobowiązują go dyrektywy III pakietu oraz współpraca z Prezesem UOKiK w zakresie ochrony konkurencji na rynku energetycznym są kluczowe dla wypełniania obowiązków wpływających z regulacji unijnych i zapewnienia konkurencji w sektorze energetycznym.

Zgodność działań operatorów z postanowieniami prawa wspólnotowego

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 11 u-Pe, do zadań Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia. Jednocześnie stosownie do art. 56 ust. 1 pkt 1d ustawy ten, kto nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009, podlega karze pieniężnej.

¹²⁾ Por. narzędzia Komisji Europejskiej wynikające z rozporządzenia Rady nr 1/2003/WE z 16 grudnia 2002 r. w sprawie wprowadzenia w życie reguł konkurencji ustanowionych w art. 81 i 82 TWE (Dz. U. WE L 001 z 4 stycznia 2003 r., s. 1). Przedmiotowe rozporządzenie przyznało Komisji możliwość skierowania do przedsiębiorstw środków zaradczych o charakterze behawioralnym lub strukturalnym w przypadku stwierdzenia naruszenia przez nie art. 81 i art. 82 TWE. Niektóre z państw członkowskich decydowały się na przyznanie organom krajowym podobnych kompetencji w obszarze energii elektrycznej i gazu.

¹³⁾ Podjęte prace legislacyjne nie zostały zakończone w 2011 r.

W sierpniu 2010 r. wszczęte zostało postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu przez operatora systemu przesyłowego obowiązków wynikających z przepisów powyższego rozporządzenia. Postępowanie dotyczyło obowiązków w zakresie ustanowienia mechanizmów śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na połączeniach wzajemnych polskiego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi: niemieckim, słowackim i czeskim (tzw. rynek dnia bieżącego, *intraday*), określenia odpowiedniej struktury dla alokacji zdolności przesyłowej dla poszczególnych okresów czasu, stosowania wspólnych skoordynowanych metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i procedur alokacji zdolności przesyłowej w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i Europy Północnej raz do roku, co miesiąc i z jednodniowym wyprzedzeniem oraz obowiązków publikacyjnych w zakresie informacji o przewidywanym popycie i produkcji w trybie dnia bieżącego.

W czasie, kiedy trwało powyższe postępowanie operator system przesyłowego opracował i po skonsultowaniu z użytkownikami systemu przedłożył do zatwierdzenia zmianę IRiESP w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która wprowadziła mechanizmy śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi umożliwiające handel międzynarodowy (tzw. rynek dnia bieżącego, *intraday*). Zmiana ta została zatwierdzona decyzją z 20 września 2010 r. Zatwierdzone zasady zostały wdrożone na połączeniach wzajemnych polskiego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi: niemieckim, słowackim i czeskim 1 grudnia 2010 r. Ponadto PSE Operator SA wraz z operatorami systemów przesyłowych regionu Europy Środkowo-Wschodniej opracował wspólne skoordynowane zasady udostępniania zdolności przesyłowych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej (dokument z 22 listopada 2010 r. „*Rules for Coordinated Auction of Transmission Capacity in the CEE-Region*”), które zostały zamieszczone na stronie internetowej *Central Allocation Office GmbH*, prowadzącej biuro aukcyjne organizujące i przeprowadzające przetargi na zdolności przesyłowe. Zasady te obowiązywały od 1 stycznia 2011 r. w całym regionie.

Mając na względzie powyższe, Prezes URE w zakresie realizacji obowiązków dot. ustanowienia mechanizmów śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na połączeniach wzajemnych polskiego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi: niemieckim, słowackim i czeskim oraz stosowania wspólnych skoordynowanych metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i procedur alokacji zdolności przesyłowej w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i Europy Północnej raz do roku, co miesiąc i z jednodniowym wyprzedzeniem, a także w zakresie realizacji obowiązków publikacyjnych dot. informacji o przewidywanym popycie i produkcji w trybie dnia bieżącego odstąpił od ukarania operatora. W pozostałym zakresie postępowanie zostało umorzone.

Jednocześnie monitorowanie wdrażania postanowień kodeksów sieciowych opracowanych przez ENTSO-E zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 714/2009, będzie realizowane po przyjęciu tych kodeksów do stosowania (obecnie żaden kodeks nie został przyjęty).

Nakładanie kar

Przepisy rozdziału 7 u-Pe implementują art. 37 ust. 4 pkt d dyrektywy 72/2009. W celu zapewnienia realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków wynikających z przepisów Prawa energetycznego ustawodawca polski wprowadził także normy prawne przyznające organom administracji publicznej kompetencje w zakresie wymierzania, a także egzekwowania sankcji za naruszenie tych przepisów.

Czyny, za które wymierzana jest kara pieniężna zostały enumeratywnie wymienione w ustawie. Ustawa określa także w sposób wyczerpujący zasady nakładania kar pieniężnych.

Kary pieniężne są nakładane po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego. Postępowanie takie wszczynane jest z urzędu. Prezes URE ustalając wysokość kary pieniężnej, zobowiązany jest do uwzględnienia czterech przesłanek: stopnia szkodliwości czynu, stopnia zawinienia, dotychczasowego zachowania oraz możliwości finansowych adresata kary pieniężnej. Zgodnie z zasadami określonymi w art. 56 ustawy, co do zasady wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. W pewnych jednak przypadkach ustawodawca odstępuje od tej

zasady – i tak: za nieprzestrzeganie obowiązków dot. niezależności operatora systemu wysokość kary pieniężnej wymierzonej nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu, a za nie wydanie w określonym terminie warunków przyłączenia do sieci wysokość kary pieniężnej nie może być niższa niż 3 000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia. Ponadto w przypadkach niewypełnienia pewnych obowiązków związanych z uzyskaniem i przedstawieniem do umorzenia świadectw pochodzenia oraz w przypadku nie przedłożenia lub przedłożenia niezgodnej ze stanem faktycznym deklaracji towarowemu domowi maklerskiemu lub domowi maklerskiemu wysokość kary pieniężnej została określona przy użyciu wzoru.

Kara pieniężna jest nakładana na podmiot zobowiązany do przestrzegania obowiązków określonych w art. 56 ust. 1 pkt 1-33 ustawy. Są to zatem co do zasady osoby prawne, w formie których działają przedsiębiorstwa energetyczne. Niezależnie jednak od wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu energetycznemu Prezes URE jest uprawniony do ukarania kierownika tego przedsiębiorstwa. Wysokość kary w takim przypadku może wynosić maksymalnie 300% miesięcznego wynagrodzenia tego kierownika.

Ustawa – Prawo energetyczne przewiduje także możliwość odstąpienia od wymierzenia kary pieniężnej. Prezes URE może podjąć decyzję o odstąpieniu od nałożenia kary pieniężnej jeżeli zostały spełnione kumulatywnie dwie przesłanki, a mianowicie stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.

W toku działalności regulacyjnej w 2011 r. Prezes URE nałożył na przedsiębiorstwa energetyczne kary o łącznej wartości ponad 70 mln zł. Należy jednak zaznaczyć, że kwota ta dotyczy wszystkich regulowanych segmentów rynku energii (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo oraz obrót paliwami ciekłymi) oraz wszystkich rodzajów przewinień, od niedopełnienia obowiązków administracyjnych poprzez nieprzestrzeganie warunków wynikających z koncesji czy niedotrzymanie procedury zmiany sprzedawcy po przypadki stosowania cen innych niż określone w zatwierdzonej taryfie. Kwota nałożonych kar może zostać zmieniona wskutek rozpatrzenia przez sąd odwołań od decyzji Prezesa URE.

3.1.6. Rozstrzyganie sporów

Zgodnie z u-Pe, Prezes URE posiada uprawnienia do rozstrzygania sporów na podstawie art. 8.

Wszczęte w grudniu 2010 r. postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesłania energii elektrycznej nie zostało zakończone w 2011 r. Z uwagi na dużą liczbę punktów spornych postępowanie to miało charakter szczególnie skomplikowany. Głównym punktem spornym była zmiana dotychczasowych zapisów umowy dotyczących wypłaty bonifikat za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej, w związku ze zmianą rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Z związku z rozwiązaniem się dotychczasowej umowy 31 grudnia 2011 r. i brakiem zakończenia postępowania do tego dnia, Prezes URE na wniosek obu stron wydał postanowienie, w którym nakazał kontynuowanie dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. W 2011 r. strony podjęły negocjacje, w toku których uzgodniły wiele kwestii spornych o charakterze technicznym.

3.2. Promowanie konkurencji

3.2.1 Rynek hurtowy

3.2.1.1. Monitorowanie poziomu przejrzystości cen

Monitorowanie funkcjonowania rynku energetycznego obejmuje obszar cen hurtowych. W ramach prowadzonego monitoringu zbierane i analizowane są dane dotyczące kontraktów bilateralnych zawieranych na rynku hurtowym OTC oraz na rynku giełdowym (na TGE SA). W oparciu o dane z ankiet uzyskanych od wytwórców energii oraz przedsiębiorstw obrotu obliczane i publikowane są m.in.:

- w terminie do 31 marca każdego roku dotyczącego poprzedniego roku kalendarzowego:
 - średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (obliczane oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej źródła poniżej 1 MW oraz oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji opalanych metanem uwalnianym

- i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy);
- średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wraz z objaśnieniem sposobu ich obliczania;
- średnie ceny sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji,
- średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 u-Pe, publikowana do 15 dnia miesiąca następującego po kwartale, za który jest liczona,
- wskaźniki i ceny wskaźnikowe istotne dla procesu kształtowania taryf,
- informacje służące zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.

Ponadto, corocznie Prezes URE publikuje sprawozdanie ze swojej działalności, w którym w sposób zbiorczy prezentowana jest m.in. charakterystyka rynku energii elektrycznej w podziale na rynek hurtowy i detaliczny.

Ze wspomnianego sprawozdania wynika, że w 2011 r. średnie ceny wytwórców oraz przedsiębiorstw obrotu w poszczególnych segmentach sprzedaży energii, pozostawały na zbliżonym poziomie w porównaniu do 2010 r. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 198,90 zł/MWh. Średnia cena, po której wytwórcy sprzedawali energię elektryczną ukształtowała się w ostatnim roku na poziomie 199,11 zł/MWh. Z kolei średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu wyniosła 227,42 zł/MWh. Średnio ceny w obu tych grupach wzrosły o 4,3% w 2011 r. w stosunku do 2010 r., co oznacza, iż wzrost ten odpowiadał wzrostowi cen towarów i usług konsumpcyjnych w analizowanym okresie.

Prowadzony przez Prezesa URE monitoring i publikacja cen spełniają zarówno funkcje informacyjne, jak i stanowią wskaźniki odniesienia dla podejmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne decyzji.

3.2.1.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym zgodności z zasadami przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

W zakresie zasad przejrzystości (publikowanie informacji na temat dostępnych mocy produkcyjnych, okresu od dokonania zamówienia do jego realizacji oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i zapotrzebowania na nie), w stosunku do 2010 r. nie nastąpiły znaczące zmiany. Powyższe zasady są realizowane w ramach opracowywania prognozy zapotrzebowania na moc oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i dostępnych mocy produkcyjnych. Prognozę zapotrzebowania na moc w kraju wykonuje się w ramach planowania koordynacyjnego. Plany koordynacyjne są udostępniane na stronie internetowej spółki PSE Operator SA (operator systemu przesyłowego). Plany koordynacyjne:

- roczne udostępnia się na okres trzech kolejnych lat – do 30 listopada roku poprzedzającego,
- miesięczne dla miesiąca marca udostępnia się do 23 lutego, a dla pozostałych miesięcy do 25 dnia miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc.

Wstępny plan koordynacyjny dobowy jest udostępniany do godz. 16:00 na dzień przed realizacją dostaw energii, natomiast plan koordynacyjny dobowy do godz. 17:00 dnia poprzedzającego dobę realizacji dostaw energii. Z kolei pierwsza aktualizacja bieżącego planu koordynacyjnego dobowego wykonywana jest do godziny 19:00 (dnia poprzedzającego dobę realizacji) i dotyczy wszystkich 15-minutowych okresów doby realizacji. Kolejne aktualizacje są wykonywane w miarę potrzeb, w dobie przed realizacją i w czasie prowadzenia ruchu w dobie realizacji.

W 2011 r. obowiązywał, zaproponowany przez Prezesa URE w celu zwiększenia transparentności hurtowego rynku energii elektrycznej i wprowadzony w 2010 r. przepis, stosownie do którego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku (tzw. „obliga giełdowe”). Wytwórcy uprawnieni do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na warunkach określonych w ustawie z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.) zobowiązani są

natomiast sprzedawać całą wytworzoną energię elektryczną w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na giełdach towarowych.

Należy podkreślić, że w rezultacie wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego” w 2011 r. około połowa sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym była dokonywana za pośrednictwem giełdy. Jest to znaczący wzrost w stosunku do lat poprzednich, gdy udział giełdy w obrocie hurtowym stanowił poniżej 1%.

Przejrzystość mechanizmu kształtowania cen w obrocie hurtowym ma ogromne znaczenie dla przedsiębiorstw energetycznych. Dla kształtowania się miarodajnej ceny rynkowej energii niezbędnym jest istnienie płynnego rynku energii to znaczy takiego, na którym istnieje wiele kupujących i sprzedających, a wolumen obrotu pozwala na swobodne zawieranie transakcji po cenach nieodbiegających od cen rzeczywistych. Działania te wpisują się w zalecenia Komisji Europejskiej, według których do 2014 r. ma powstać wspólny europejski rynek energii.

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiące załącznik do rozporządzenia 714/2009/WE.

Polski operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na swojej stronie internetowej (www.PSE-Operator.pl) oraz stronie internetowej Biura Aukcyjnego we Freising (www.central-ao.com). W szczególności publikuje następujące dane:

- zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych;
- oszacowane wielkości rocznych, miesięcznych i dobowych całkowitych zdolności przesyłowych (TTC), zdolności przesyłowych netto (NTC) oraz dostępnych zdolności przesyłowych (ATC);
- informacja o prognozie rocznej zdolności przesyłowych, zawierająca także informacje o przyczynach ograniczeń, tj. wyłączeniach poszczególnych elementów sieciowych;
- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe;
- ceny zdolności przesyłowych;
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji;
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego;
- krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej.

Ponadto na swoich stronach internetowych PSE Operator SA udostępnia zasady stosowane przy wyznaczaniu całkowitej zdolności przesyłowej (TTC) na liniach wymiany międzysystemowej, która jest udostępniana dla uczestników rynku oraz rezerwy niezawodności systemu przesyłowego (margines bezpieczeństwa przesyłu TRM).

Niezależnie od powyższego, od IV kwartału 2011 r., tj. od czasu udostępnienia dla uczestników rynku połączenia Polska-Ukraina, PSE Operator SA publikuje zasady udostępniania zdolności przesyłowych na tym połączeniu, a także liczbę uczestników biorących udział w przetargu, zapotrzebowanie na zdolności przesyłowe, przyznane zdolności przesyłowe, cenę przetargu oraz liczbę uczestników przetargu, którzy wygrali aukcję.

Ponadto PSE Operator SA publikuje informacje o zasobach wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym:

- informacje o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych jednostek wytwórczych;
- przewidywane ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek wytwórczych) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek wytwórczych) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej;
- wykonane ubytki mocy poszczególnych jednostek wytwórczych;
- oferty bilansujące w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na rynku bilansującym dla jednostek wytwórczych.

PSE Operator SA publikuje także informacje dotyczące zamierzeń inwestycyjnych zawartych w planie rozwoju uzgodnionym z Prezesem URE.

W zakresie informacji o pracy KSE operator systemu przesyłowego opracowuje i udostępnia Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM), Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD), oraz informacje o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych. Następnie ogłaszane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE

oraz w trybie dobowym informacje dotyczące bilansu mocy w szczycie rannym i wieczornym oraz zapotrzebowania na moc w KSE, a także handlowej i technicznej wymiany międzysystemowej ze Szwecją oraz na przekrojach synchronicznych. OSP publikuje ponadto zasady uczestnictwa w rynku bilansującym, standardy umów oraz informacje o funkcjonowaniu rynku bilansującego, takie jak: ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie, wolumeny energii (w cyklach dobowo-godzinowych) oraz koszty funkcjonowania rynku bilansującego. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku bilansującego odbywa się na stronie internetowej operatora oraz przy pomocy systemu *Wymiany Informacji o Rynku Energii* (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia pracy krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się przy pomocy *Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami* (SOWE).

3.2.2. Rynek detaliczny

3.2.2.1. Monitorowanie przejrzystości cen

Prezes URE nadal utrzymuje obowiązek corocznego przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej „G” (w skład której wchodzi głównie gospodarstwa domowe), przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Natomiast ceny energii dla pozostałych grup odbiorców kształtowane są przez rynek.

Od 2010 r. prawo przewiduje obowiązek publikowania ofert sprzedaży. Art. 4j ust. 5 u-Pe, zobowiązuje wszystkich sprzedawców energii dokonujących sprzedaży do odbiorców końcowych do zamieszczania na stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii oraz warunkach ich stosowania. Ceny oraz warunki ofert sprzedawców są szczegółowo opisane i zaprezentowane na stronach internetowych (ew. w siedzibach).

W przypadku dużych odbiorców przemysłowych/komercyjnych przedsiębiorstwa obrotu prezentują zazwyczaj swoją ofertę w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są negocjowane każdorazowo z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, wielkości czy stabilności poboru.

Prezes URE uruchomił internetową porównywarke cen energii (kalkulator taryfowy) i jednocześnie zobowiązał sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, którzy zdecydowali się zmienić sprzedawcę, do przedkładania ofert najpóźniej na dwa dni przed terminem ich wejścia w życie. Ceny te prezentowane są w sposób transparenty dla konsumenta, z wydzieleniem pozostałych składników, niezwiązanych z ceną (np. z wydzieleniem: opłat związanych z zawarciem umów ubezpieczeniowych lub możliwością otrzymania dodatkowych korzyści).

Prezes URE monitoruje w systemie kwartalnym średnie ceny energii elektrycznej w obrocie, stosowane do odbiorcy końcowego w podziale wg kryteriów zużycia (tj. odbiorców o rocznym zużyciu energii do 50 MWh, między 50 – 2 000 MWh oraz powyżej 2 000 MWh) (*Ankieta kwartalna dot. generalnych umów dystrybucyjnych, informacji o stosowanych cenach dla odbiorcy końcowego oraz liczbie nieopłaconych rachunków*). W badaniach *ad hoc* – w zależności od potrzeb – Prezes URE monitoruje poziom cen sprzedaży do odbiorców końcowych, wykorzystując dane ze statystyki publicznej.

Kryteria zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Sprzedaż do odbiorców końcowych (5 największych spółek) [MWh]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	18 690 615	47 961 426	281,04
50 – 2 000 MWh	53 606	26 774 165	270,59
> 2 000 MWh	1 816	31 351 563	246,52
RAZEM	18 746 038	106 087 154	268,20

Dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych G, którzy nie dokonali zmiany sprzedawcy energii, ceny energii elektrycznej zawarte są w taryfach Spółek obrotu, zatwierdzanych przez Prezesa URE i publikowanych w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”.

Monitorowanie poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie detalicznym, w tym dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi

System przedpłat

Uregulowania w zakresie instalowania u odbiorców przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych zawarte są w art. 6a ust. 1 u-Pe. Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE uwzględniają obniżenie wysokości opłaty abonamentowej dla odbiorców wyposażonych w liczniki przedpłatowe. Natomiast sposób rozliczeń odbiorców za pośrednictwem liczników przedpłatowych określa umowa. System przedpłat nie jest monitorowany.

Częstotliwość zmiany dostawców

Prezes URE prowadzi monitoring zjawiska zmiany sprzedawcy, analizując informacje otrzymywane od OSD w cyklach miesięcznych. Na podstawie prowadzonego monitoringu można stwierdzić, iż 2011 rok był okresem znaczącego zwiększenia liczby odbiorców, którzy podjęli decyzję o zmianie sprzedawcy i to zarówno wśród odbiorców komercyjnych, jak i odbiorców w gospodarstwach domowych. Przyczyną wzrostu liczby odbiorców zmieniających sprzedawcę w grupie gospodarstw domowych była przede wszystkim wzmożona aktywność akwizycyjna niektórych sprzedawców. Rozwój zasady TPA w 2011 r. ujawnił jednocześnie niedoskonałości, związane z jej praktyczną realizacją. Choć sama procedura zmiany sprzedawcy jest prosta, to w trakcie jej stosowania dochodziło do nieprawidłowości ze strony przedsiębiorstw energetycznych. W 2011 r. w porównaniu z rokiem poprzednim odnotowano wzrost liczby skarg i zapytań odbiorców, dotyczących procesu zmiany sprzedawcy. Sprawy te dotyczyły głównie sposobu postępowania sprzedawców oraz operatorów systemów dystrybucyjnych. Niekiedy Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych utrudniali realizację prawa zmiany sprzedawcy poprzez nieuzasadnione przeciąganie procedury lub poprzez nieuzasadnione wymagania. Odnotowano przypadki, kiedy przedsiębiorstwa dezinformowały odbiorców (np. w sprawie liczby możliwych/bezpłatnych zmian sprzedawcy) oraz posuwały się do gróźb zaprzestania realizacji dostaw energii, jeżeli odbiorcy nie podpiszą nowych umów ze sprzedawcą z danej grupy energetycznej.

Częstotliwość odłączenia od sieci

Informacje dotyczące liczby odbiorców z obszaru działalności OSD, którym na wniosek sprzedawców energii lub na podstawie decyzji OSD wstrzymano dostawę energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwlekał z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi, przekazywane są Prezesowi URE co roku przez OSD.

Rok	Energia elektryczna		
	liczba wstrzymań	liczba odbiorców ogółem	[%]
2004	236 012	15 661 600	1,5
2005	239 289	15 761 619	1,5
2006	190 936	15 817 289	1,2
2007	160 860	16 064 750	1,0
2008	173 940	16 201 598	1,1
2009	224 961	16 363 511	1,4
2010	264 031	16 487 877	1,6
2011	251 093	16 616 916	1,5

Źródło: URE.

Opłaty za usługi konserwacyjne

W taryfach OSD zawarte są opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy. Opłaty te dotyczą na przykład: przerwania i wznowienia dostarczania energii, sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu

pomiarowo-rozliczeniowego, przeniesienia licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu.

Przychody z opłat za czynności wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy określone w taryfie przekazywane są przez OSD co roku w sprawozdaniach DTA-1.

Ceny dla odbiorców, będących gospodarstwami domowymi

Wzrosty cen i stawek w zatwierdzonych taryfach na 2012 r. dla czterech największych spółek obrotu dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych G przedstawiają się następująco:

	Wzrost ceny dystrybucji energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych	Wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych	Łączny wzrost rachunku odbiorców w gospodarstwach domowych
Średni wzrost w zatwierdzonych taryfach	6,2%	5,1%	5,7%

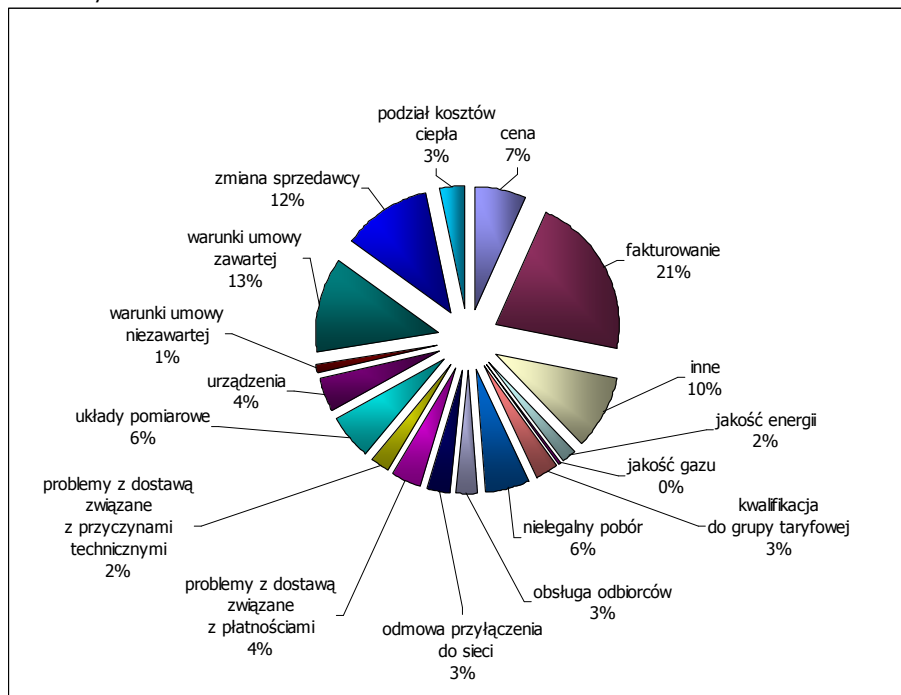
W czerwcu 2011 r. na stronie internetowej URE zamieszczono porównywarke cen energii, tzw. Cenowy ENergetyczny Kalkulator Internetowy (CENKI). Narzędzie to umożliwiło odbiorcom porównanie ofert wszystkich zainteresowanych podmiotów, oferujących energią elektryczną dla gospodarstw domowych. Jest to narzędzie pomocnicze dla konsumentów, którzy chcieliby zmienić sprzedawcę. Jednocześnie dzięki funkcjonowaniu kalkulatora Prezes URE monitoruje oferty (ceny) dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zdecydowali się odejść od „sprzedawcy z urzędu”, mającego obowiązek zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych i zmienić sprzedawcę.

W 2011 r. kalkulator zawierał przeciętnie sześć ofert sprzedawców dla każdego z odbiorców w gospodarstwie domowym (PGE Obrót SA, Energetyczne Centrum SA, ENERGA-Obrót SA, PKP Energetyka SA, Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. oraz RWE Polska SA). Pozostałe oferty przygotowane zostały jako oferty alternatywnych sprzedawców. Niewielka ilość ofert zgłaszanych przez sprzedawców do kalkulatora to w znacznym stopniu efekt zatwierdzania taryf dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Skargi zgłaszane przez odbiorców, będących gospodarstwami domowymi

W odniesieniu do skarg zgłaszanych przez odbiorców w gospodarstwach domowych należy zaznaczyć, że w ich strukturze przedmiotowej wyróżniały się: fakturowanie (21%), czyli wszystko to, co wiąże się z wystawieniem rachunku i zawartymi na nim informacjami; różne aspekty zawartej czy też zawieranej umowy z przedsiębiorstwem energetycznym (14%) oraz zagadnienia związane ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej (12%). Łącząc pokrewne zagadnienia jak fakturowanie i cena okazało się, że odbiorców najbardziej interesowały kwestie ekonomiczne. Świadczy to przede wszystkim o trudnościach konsumentów w zrozumieniu poszczególnych elementów, składających się na opłatę za energię elektryczną, występujących na fakturach.

Rysunek 3.10. Problemy odbiorców w 2011 r.



Źródło: URE.

Wszelkie zakłócenia lub ograniczenia konkurencji, łącznie z dostarczaniem wszelkich stosownych informacji właściwym organom ochrony konkurencji

W 2011 r. na rynku zaobserwować można było wzmożoną aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Aktywność ta postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego i wzrostu liczby konsumentów, podejmujących decyzję o zmianie sprzedawcy miała również swoje negatywne aspekty. W 2011 r. do URE docierały bardzo niepokojące sygnały od konsumentów z obszaru całej Polski, dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdziło konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbiorców. Niezależnie od powyższego, wraz ze wzrostem liczby odbiorców decydujących się na zmianę sprzedawcy, na rynku energii elektrycznej zaobserwowano nieprawidłowości, związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy oraz działaniami poszczególnych uczestników rynku.

Aktywni sprzedawcy wykorzystują nowe kanały dotarcia ze swoją ofertą handlową do konsumentów. W tym celu korzystają z usług pośredników czy brokerów, akwizycji bezpośredniej, polegającej na wejściu z ofertą sprzedaży wprost do lokali mieszkalnych konsumentów. Do URE docierały sygnały o możliwości stosowania przez tego typu przedsiębiorstwa nieuczciwych praktyk, polegających m.in. na wprowadzaniu konsumentów w błąd, informowaniu o nieprawdziwych korzyściach, wynikających z podpisania nowej umowy np. możliwości nieregulowania rachunków przez 3 miesiące bez ponoszenia konsekwencji; utrudnianiu klientom kontaktu po uzyskaniu podpisów na umowach sprzedaży. Sygnały te docierają również do Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów, z którymi URE pozostaje w bezpośrednich kontaktach oraz UOKiK. Ofiarami tych nagannych praktyk padają odbiorcy w gospodarstwach domowych (konsumenty), szczególnie ludzie w starszym wieku, rzadziej odbiorcy komercyjni czy instytucjonalni, którzy posiadają przeważnie większą wiedzę i wyższą świadomość. Część nieprawidłowości w zakresie zmiany sprzedawcy dotyczy obszarów związanych ze stosowaniem wzorców umownych czy nieuczciwych praktyk handlowych, na które – z racji braku kompetencji i stosownych narzędzi regulacyjnych – Prezes URE nie ma bezpośredniego wpływu. W 2011 r. odnotowano liczne skargi telefoniczne oraz 30 skarg pisemnych na jednego z alternatywnych sprzedawców w tym zakresie. Z uwagi na fakt, że skargi te mogą dotyczyć naruszenia zbiorowego interesu konsumentów oraz stosowania nieuczciwych praktyk rynkowych zostały przekazane – zgodnie z kompetencjami – do UOKiK.

W 2011 r. Prezes URE opracował dla Prezesa UOKiK materiał analityczny, dotyczący wpływu planowanej koncentracji TAURON Polska Energia SA i GZE SA na stan konkurencji w krajowym systemie elektroenergetycznym. W materiale tym Prezes URE szczegółowo opisał wpływ koncentracji na rynek hurtowy i detaliczny energii elektrycznej w Polsce, przedstawiając jednocześnie negatywne skutki, jak i możliwe do zastosowania środki ograniczające ewentualną siłę rynkową przedsiębiorstwa przy decyzji o wydaniu zgody przez Prezesa UOKiK.

3.2.2.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym zgodności z zasadami przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości kupujących, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 0,23%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tak małej aktywności odbiorców, należy badać jej przejawy w różnych przekrojach, aby dostrzegać pozytywne i negatywne zjawiska oraz definiować bariery. Ważne jest także to, jak korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy zmienia się w czasie, geograficznie i czy wszyscy odbiorcy, z różnych grup taryfowych zachowują się podobnie, czy też nie. I tak, sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 3.4.

W 2011 r. monitoringiem objętych zostało 64 OSD, sześciu powstałych w wyniku *unbundlingu* oraz 58 tzw. OSD przemysłowych, działających jako przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane, tzn. prowadzące zarazem działalność sieciową, jak i handlową. W grupie OSD objętych monitoringiem zmianę sprzedawcy odnotowano u 11 operatorów.

Tabela 3.4. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2010–2011

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]		Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]	
		2010	2011	2010	2011	2010	2011
1	PGE Dystrybucja SA	1 897	9 708	4 180 807	6 022 428	13,75	19,35
2	ENERGA-OPERATOR SA	1 353	9 466	2 130 397	2 796 369	11,03	14,26
3	TAURON Dystrybucja SA	4 041	11 519	10 069 075	12 731 255	58,90	37,72
4	ENEA Operator Sp. z o.o.	751	3 727	2 806 482	4 481 261	16,52	26,20
5	Vattenfall Distribution Poland SA	457	1 158	4 644 573	5 495 842	42,15	48,43
6	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	421	2 168	838 675	1 451 380	11,89	19,98
7	PKP Energetyka SA	30	80	24 837	44 910	0,75	4,58
8	Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	1	65	662	43 054	0,41	20,26
9	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	0	18	0	146 627	0,00	100,00
10	ENESTA Sp. z o.o.	0	4	0	89 006	0,00	23,90
11	Anwil SA	0	1	0	115 852	0,00	68,99
Razem		8 951	37 914	24 695 508	33 417 982	20,13	26,81

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Poniższa tabela zawiera dane obrazujące, jak kształtowała się sytuacja wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela 3.5. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców komercyjnych i w gospodarstwach domowych (2011 r.)

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	
		A, B, C	G	A, B, C	G
1	PGE Dystrybucja SA	4 965	4 743	6 018 220	4 208
2	ENERGA-OPERATOR SA	4 600	4 866	2 782 623	13 745
3	TAURON Dystrybucja SA	8 085	3 434	12 724 467	6 788
4	ENEA Operator Sp. z o.o.	2 893	834	4 479 209	2 052
5	Vattenfall Distribution Poland SA	676	482	5 492 125	3717
6	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	1 044	1 124	1 445 333	6 047
7	PKP Energetyka SA	80	0	44 910	0
8	Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	65	0	43 054	0
9	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	18	0	146 627	0
10	ENESTA Sp. z o.o.	4	0	89 006	0
11	Anwil SA	1	0	115 852	0
Razem		22 431	15 483	33 381 425	36 557

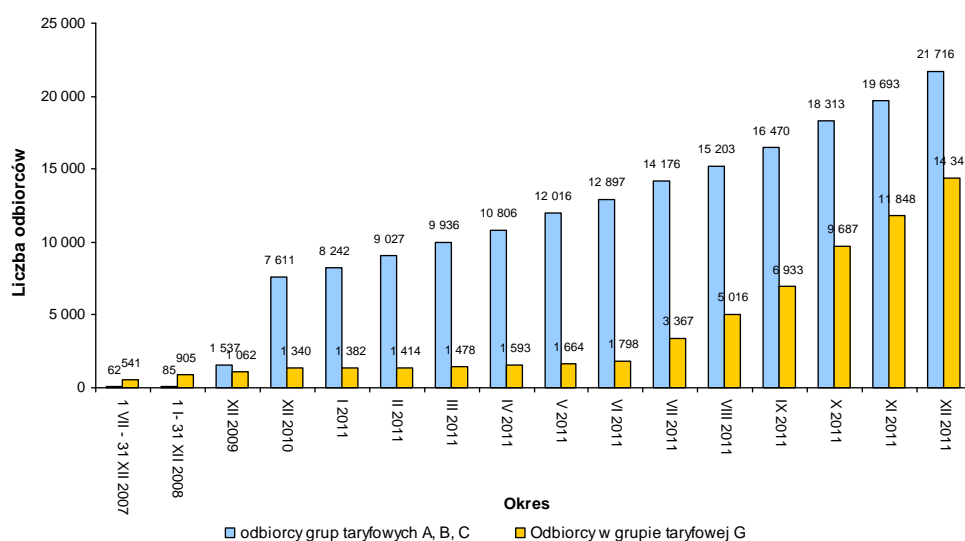
* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2011 r. zaobserwowano prawie trzykrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Zarazem jednak wzrost ten był niższy niż w 2010 r., co może świadczyć o tym, że w aktualnie dość stabilnej sytuacji rynkowej ten segment rynku osiąga pewien poziom nasycenia.

Interesująca jest natomiast sytuacja w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych, gdzie w 2011 r. zaobserwowano ponad dziesięciokrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Obserwujemy zatem znaczące tempo zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych, na co wpływ mogła mieć przeprowadzona w latach 2010–2011 przez URE kampania edukacyjno-informacyjna pod roboczym tytułem „I Ty możesz zmienić sprzedawcę prądu”, skierowana głównie do segmentu gospodarstw domowych. Drugim czynnikiem wpływającym na stan rzeczy było zwiększenie aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną. W 2011 r. na rynku zaobserwować można było także wzmożoną aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 0,23%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2010 r. nastąpił znaczący wzrost (w 2010 r. poziom ten wyniósł 0,05%).

Rysunek 3.11. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy, lata 2007–2011



Źródło: URE.

Korzystanie z prawa TPA było w kraju nierównomierne, co pokazują dane od poszczególnych operatorów (tab. 3.5.). Największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja SA. Natomiast wśród gospodarstw domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENERGA-OPERATOR SA. W 2011 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja SA. Natomiast w ujęciu procentowym największy udział energii dostarczonej do odbiorców korzystających z prawa wyboru w stosunku do całości dostaw odnotowano w Vattenfall Distribution Poland SA, i było to 48,43%. Fakt ten spowodowany jest bardzo dużym udziałem dużych odbiorców przemysłowych w ogólnej liczbie odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD. Warto odnotować także fakt, że w grudniu 2011 r. firma TAURON Polska Energia SA, właściciel TAURON Dystrybucja SA, stał się właścicielem Vattenfall Distribution Poland SA. Aktualnie firma ta działa pod nazwą TAURON Dystrybucja GZE SA, ale należy się spodziewać włączenia jej w struktury TAURON Dystrybucja SA.

Rysunek 3.12. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Liczba odbiorców TPA na terenach 6 OSD

I. Odbiorcy w grupie taryfowej G
II. Odbiorcy w grupach taryfowych A, B, C

Źródło: URE.

W 2011 r. ilość energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej wyniosła 2 228,8 GWh. Wszyscy odbiorcy nabywają przy tym energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2011 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową) wyniosła 35 607,5 GWh, tj. 28,6% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Przy czym, jako odbiorców z grup A, B i C (odbiorcy instytucjonalni) należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla tych odbiorców ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Monitorowanie występowania restrykcyjnych praktyk umownych oraz powiadamianie o takich praktykach krajowe organy ochrony konkurencji

W 2011 r. wraz ze wzmożoną aktywnością sprzedawców, pojawiły się w obrocie prawnym umowy, których niektóre zapisy noszą cechy klauzul abuzywnych. Jedno z przedsiębiorstw, kierujące oferty do odbiorców w gospodarstwach domowych we wzorcu umownym stosowało zapisy, iż w razie przekroczenia terminu uregulowania należności za usługi, spółka może obciążyć konsumenta dodatkowymi opłatami, ponadto konsument nie otrzymywał formularza oświadczenia o odstąpieniu od umowy. Zgodnie z prawem konsumenci, którzy zawierają umowę dotyczącą dostarczania energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorcy mają prawo do odstąpienia od niej w ciągu 10 dni. Przekazywane do UOKiK, m.in. przez Prezesa URE, sygnały oraz skargi od odbiorców przyczyniły się do wszczęcia w kwietniu 2012 r. postępowania wobec przedsiębiorcy w sprawie stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, dotyczącego treści zawieranych z konsumentami umów sprzedaży (niedozwolone postanowienia umowne).

W odniesieniu do praktyk związanych ze stosowaniem klauzul wyłączności w odniesieniu do dużych odbiorców należy stwierdzić, iż w 2011 r. w URE nie odnotowano takich spraw.

3.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw

W związku z utrzymywaniem regulacji taryf dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, ceny i stawki opłat dla tej grupy odbiorców w dalszym ciągu są zatwierdzane przez Prezesa URE na okres 1 roku.

3.2.4. Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku

W maju 2011 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie o wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorcy EnergiaPro SA, w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na możliwość naruszenia zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie Systemu Dystrybucyjnego i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego Prezes URE wydał w sierpniu 2011 r. decyzję, w której orzekł, że przedsiębiorstwo EnergiaPro SA bez wątplenia naruszyło przepisy. Ze względu na fakt, że opóźnienie realizacji procedury zmiany sprzedawcy nie wpłynęło w istotny sposób na funkcjonowanie odbiorcy, uznano, iż stopień szkodliwości popełnionego czynu był znikomy, a przypadek realizacji procedury zmiany sprzedawcy był jedynym przypadkiem zakończenia procedury zmiany sprzedawcy po terminie. Prezes URE odstąpił od wymierzenia przedsiębiorstwu kary pieniężnej.

W grudniu 2011 r. zostało zakończone postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie w związku z naruszeniem zapisu punktu B.2.3 IRiESD – Bilansowanie. Prezes URE wydał w grudniu 2011 r. decyzję, w której orzekł, że przedsiębiorstwo PGE Dystrybucja SA naruszyło wynikający z IRiESD obowiązek informowania stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w określonym terminie o braku możliwości realizacji tej umowy z jednoczesnym wskazaniem przyczyn odrzucenia powiadomień. Postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, w której orzeczono karę pieniężną.

W 2011 r. do Prezesa URE wpływały pisma z wnioskami o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE podjął działania mające na celu wyjaśnienie sytuacji, które w większości przypadków doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

W połowie lutego 2011 r. do URE wpłynęła skarga sprzedawcy energii na działania przedsiębiorstwa sieciowego, które wg skarżącego utrudniając realizację procedury zmiany sprzedawcy uniemożliwiało mu wdrożenie w życie umowy sprzedaży zawartej z odbiorcą energii przyłączonym do sieci. W trakcie postępowania wyjaśniającego ustalono, że ograniczenie skutkujące utrudnieniem realizacji prawa odbiorcy do zmiany sprzedawcy znajduje się po stronie OSD przyłączonego do sieci najwyższych napięć. Operator ten argumentował, że nie może podpisać z przedsiębiorstwem sieciowym umowy o współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym ze względu na fakt, że przedsiębiorstwo nie posiada formalnie statusu operatora syste-

mu dystrybucyjnego. Brak tej umowy skutkował brakiem możliwości przesłania danych pomiarowych odbiorcy, który chciał zmienić sprzedawcę na rynek bilansujący, co było przyczyną wstrzymania procesu zmiany sprzedawcy. W toku prowadzonego postępowania doprowadzono do zawarcia ww. umowy pomiędzy OSD przyłączonym do sieci przesyłowej a przedsiębiorstwem sieciowym. Umowa weszła w życie na początku września 2011 r. Wraz z zawarciem tej umowy zniknęły wszelkie przeszkody formalno-prawne, które mogłyby uniemożliwić realizację procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorcę energii elektrycznej przyłączonego do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwa sieciowego. O fakcie tym skarżący sprzedawca energii został poinformowany pismem w październiku 2011 r.

Ponadto, od listopada 2011 r. prowadzone jest postępowanie wyjaśniające w związku z wpływaniem do URE pisma innego sprzedawcy energii. Pismo dotyczy odmowy zawarcia Generalnej Umowy Dystrybucyjnej (GUD) przez przedsiębiorstwo sieciowe, co uniemożliwia realizację umowy sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy Sprzedawcą a URD (Uczestnikiem Rynku Detalicznego), którego obiekt przyłączony jest do sieci elektroenergetycznej OSD. W wyniku zawarcia ugody między odbiorcą a przedsiębiorstwem sieciowym doszło do uzgodnienia warunków mających na celu realizację procedury zmiany sprzedawcy.

W 2011 r. wiele interwencji regulatora dotyczyło problemów przy zmianie sprzedawcy przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tzw. energetyki przemysłowej. Przykładem takich działań mogą być kwestie problemowe, jakie w maju 2011 r. napotkał sprzedawca energii przy zawieraniu umowy o świadczenie usług dystrybucji z przedsiębiorstwem sieciowym. Sprzedawca zamierzał podjąć działalność polegającą na oferowaniu i sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, natomiast przedsiębiorstwo sieciowe utrzymywało, iż przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji energii elektrycznej nie posiadające statusu operatora systemu dystrybucyjnego nie ma możliwości realizacji uprawnienia dla odbiorców przyłączonych do jego sieci do zmiany sprzedawcy. Regulator podjął działania zmierzające do polubownego rozwiązania tej sprawy. Zgodnie z prawem (art. 4 ust. 2 u-Pe) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii. Po interwencji regulatora przedsiębiorstwo sieciowe podjęło działania w celu wywiązania się ze swoich obowiązków ustawowych i umożliwienia zmiany sprzedawcy odbiorcom przyłączonym do jego sieci dystrybucyjnej.

W ramach przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz promowania konkurencji Prezes URE współpracuje z właściwymi organami takimi jak Prezes UOKiK. W szczególności do zadań Prezesa UOKiK należy kształtowanie polityki antymonopolowej oraz polityki ochrony konsumentów. Kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji dotyczą przede wszystkim prowadzenia postępowań antymonopolowych w sprawach praktyk ograniczających konkurencję – nadużywania pozycji dominującej na rynku oraz niedozwolonych porozumień (karteli). Mogą się one zakończyć nakazem zaniechania kwestionowanych działań oraz nałożeniem kary pieniężnej. Prezesowi UOKiK przysługuje także prawo kontroli koncentracji, w celu niedopuszczenia do sytuacji, w której w wyniku łączenia się przedsiębiorców powstanie podmiot dominujący na rynku.

Prezes URE jest natomiast centralnym organem administracji rządowej do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką państwa w zakresie energetyki tzn. warunkami ekonomicznymi funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, koncepcją funkcjonowania rynku oraz wymaganiami wynikającymi z obowiązku dostosowania prawa polskiego do prawa UE. Działania podejmowane przez niezależny organ regulacyjny skierowane są na wypełnienie celu wytyczonego przez ustawodawcę, a zmierzającego do tworzenia warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹⁴⁾, w 2011 r. Prezes URE przekazał do UOKiK wiele pism od odbiorców z gospodarstw domowych, którzy skarżyli się na działania jednego ze sprzedawców w związku ze zmianą sprzedawcy – odbiorcy podpisywali niekorzystne dla siebie umowy. Umowy te na ogół łączą się z obowiązkowym ubezpieczeniem medycznym,

¹⁴⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.

o czym odbiorcy nie byli poinformowani przy podpisywaniu umów. Wskazane czyny mogą stanowić praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwe praktyki rynkowe lub czyny nieuczciwej konkurencji, zatem kompetentnym organem w tym zakresie jest właśnie Prezes UOKiK.

W styczniu 2011 r. Prezes URE przedstawił Prezesowi UOKiK szczegółowe informacje na temat wykonania zadań wyszczególnionych w Polityce Konkurencji 2008–2011 oraz działań planowanych na lata 2011–2013, prezentując przede wszystkim działania konieczne do podjęcia w celu implementacji do rozwiązań krajowych regulacji wynikających z III pakietu energetycznego.

W marcu 2011 r. Prezes URE zgłosił uwagi do projektu dokumentu „Polityka konkurencji na lata 2011–2013”, przyjmując jednocześnie przedstawiony projekt dokumentu z zadowoleniem, jako zbieżny z oceną działań koniecznych do podjęcia dla zwiększenia konkurencyjności.

W 2011 r. Prezes URE kontynuował współpracę z Prezesem UOKiK w zakresie wniosku PGE SA o wyrażenie zgody na koncentrację, polegającą na przejęciu przez PGE kontroli nad Energa SA. Prezes URE przygotował materiał analityczny, w którym zaprezentowane zostały argumenty przeciwko wydaniu zgody na koncentrację. W analizie Prezes URE nakreślił negatywne skutki ewentualnej zgody na koncentrację takie jak: zahamowanie rozwoju rynku detalicznego, spadek liczby ofert oraz znaczne wzrosty cen energii dla gospodarstw domowych, w przypadku podjęcia decyzji o ich uwolnieniu. Wnioski wynikające z przygotowanej przez Prezesa URE analizy zostały uwzględnione przy wydawaniu decyzji Prezesa UOKiK zakazującej koncentracji.

W październiku 2011 r., na prośbę Prezesa UOKiK, Prezes URE przygotował materiał analityczny przedstawiający opinię dotyczącą wpływu planowanej koncentracji TAURON Polska Energia SA i GZE SA na stan konkurencji w krajowym systemie elektroenergetycznym. W materiale tym Prezes URE szczegółowo opisał wpływ koncentracji na rynek hurtowy i detaliczny energii elektrycznej w Polsce, przedstawiając jednocześnie negatywne skutki, jak i możliwe do zastosowania środki ograniczające ewentualną siłę rynkową przedsiębiorstwa przy decyzji o wydaniu zgody przez Prezesa UOKiK.

Dodatkowo, w 2011 r. w ramach swoich kompetencji Prezes UOKiK podejmował szereg postępowań w sprawach koncentracji i praktyk ograniczających konkurencję. Działania te zostały opisane poniżej¹⁵⁾.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję

1. W dniu 30 grudnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Gdańsku wydała, po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, decyzję (nr RGD-36/2011), w której uznała za ograniczającą konkurencję i naruszającą zakaz, o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów praktykę, polegającą na nadużywaniu przez ENERGA-Operator SA z siedzibą w Gdańsku pozycji dominującej na lokalnym rynku infrastruktury oświetleniowej, służącej do oświetlania ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie Gminy Bytów, poprzez ograniczanie Gminie Bytów swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej dostarczanej do urządzeń oświetleniowych, będących własnością ENERGA-Operator SA, wykorzystywanych na potrzeby oświetlania miejsc publicznych. W ww. decyzji stwierdzono zaniechanie stosowania praktyki z dniem 1 stycznia 2011 r. Decyzja nie jest prawomocna – w danej sprawie toczy się postępowanie odwoławcze;
2. W dniu 21 września 2011 r. Delegatura UOKiK w Łodzi wydała, po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, decyzję (nr RŁO 27/2011), w której Prezes UOKiK uznał za ograniczającą konkurencję i naruszającą zakaz, o którym mowa w art. 9 ust. 2 pkt 6 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów praktykę polegającą na nadużywaniu przez PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie, w zakresie działalności PGE Dystrybucja SA Oddziału Skarżysko-Kamienna, pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej na obszarze województwa świętokrzyskiego oraz części województwa: mazowieckiego, małopolskiego i łódzkiego, poprzez narzucanie w umowach o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w układzie zasilania trójfazowym minimalnej wartości mocy przyłączeniowej 6 kW, pomimo istnienia warunków technicznych i prawnych dla przyłączy o mocach niższych, co stanowiło przejaw narzucania przez przedsiębiorcę uciążliwych warunków umów przynoszących mu nieuzasadnione korzyści. Decyzja nie jest prawomocna – w danej sprawie toczy się postępowanie odwoławcze;
3. W dniu 21 czerwca 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu wydała, po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, decyzję (nr RPZ-8/2011) umarzającą postępowanie w sprawie o podejrze-

¹⁵⁾ Fragment opracowany na podstawie informacji z UOKiK.

nie naruszenia przez ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, tj. nadużywania pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej poprzez przeciwdziałanie rozwojowi konkurencji, polegające na utrudnianiu odbiorcom korzystania z prawa wyboru sprzedawcy energii elektrycznej w wyniku obciążania w umowach dystrybucji energii elektrycznej (zawieranych w związku z zamiarem skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy) odbiorców zasilanych liniami kablowymi lub napowietrznymi, niebędącymi własnością ENEA Operator Sp. z o.o. dodatkowymi lub zwiększonymi kosztami z tytułu poniesionych strat sieciowych na tych liniach w sytuacji, gdy dotychczasowa umowa nie przewidywała takiego obciążenia lub przewidywała je w mniejszym rozmiarze, a jednocześnie nie wystąpiły techniczne zmiany warunków dostarczania energii elektrycznej, które uzasadniałyby zmianę w powyższym zakresie;

4. W dniu 26 sierpnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu wydała, po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, decyzję (nr RPZ-16/2011) umarzającą postępowanie w sprawie podejrzenia naruszenia przez ENEA SA z siedzibą w Poznaniu art. 9 ust. 1 i 2 pkt 6 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, tj. nadużywania pozycji dominującej na regionalnym rynku świadczenia usługi oświetlenia dróg i miejsc publicznych obejmującym teren zachodniej i północno-zachodniej części Polski (tj. województwa lub ich części: wielkopolskiego, lubuskiego, zachodniopomorskiego, kujawsko-pomorskiego), polegające na narzucaniu gminom będącym odbiorcami ww. usług uciążliwych warunków przynoszących nieuzasadnione korzyści w umowach na wykonanie usług konserwacji oświetlenia dróg i miejsc publicznych na urządzeniach stanowiących własność ENEA SA poprzez narzucanie obowiązku ponoszenia kosztów prac niezwiązanych z budową i utrzymaniem punktów świetlnych;
5. W dniu 28 grudnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wydała, po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, decyzję (nr RWA-26/2011) stwierdzającą, że RWE Polska SA z siedzibą w Warszawie nadużywa pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej na terenie sieci elektroenergetycznej RWE Polska SA, poprzez wyłączenie możliwości tworzenia przez inne przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną zbiorczych grafików dla odbiorców korzystających z zasady TPA przy jednoczesnym zbiorczym rozliczaniu RWE Polska SA w relacjach z operatorem systemu przesyłowego. Prezes UOKiK uznał, iż przedmiotowa praktyka przeciwdziałała ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania i rozwoju konkurencji na krajowym rynku obrotu energią elektryczną, a tym samym stanowi naruszenie art. 8 ust. 1 i 2 pkt 5 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów oraz umożliwia osiągnięcie przez RWE Polska SA nieuzasadnionych korzyści, co stanowi naruszenie art. 8 ust. 1 i 2 pkt 6 ww. ustawy. W toku przedmiotowego postępowania Prezes UOKiK ustalił, iż wyżej opisana praktyka została przez Spółkę zaniechana w dniu 1 stycznia 2007 r. Decyzja nie jest prawomocna – w sprawie toczy się postępowanie odwoławcze.

Postępowania antymonopolowe w sprawach koncentracji

W 2011 r. Prezes UOKiK przeprowadził postępowania antymonopolowe w sprawach koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej, które zostały zakończone wydaniem następujących decyzji:

1. W dniu 13 stycznia 2011 r. Prezes UOKiK, po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, z wniosku PGE Polskiej Grupy Energetycznej SA z siedzibą w Warszawie (zwanej dalej „PGE”), wydał decyzję (nr DKK-1/2011), którą, na podstawie art. 20 ust. 1 w związku z art. 13 ust. 1 pkt 1 i 2 oraz ust. 2 pkt 2 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, zakazał dokonania koncentracji, polegającej na przejściu przez PGE kontroli nad Energa SA z siedzibą w Gdańsku (zwanej dalej „Energa”). W ocenie organu antymonopolowego planowana koncentracja doprowadziłaby do istotnego ograniczenia konkurencji na szeroko rozumianym rynku energii elektrycznej. Do istotnego ograniczenia konkurencji doszłoby w wyniku powiązań horyzontalnych jakie istnieją pomiędzy uczestnikami koncentracji na krajowym rynku sprzedaży detalicznej energii. PGE osiągnęłaby udział w tym rynku na poziomie, z którym ustawa antymonopolowa wiąże posiadanie pozycji dominującej. Ponadto do istotnego ograniczenia konkurencji doszłoby w wyniku powiązań wertykalnych jakie istnieją pomiędzy uczestnikami koncentracji na krajowym rynku wytwarzania i wprowadzania do obrotu energii elektrycznej, krajowym rynku obrotu hurtowego energią elektryczną oraz krajowym rynku sprzedaży detalicznej energii elektrycznej. Powstała grupa miałaby bowiem największy udział

- zarówno w rynku wytwarzania i wprowadzania do obrotu energii elektrycznej jak i rynku sprzedaży detalicznej;
2. Decyzją z dnia 22 marca 2011 r. (nr DKK-34/11) Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez KI Energy S.à.r.l. z siedzibą w Luksemburgu kontroli nad AEI Poland Investment B.V. z siedzibą w Rotterdamie (Holandia);
 3. Decyzją z dnia 26 maja 2011 r. (nr DKK- 59/11) Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez ENEA SA z siedzibą w Poznaniu kontroli nad Elektrociepłownią Białystok SA z siedzibą w Białymstoku;
 4. Decyzją z dnia 7 grudnia 2011 r. (nr DKK-155/11) Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez Spółkę Energetyczną „Jastrzębie” SA z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju kontroli nad Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej SA z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju;
 5. Decyzją z dnia 30 listopada 2011 r. (nr DKK-149/11) Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez TAURON Polska Energia SA z siedzibą w Katowicach kontroli nad Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym SA z siedzibą w Gliwicach;
 6. Decyzją z dnia 22 listopada 2011 r. (nr DKK-147/11) Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie kontroli nad Vattenfall Heat Poland SA z siedzibą w Warszawie;
 7. Decyzją z dnia 8 marca 2011 r. (nr DKK-30/11) Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Mitsui & Co., Ltd. z siedzibą w Tokio, Japonia, Electric Power Development Co., Ltd. z siedzibą w Tokio, Japonia, oraz EWG Elektrownie Wiatrowe sp. z o.o. – sp. k. z siedzibą w Legnicy wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą EWG Energia sp. z o.o. z siedzibą w Legnicy.

Postępowania wyjaśniające

1. W dniu 30 grudnia 2011 r. Prezes UOKiK zakończył postępowanie wyjaśniające, które zostało wszczęte w dniu 3 sierpnia 2010 r. (sygn. DOK1-400-18/10/MGa) w celu wstępnego ustalenia, czy w związku z działaniami spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie w zakresie procedury przyłączania farm wiatrowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że w związku z działaniami spółki PSE Operator SA doszło do naruszenia przepisów ww. ustawy, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
2. W 2011 r. prowadzone było postępowanie wyjaśniające wszczęte 18 grudnia 2010 r. (sygn. DOK1-400-20/10/MGa), mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku ze świadczeniem usług sprzedaży energii elektrycznej przez spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna SA z siedzibą w Warszawie nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Postępowanie zakończono w dniu 26 marca 2012 r. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
3. W dniu 22 sierpnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Bydgoszczy wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-27/11/JM), mające na celu wstępne ustalenie, czy spółki ENERGA Operator SA z siedzibą w Gdańsku i ENERGA Obrót SA z siedzibą w Gdańsku prowadzące działalność polegającą na dystrybucji i dostawie energii elektrycznej, dopuściły się poprzez nakłanianie klientów spółek Energetyczne Centrum SA i Energia dla Firm Sp. z o.o. do odstąpienia od umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych z tymi przedsiębiorcami w wykonaniu prawa określonego w art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zakończono w dniu 7 marca 2012 r. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
4. W dniu 30 listopada 2011 r. Delegatura UOKiK w Bydgoszczy wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-33/11/JM), mające na celu wstępne ustalenie czy spółki ENERGA Obrót SA z siedzibą w Gdańsku, ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu i ENEA SA z siedzibą w Poznaniu

prowadzące działalność polegającą na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej dopuściły się m.in. poprzez niedozwolone porozumienie i przedłużenie procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej naruszenia ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie;

5. W dniu 27 kwietnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Bydgoszczy wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-13/11/PD), mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku z działaniami spółki ENERGA Operator SA z siedzibą w Gdańsku Oddział w Elblągu, dotyczącymi dostarczania energii elektrycznej i rozliczania należności za jej pobór, nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Postępowanie zakończono w dniu 7 marca 2012 r. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
6. W dniu 24 października 2011 r. Delegatura UOKiK w Gdańsku zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 27 kwietnia 2011 r. (sygn. RGD-400/19/11/IW) w celu wstępnego ustalenia, czy działania podejmowane przez ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. z siedzibą w Sopocie w zakresie ustalania zasad finansowania przez Gminę Miejską Kowal kosztów dostawy energii elektrycznej zużywanej do oświetlenia miejsc publicznych i dróg z wykorzystaniem urządzeń oświetleniowych będących własnością ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o., poprzez ograniczanie Gminie swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej dostarczanej do ww. urządzeń, nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy;
7. W dniu 17 lutego 2011 r. Delegatura UOKiK w Gdańsku wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RGD-400/7/11/IW), mające na celu wstępne ustalenie, czy działania podejmowane przez ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. z siedzibą w Sopocie w zakresie ustalania zasad wyboru dostawcy energii elektrycznej zużywanej do oświetlenia miejsc publicznych i dróg na terenie Gminy Miejskiej Malbork, a także ustalania zasad finansowania przez Gminę Miejską Malbork kosztów utrzymania i konserwacji opraw i urządzeń oświetleniowych służących do oświetlenia ww. miejsc na jej terenie, nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy;
8. W dniu 28 stycznia 2011 r. Delegatura UOKiK w Gdańsku wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RGD-400/3/11/12/IW), mające na celu wstępne ustalenie, czy działania podejmowane przez ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. z siedzibą w Sopocie w zakresie ustalania zasad finansowania przez Miasto i Gminę Prabuty kosztów utrzymania i konserwacji opraw i urządzeń oświetleniowych służących do oświetlenia miejsc publicznych i dróg na terenie ww. gminy, nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy;
9. W dniu 9 sierpnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Katowicach zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 16 marca 2011 r. (sygn. RKT-400-19/11/AW), mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach działalności EnergiaPro z siedzibą we Wrocławiu oraz ENION SA z siedzibą w Krakowie polegającej na świadczeniu usług oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało wszczęte w związku z zawiadomieniem 22 Gmin Śląska Opolskiego o podejrzeniu stosowania praktyk ograniczających konkurencję przez EnergiaPro S.A. oraz ENION S.A. polegających na narzucaniu uciążliwych warunków umów w sprawie eksploatacji i konserwacji opraw oświetlenia ulicznego przynoszących ww. przedsiębiorstwom energetycznym nieuzasadnione korzyści, w efekcie prób nakładania na 22 Gminy obowiązku ponoszenia kosztów usuwania niesprawności instalacji oświetlenia ulicznego niezwiązanych z awariami punktów świetlnych. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
10. W dniu 19 maja 2011 r. Delegatura UOKiK w Katowicach zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 24 lutego 2011 r. (sygn. RKT-400-13/11/AW) mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach działalności Elektrociepłowni EC Nowa Sp. z o.o. z siedzibą w Dąbrowie Górniczej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego. Przedmiotowe postępowanie zostało wszczęte w związku ze skargą Benteler Distribution Poland SA z siedzibą w Dąbrowie Górniczej na zachowanie Elektrociepłowni EC Nowa Sp. z o.o. dotyczącą wprowadzenia przez Elektrociepłownię opłaty za moc zamówioną, która do tej pory nie była pobierana od odbiorców energii elektrycznej. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postę-

- powania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
11. W dniu 14 lipca 2011 r. Delegatura UOKiK w Łodzi zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 28 października 2011 r. (sygn. RŁU-400-22/11/AK) w celu wstępnego ustalenia czy działania PGE Dystrybucja SA w Lublinie Oddział Łódź-Teren na rynku energii elektrycznej, polegające na narzucaniu uciążliwych warunków umów przynoszących nieuzasadnione korzyści, poprzez nakładanie obowiązku zrzeczenia się praw do odpłatnego udostępniania gruntu pod budowę sieci energetycznej uzasadniają wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
 12. W 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu prowadziła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 18 sierpnia 2010 r. (sygn. RPZ-400-00035/10/ŁD) w sprawie działań spółki ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu podejmowanych w związku z rozpatrywaniem wniosków o przyłączanie farm wiatrowych. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
 13. W dniu 23 maja 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RPZ-400-28/11/ŁD/DW) w sprawie przyjętych przez przedsiębiorstwa energetyczne należące do grupy kapitałowej ENEA zasad dotyczących zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Postępowanie zakończono w dniu 13 lutego 2012 r. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
 14. W dniu 22 lipca 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 25 maja 2011 r. (sygn. RPZ-400-29/11/ŁD) w sprawie odmowy przez ENEA Operator Sp. z o.o. niektórym jednostkom samorządu terytorialnego zmiany grupy taryfowej na C110. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
 15. W dniu 12 października 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RPZ-400-42/11/MT), mające na celu wstępne ustalenie, czy doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów poprzez narzucanie odbiorcom energii elektrycznej przez ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, obowiązku dostosowania urządzeń elektroenergetycznych do zmienionych warunków funkcjonowania sieci elektroenergetycznej, polegającego na wymaganiu od podmiotów przyłączonych do sieci wystąpienia o wydanie nowych warunków przyłączenia do sieci i realizacji tego obowiązku, co mogło uzasadniać wszczęcie postępowania antymonopolowego. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
 16. W dniu 22 listopada 2011 r. Delegatura UOKiK w Lublinie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RLU-400-25/11/RD) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Obrót SA z siedzibą w Rzeszowie, w zakresie wystawiania rachunków za dostawę energii elektrycznej dla indywidualnych odbiorców, stanowią praktykę ograniczającą konkurencję. Postępowanie zakończono w dniu 15 marca 2012 r. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
 17. W 2011 r. Delegatura UOKiK w Lublinie prowadziła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 29 października 2010 r. (sygn. RLU-400-29/10/IM) w sprawie wstępnego ustalenia czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie w zakresie zasad zmiany sprzedawcy energii stanowią praktykę ograniczającą konkurencję. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
 18. W dniu 18 października 2011 r. Delegatura UOKiK w Lublinie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RLU-400-22/11/IM) w sprawie wstępnego ustalenia czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie w zakresie zasad zmiany sprzedawcy energii stanowią praktykę ograniczającą konkurencję. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
 19. W dniu 25 lutego 2011 r. Delegatura UOKiK w Lublinie zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte 1 lipca 2010 r. (sygn. RLU-400-19/10/PM), mające na celu ustalenie, czy poprzez działania PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o. polegające na wystawianiu faktury, w której przedsiębiorca nalicza opłaty zarówno za wyłączenie stacji transformatorowych, jak i poszczególnych obwodów, pobierając tym samym podwójną opłatę za tożsame działania, nie nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ra-

mach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałyby wszczęcie postępowania antymonopolowego;

20. W dniu 20 grudnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Lublinie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RLU-400-28/11/MW) w sprawie ustalenia zasad dokonywania przez PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie uzgodnienia z inwestorami inwestycji budowlanych projektowanych sieci uzbrojenia terenu oraz opłat pobieranych za te uzgodnienia;
21. W dniu 14 czerwca 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-11/11/AT), mające na celu wstępne ustalenie, czy procedury stosowane przez PGE Dystrybucja SA w zakresie prowadzenia eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
22. W dniu 10 sierpnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-18/11/AT), mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez PGE Dystrybucja SA wzorce umowne, a także procedury dotyczące przyłączania poszczególnych grup podmiotów do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej (zarówno wytwórców energii w farmach wiatrowych, jak i odbiorców indywidualnych), nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Ponadto przedmiotem postępowania jest wyjaśnienie, czy w powyższym zakresie PGE Dystrybucja SA realizuje obowiązek równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
23. W dniu 9 listopada 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-23/11/AT), mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez PGE Obrót SA wzorce umowne dotyczące świadczenia przez Spółkę usług kompleksowych obejmujących sprzedaż oraz zapewnienie świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego dla klientów indywidualnych, a także procedura stosowana przez PGE Obrót SA, nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
24. W dniu 15 września 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-20/11/AT), mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez RWE Stoen Operator Sp. z o.o. wzorce umowne dotyczące przyłączenia poszczególnych grup podmiotów do sieci elektroenergetycznej, w przedmiocie określania przez Spółkę: i) terminu i sposobu uiszczania przez podmioty ubiegające się o przyłączenie opłaty przyłączeniowej oraz konsekwencji związanych z opóźnieniem w jej zapłacie; ii) terminu przyłączenia (terminu realizacji umowy) i jego zmiany w trakcie trwania umowy oraz iii) odpowiedzialności za nieterminową realizację umów przyłączeniowych, nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
25. W dniu 11 marca 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-8/11/AT), mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez RWE Polska SA procedury m.in. w zakresie: i) dokonywania odczytów rozliczeniowych wskazań liczników i innych urządzeń układu pomiarowo – rozliczeniowego; ii) sposobu obliczania wysokości prognoz zużycia energii elektrycznej dla klientów indywidualnych za kolejne okresy rozliczeniowe; iii) rozliczania nadpłat wynikających z korekty rozliczeń, nie stanowią nadużycia pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie.

3.3. Ochrona konsumentów

Pomoc w zapewnieniu, przy udziale innych właściwych organów, skutecznych i egzekwowanych środków ochrony konsumenta

W związku z upływem 3 marca 2011 r. terminu implementacji do ustawodawstwa krajowego dyrektyw zawartych w III pakiecie energetycznym, w tym środków ochrony konsumenta, przepisy, które nie zostały implementowane, ale mają charakter techniczny, precyzyjny i bezwarunkowy stosuje się bezpośrednio. Przykładem takich przepisów jest prawo konsumenta do zmiany sprzedawcy w terminie 3 tygodni od dnia zgłoszenia zmiany, czy też prawo konsumenta do otrzymania ostatecznego rozliczenia z dotychczasowym sprzedawcą do 6 tygodni od dnia zmiany sprzedawcy.

Prawo konsumentów do umów gwarantujących uczciwe i znane z góry warunki dotyczące przyznawania rekompensat i zwrotu opłat, realizacja prawa konsumenta do składania skarg i rozstrzygania sporów

Zgodnie z zapisami u-Pe, przedsiębiorstwa energetyczne są odpowiedzialne za zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej, pewności zasilania oraz odpowiedniej jakości dostarczanej energii elektrycznej.

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrola ta winna mieć na celu ochronę odbiorców przed skutkami dostarczania przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej o nieodpowiednich parametrach, bądź skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach standardów obsługi odbiorców.

Jednak w praktyce, w Polsce nie istnieje system umożliwiający regulatorowi prowadzenie – w sposób skuteczny – nadzoru dotrzymywania standardów i parametrów jakościowych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem art. 23 ust. 2 pkt 10 u-Pe kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, a więc ewentualna interwencja Prezesa URE następuje po otrzymaniu sygnału od odbiorcy. Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również – pośrednio – w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo, przedkładając taryfę do zatwierdzenia gwarantuje realizację dostaw energii przy uwzględnieniu parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w rozporządzeniu. Jednocześnie, w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy informujące odbiorców o przysługujących im bonifikatach w przypadku niedotrzymania standardów. Prezes URE, egzekwując powyższe w postępowaniu taryfowym, zapewnia więc wyposażenie odbiorców w narzędzia niezbędne do dochodzenia racji w przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo parametrów jakościowych dostaw energii lub obsługi handlowej.

Prawo konsumentów do otrzymywania informacji o stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne cenach i stawkach opłat, a w przypadku ich zmiany – dostęp do przejrzystej i zrozumiałej informacji

Zgodnie z przepisami u-Pe (art. 4j ust. 5) sprzedawcy energii elektrycznej, dokonujący sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz do udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o aktualnych cenach sprzedaży energii oraz warunkach ich stosowania.

W przypadku zmiany stawek opłat dystrybucyjnych dla wszystkich odbiorców końcowych, a w przypadku gospodarstw domowych także cen energii (ceny podlegają taryfikacji), przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do powiadamiania odbiorców o planowanych zmianach. Taryfa jest częścią umowy pomiędzy odbiorcą energii a jej dostawcą, zatwierdzaną przez Prezesa URE. Procedura zmiany taryfy określona jest m.in. w art. 47 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. nr 89, poz. 625, z późn. zm.). Z przepisu tego wynika, że nie można dowolnie zmieniać taryfy. Po zatwierdzeniu przez Prezesa URE jest ona ogłaszana w biuletynie URE i dopiero wtedy przedsiębiorstwo energetyczne może ją wprowadzić. Nowa taryfa nie może zacząć obowiązywać wcześniej niż przed upływem 14 dni i nie później niż w ciągu 45 dni od daty jej publikacji. O zmianie taryfy przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek powiadomić odbiorców. Odbiorcy nie muszą się godzić na nowe warunki umowne określone w taryfie (najczęściej chodzi o podwyżki cen energii), zgodnie z art. 3841 Kodeksu cywilnego mogą wypowiedzieć umowę. Jeśli tego nie zrobią uznaje się, że są związani warunkami określonymi w nowej taryfie. Podobna zasada obowiązuje, gdy przedsiębiorstwo energetyczne zmienia wzorzec umowy albo regulamin świadczenia usług – wtedy także należy powiadomić odbiorcę, a jeśli nie zrezygnuje on z umowy w najbliższym możliwym terminie wypowiedzenia, przyjmuje się, że zaakceptował proponowane zmiany.

Prawo konsumentów do wyboru metod płatności. Stosowanie przez przedsiębiorstwa metod zapewniających szacunki maksymalnie zbliżone do prawdopodobnego zużycia (w przypadku rozliczeń opartych o prognozy)

Wprawdzie nie funkcjonują regulacje prawne w odniesieniu do wyboru metod płatności, jednakże umożliwienie odbiorcom wnoszenia opłat w różnych formach było przedmiotem rekomendacji Prezesa URE, skierowanych do przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego (zbiór Dobrych Praktyk). W praktyce odbiorca ma prawo do wyboru metod płatności w formie polecenia zapłaty, przelewu bankowego (w tym przez internet), płatności w placówkach pocztowych oraz innych wyznaczonych miejscach (np. wybrane sieci sklepów), a także możliwość opłacania faktur gotówką w punktach obsługi odbiorców przedsiębiorstw energetycznych.

Kwestie związane ze stosowaniem rozliczeń opartych o prognozy regulowane są przepisami rozporządzenia taryfowego:

- okres rozliczeniowy dla grup przyłączeniowych I-IV nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej (odbiorcy w gospodarstwach domowych) nie może być dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową są skorelowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców,
- jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, ustalonego na podstawie zużycia wyznaczonego w oparciu o rzeczywiste odczyty urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, dokonane w analogicznym okresie poprzedniego roku kalendarzowego, przy czym odbiorca może zgłosić zastrzeżenia do wyliczenia prognozowanych opłat, jeżeli przewiduje istotne zmiany w poborze energii elektrycznej.

Prawo konsumentów do korzystania z przejrzystych, prostych i niedrogich procedur rozpatrywania skarg i rozstrzyganie sporów, z wykorzystaniem systemu pozasądowego. Instytucja rzecznika odbiorców jako wsparcie dla odbiorców oraz alternatywny mechanizm rozpatrywania sporów

Od kwietnia 2010 r. funkcjonuje Sąd Arbitrażowy ds. Energetyki przy Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii w Warszawie. Pod rozstrzygnięcie Sądu Arbitrażowego ds. Energetyki poddawane mogą być spory o prawa majątkowe, związane z działalnością przedsiębiorstwa energetycznego, w tym w szczególności wynikające lub powstające w związku z umowami przyłączeniowymi; umowami sprzedaży gazu, energii cieplnej i elektrycznej; warunkami dostawy gazu, energii cieplnej i elektrycznej; parametrami jakościowymi dostarczanego gazu, energii cieplnej i elektrycznej; opomiarowaniem dostarczanego i pobieranego gazu, energii cieplnej oraz elektrycznej; budową odnawialnych źródeł energii; lokalizacją i eksploatacją infrastruktury wytwórczej i przesyłowej; własnością infrastruktury energetycznej z lat 1960–1970; limitami emisji CO₂, SO₂ i NO₂; dostępem osób trzecich do sieci przesyłowej i rozdzielczej; przerwami w dostawach energii oraz odpowiedzialnością za ich powstanie i skutki. W postępowaniu przed Sądem strony mogą być reprezentowane przez pełnomocnika. W każdym momencie postępowania strony mogą zawrzeć ugodę. Na wniosek stron Sąd Arbitrażowy nadaje ugodzie formę wyroku. Rozstrzygając sprawę Sąd Arbitrażowy wydaje wyrok na piśmie, który jest ostateczny i wiążący dla stron. Wyrok jest doręczany stronom po uiszczeniu wszystkich kosztów postępowania i wiąże każdą ze stron z chwilą doręczenia. Termin wydania wyroku wynosi 30 dni liczonych od dnia zamknięcia rozprawy. Z postępowania przed Sądem Arbitrażowym teoretycznie mogą korzystać wszyscy odbiorcy energii, włączając gospodarstwa domowe (konsumentów), jednakże opłaty administracyjne ustalone w taryfikatorze stanowią barierę dla drobnych konsumentów (opłata administracyjna wynosi: 1 500,00 zł, a w sprawach, w których wartość przedmiotu sporu nie przekracza 15 000,00 zł – 700,00 zł, natomiast opłata arbitrażowa w sprawach, w których wartość przedmiotu sporu nie przekracza 15 000,00 zł wynosi 2 000,00 zł).

W Polsce działają ponadto Miejscy i Powiatowi Rzecznicy Konsumentów (ok. 360), do których mogą zgłaszać się odbiorcy ze skargami w indywidualnych sprawach, w tym sprawach z zakresu energetyki. Do ich kompetencji, oprócz zapewnienia bezpłatnego poradnictwa konsumenckiego i informacji prawnej w zakresie ochrony interesów konsumentów, należy ochrona interesów konsumentów, występowanie do przedsiębiorców w sprawach ochrony praw i interesów konsumentów, współdziałanie z wła-

ściwymi miejscowo delegaturami UOKiK, organami Inspekcji Handlowej oraz organizacjami konsumentckimi, wytaczanie powództwa na rzecz konsumentów oraz wstępowanie, za ich zgodą, do toczącego się postępowania w sprawach o ochronę interesów konsumentów. Rzecznik konsumentów w sprawach o wykroczenia na szkodę konsumentów jest oskarżycielem publicznym w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania w sprawach o wykroczenia, jednak nie ma kompetencji do rozstrzygnięcia sporów.

Odbiorcy w gospodarstwach domowych mają także możliwość skorzystania z sieci konsumenckich sądów polubownych, w których opłaty za zapis nie są wygórowane. Jednak ze względu na skomplikowany charakter wielu spraw z obszaru energetyki konieczne może być powołanie biegłego, za którego pracę płaci strona przegrywająca przed sądem – jest to dodatkowe ryzyko konsumenta, ograniczające liczbę spraw trafiających do sądu polubownego.

Ponadto, zgodnie z art. 8 ust. 1 u-Pe, Prezes URE rozstrzyga w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii to jednak kompetencja ta nie spełnia wymagań właściwych dla określenia jej jako jedną z form alternatywnych metod rozstrzygnięcia sporów. Należy zauważyć, że ww. zakres spraw dotyczy enumeratywnie wskazanych przypadków w zakresie umów i odnosi się tylko i wyłącznie do przyszłych stosunków umownych między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami.

Prezes URE nie ma przy tym kompetencji do rozstrzygnięcia sporów związanych z już zawartymi umowami. Warto przy tym zaznaczyć, że znacząca ilość sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami energetycznymi pojawia się na płaszczyźnie już zawartych umów, gdzie organem właściwym do tego typu rozstrzygnięć jest sąd powszechny. Niezależnie od powyższego warto zwrócić uwagę, że spory z art. 8 rozpatrywane są w reżimie administracyjnym, co nie do końca wpisuje się w alternatywne mechanizmy rozwiązywania sporów. Decyzje Prezesa URE podlegają kontroli Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Prawo odbiorcy do zmiany sprzedawcy w ciągu 3 tygodni i otrzymania końcowego rozliczenia z dotychczasowym sprzedawcą w ciągu 6 tygodni

W związku z upływem okresu transpozycji do prawa krajowego dyrektyw III pakietu ww. regulacje, jako przepisy o charakterze technicznym, precyzyjnym i bezwarunkowym, stosuje się bezpośrednio, pomimo braku implementacji. Operatorzy systemów dystrybucyjnych są zatem zobowiązani do realizacji procedury zmiany sprzedawcy w terminie 3 tygodni od dnia zgłoszenia powiadomienia, a dotychczasowi sprzedawcy są zobowiązani do dokonania rozliczenia z odbiorcą do 6 tygodni od dnia zmiany sprzedawcy.

Prawo odbiorcy do otrzymywania informacji o rzeczywistej wielkości i kosztach zużycia energii z częstością umożliwiającą elastyczne reagowanie na te informacje i dostosowywania wielkości zużycia

Prawo to ma służyć przede wszystkim zwiększeniu świadomości odbiorców w zakresie oszczędności i racjonalizacji zużycia energii, pośrednio przyczyniając się do realizacji wielkich celów polityki unijnej. Podstawowe dwa instrumenty służące realizacji prawa odbiorcy do otrzymywania informacji o rzeczywistym zużyciu i kosztach energii z właściwą częstością to:

a) upowszechnienie inteligentnego opomiarowania (tzw. *smart metering*)

W 2011 r. Prezes URE opracował oraz opublikował na stronie internetowej URE dokument: „Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku”. Przedmiotowy dokument przeznaczony jest dla OSD, OSP oraz sprzedawców energii elektrycznej. Jego celem jest przygotowanie procesu wdrożenia w Polsce systemu zdalnego pomiaru energii elektrycznej w formule „działania na rzecz budowy inteligentnej sieci” (Smart Metering Smart Grid Ready), dedykowanego przede wszystkim od-

biornom rozproszonym w grupach G i C1X (gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa) oraz – o ile może mieć zastosowanie – odbiorcom pozostałych grup, z opcją wykorzystania go przez operatorów i sprzedawców innych mediów a nawet usług nieenergetycznych. System ten jest jednym z fundamentów budowy inteligentnej sieci.

Prezes URE w 2011 r. rozpoczął również prace nad dokumentami powiązаныmi z ww. stanowiskiem. Najbardziej zaawansowanym dokumentem na koniec 2011 r. było opracowanie pt. „Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej”.

Ponadto Prezes URE rozpoczął prace nad aktualizacją metody ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału w zakresie majątku AMI oraz czynnie brał udział w pracach nad projektem nowego prawa energetycznego w odpowiednim zakresie.

b) otrzymywania przejrzystych i zrozumiałych rachunków za energię

Brak przejrzystych i zrozumiałych rachunków dla odbiorców stanowi istotny problem. Jak wynika ze statystyki skarg odbiorców, 21% spraw dotyczyło kwestii związanych z rachunkami i fakturowaniem. Największy problem odbiorców dotyczy zrozumienia pozycji/składników na fakturach, szczególnie w odniesieniu do elementów opłat dystrybucyjnych (kilka rodzajów stawek). Problem dla odbiorców stanowią również prognozowane wartości faktur oraz zasady rozliczeń z tym związane. Na stronie internetowej URE w Poradniku odbiorcy znajdują się szczegółowe wyjaśnienia poszczególnych elementów faktur za energię elektryczną. Ponadto w ramach funkcjonującego w URE punktu informacyjnego dla odbiorców energii elektrycznej i gazu odbiorcy mogą uzyskać szczegółowe informacje w tym zakresie.

Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

W 2011 r. nie istniały w prawodawstwie polskim przepisy zobowiązujące sprzedawców energii elektrycznej do dostarczania odbiorcom informacji o ilości zużytej przez odbiorcę energii elektrycznej.

Jednakże 1 stycznia 2012 r. wprowadzony został do u-Pe art. 5 ust. 6, zgodnie z którym sprzedawcy energii elektrycznej zobowiązani są informować odbiorców o ilości energii elektrycznej zużytej przez tego odbiorcę w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców oraz środkach poprawy efektywności energetycznej.

Obowiązki użyteczności publicznej

Od 1 lipca 2007 r. na rynku energii elektrycznej pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wyłącznie dystrybucją energii elektrycznej, wyodrębnione z czternastu największych spółek zasiedziających zajmujących się dotychczas dystrybucją i obrotem energią. Prezes URE decyzjami administracyjnymi wyznaczył ich operatorami systemów dystrybucyjnych. Aktualnie po dokonaniu procesów konsolidacyjnych ilość OSD wydzielonych prawnie wynosi 6.

W wyniku tych zmian na rynku energii elektrycznej rozpoczęli działalność sprzedawcy będący stroną umów kompleksowych. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu wobec odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Odbiorcy energii posiadają zawarte ze sprzedawcami z urzędu tzw. umowy kompleksowe, które zawierają postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. Sprzedawca z urzędu zobowiązany jest ponadto do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej na zasadach równoprawnego traktowania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Warto podkreślić, że odbiorca w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z umowy kompleksowej z zachowaniem przewidzianego w umowie czasu wypowiedzenia nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu.

Na rynku działają także inni sprzedawcy, z których ok. 200 to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące jednocześnie usługi dystrybucyjne.

Zgodnie z u-Pe sprzedawca z urzędu wybierany jest w drodze przetargu. Do czasu ogłoszenia przetargu funkcję tę pełnią sprzedawcy „zasiedziali”. W 2011 r. nie odbył się żaden przetarg.

Definicja odbiorcy wrażliwego

W Polsce nie funkcjonuje definicja odbiorcy wrażliwego, nie ma również oddzielnego systemu wsparcia dla tego typu odbiorców energii elektrycznej. Odbiorcy, którzy mają problemy z regulowaniem rachunków z powodu ubóstwa mogą być objęci wsparciem z zasiłków pomocy społecznej (decyduje kryterium dochodowe w połączeniu z dysfunkcyjnością rodziny), jednakże otrzymają taką pomoc tylko w przypadku dostępności dodatkowych środków (dostawy energii nie są objęte ochroną w ramach opieki społecznej). Jednocześnie odbiorcy mogą się zwracać o pomoc do przedsiębiorstw energetycznych w celu skorzystania z programów realizowanych w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR).

22 grudnia 2011 r. Ministerstwo Gospodarki zaprezentowało pakiet trzech ustaw, w tym nowe Prawo energetyczne. W projekcie nowej u-Pe przewidziane są rozwiązania prawne mające na celu pomoc tzw. odbiorcom wrażliwym społecznie w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Niezależnie od powyższego warto podkreślić, że Prezes URE w 2011 r. podejmował prace na rzecz odbiorcy wrażliwego społecznie w ramach działalności powołanego w URE Zespołu do Spraw Koordynacji prac nad Odpowiedzialnością Przedsiębiorstw Energetycznych wobec Odbiorcy – „Strefa Odbiorcy w Energetyce”.

3.4. Bezpieczeństwo dostaw

Wdrażanie środków zabezpieczających

Zgodnie z u-Pe, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła określa w Rada Ministrów w drodze rozporządzenia. Jednocześnie Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, może wprowadzić na czas oznaczony, w drodze rozporządzenia, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożenia: bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym, bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpieczeństwa osób lub wystąpienia znacznych strat materialnych.

Prezes URE nie posiada kompetencji do wdrażania środków zabezpieczających, o których mowa w art. 42 dyrektywy 2009/72/WE.

3.4.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

Do zadań Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania¹⁶⁾ energii elektrycznej. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

W ramach tych kompetencji Prezes URE dokonuje oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię i moc szczytową w systemie elektroenergetycznym, a także poziomu niezbędnych rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym. Realizacja tych działań ma charakter *ex post* i dotyczy oceny bezpieczeństwa operacyjnego w systemie elektroenergetycznym w kontekście wykonywania obowiązków przez operatorów systemów elektroenergetycznych i jest przekazywana corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki. Ocena tego bezpieczeństwa została przedstawiona w pkt 3.1.2 niniejszego sprawozdania.

Kompetencje Prezesa URE nie obejmują natomiast wprost opracowywania prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Niemniej zadanie takie jest realizowane na podstawie informacji dotyczących zamierzeń inwestycyjnych przekazywanych Prezesowi URE

¹⁶⁾ Pojęcie dostarczania energii elektrycznej nie jest spójne z definicją dostaw energii elektrycznej w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej jest dokonywana przez Prezesa URE w sprawozdaniu sporządzanym przez Prezesa URE i przekazywanym corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, przy czym dotyczy ona zakresu działań Prezesa URE określonego w u-Pe. Należy podkreślić, że zakres ten nie obejmuje prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych pięciu latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od pięciu lat do co najmniej piętnastu lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania (zgodnie z przepisami art. 4 dyrektywy 2009/72/WE). Prognoza taka jest przedstawiana przez ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawozdaniu opracowywanym i przekazywanym do Komisji Europejskiej co dwa lata.

przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW, a także informacji o istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastrukturze energetycznej, znajdującej się w obszarze zainteresowania UE. Informacje te są gromadzone przez Prezesa URE i przekazywane ministrowi właściwemu do spraw gospodarki. Realizacja tego zadania została opisana w pkt 3.4.2 niniejszego sprawozdania.

3.4.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze

Zgodnie z u-Pe, do zadań operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego należy opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym, a także określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych oraz w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Tabela 3.6. Wykaz projektów inwestycyjnych z planu rozwoju PSE Operator SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 związanych z połączeniami transgranicznymi

Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew
Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ołtarzew
Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ołtarzew
Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Ołtarzew
Budowa linii 400 kV Narew – Łomża – Ostrołęka
Rozbudowa stacji 220/110kV Ostrołęka o rozdzielnię 400kV
Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ostrołęka
Montaż TR 400/110 kV 450 MVA w SE Ostrołęka
Budowa 2-torowej linii 400 kV Ełk – Łomża
Rozbudowa stacji 220/110kV Ełk o rozdzielnię 400kV
Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Ełk
Budowa linii 400 kV Siedlce Ujrzanów – Miłosna
Budowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów – etap I
Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110kV Narew
Budowa linii 400 kV Płock – Olsztyn Mątki
Ponowne uruchomienie połączenia międzysystemowego 750 kV Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina)
Budowa stacji Łomża 400 kV
Budowa 2-torowej linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów z częściowym wykorzystaniem trasy istniejącej linii 220 kV Ostrołęka – Miłosna
Budowa stacji 400 kV lub 400/110 kV Stanisławów
Budowa 1-torowej linii 400 kV Kozienice – Siedlce Ujrzanów
Budowa linii Ełk – Granica RP
Instalacja przesuwników fazowych na linii Krajnik – Vierraden
Instalacja przesuwników fazowych na linii Mikułowa – Hagenwerder
Budowa linii w relacji Plewiska – granica RP kierunek Eisenhuettenstadt – prowadzenie prac przygotowawczych
Modernizacja i rozbudowa SE 400/220 kV Krajnik
Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice
Modernizacja i rozbudowa SE 400/220/110 kV Mikułowa

Sprawozdanie z monitorowania kwestii związanych z bezpieczeństwem dostaw, o którym mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE, jest opracowywane i przekazywane do Komisji Europejskiej przez ministra właściwego do spraw gospodarki. Należy jednocześnie podkreślić, że zgodnie z u-Pe minister właściwy do spraw gospodarki jest odpowiedzialny m.in. za nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą.

Biorąc pod uwagę zakres kompetencji Prezesa URE określonych u-Pe należy wskazać, że nie należy do nich sporządzanie prognoz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Niezależnie od powyższego, Prezes URE sporządza okresowo opracowania dotyczące możliwości równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię na podstawie:

- informacji dotyczących zamierzeń inwestycyjnych na okres 15 lat, przekazywanych Prezesowi URE co 3 lata (zgodnie z przepisami u-Pe) lub częściej (na wezwanie Prezesa URE) przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW,
- informacji o istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastrukturze energetycznej, znajdującej się w obszarze zainteresowania UE, gromadzonych przez Prezesa URE i przekazywanych ministrowi właściwemu do spraw gospodarki do 15 lipca roku sprawozdawczego, o którym mowa

w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do powyższego rozporządzenia.

W zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE przeprowadził badanie oparte na planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzania prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 11 i 12 u-Pe. W celu ułatwienia i standaryzacji wykonania powyższego obowiązku Prezes URE opracował ankietę skierowaną do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

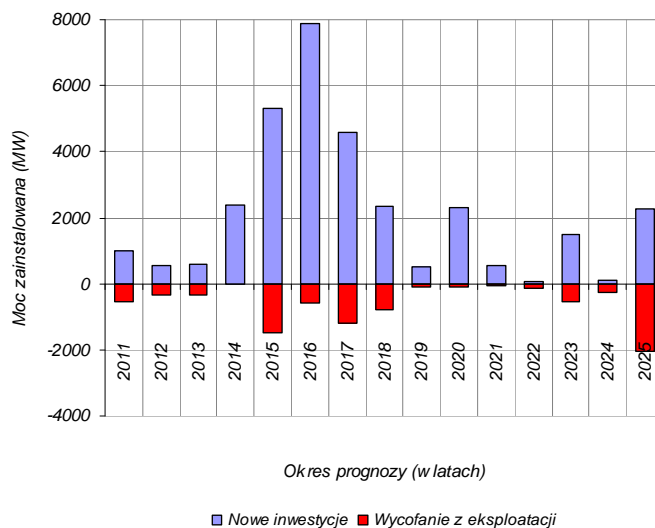
1 marca 2011 r. Prezes URE opublikował Informację o obowiązku sprawozdawczym dotyczącym wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 11 u-Pe. Ze względu na fakt, iż w ustawowym terminie, tj. do 11 marca 2011 r. tylko 26 podmiotów wypełniło powyższy obowiązek, Prezes URE 6 kwietnia 2011 r. wezwał kolejne 26 przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w oparciu o paliwa kopalne oraz 9 przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii do uzupełnienia wymaganych informacji.

Niezależnie od obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 11 i 12 u-Pe, Prezes URE zgromadził informacje o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie wynikającym z przygotowanej ankiety, od czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora w związku z rządowym „Programem dla elektroenergetyki”.

Informacje otrzymane od przedsiębiorstw energetycznych realizujących powyższy obowiązek¹⁷⁾ zostały poddane analizie, której podstawowym celem było zweryfikowanie możliwości pokrycia przyszłego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w horyzoncie czasowym od 2011 r. do 2025 r. Na podstawie zgromadzonych informacji zbadany został zakres planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji w nowe moce wytwórcze, w tym inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany. Dokonana analiza uwzględniła również planowane wycofania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych, a zgromadzone informacje pozwoliły określić dodatkowo strukturę technologiczną planowanych inwestycji ze względu na paliwo podstawowe.

Przedsiębiorstwa objęte badaniem prognozowały oddanie do eksploatacji znacznie większej liczby nowych mocy wytwórczych niż wycofań z eksploatacji istniejących jednostek (prognoza przyrostu mocy), co można zaobserwować na rys. 3.13.

Rysunek 3.13. Planowane w latach 2011–2025 moce wytwórcze oddane i wycofane z eksploatacji



Wśród nowych inwestycji największym zainteresowaniem inwestorów cieszy się węgiel kamienny jako paliwo podstawowe dla źródeł wytwarzających energię elektryczną. Zauważalna jest jednak tendencja zmniejszania się roli tego paliwa w krajowym bilansie mocy zainstalowanej w związku z coraz większym zainteresowaniem przedsiębiorców wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł gazowych, jądrowych lub wiatrowych.

¹⁷⁾ Zamierzenia inwestycyjne dotyczyły stanu na 31 grudnia 2010 r.

Z uwagi na główny cel przeprowadzonego badania, jakim była ocena pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną Prezes URE uznał, że istotnym kryterium takiej oceny jest przede wszystkim możliwość pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę nałożone na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązki, Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo PSE Operator SA do przedstawienia prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2011–2025, która została wykorzystana jako punkt odniesienia w przeprowadzonym przez Prezesa URE badaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wyniki analizy (po uwzględnieniu stanu zaawansowania inwestycji i wyodrębnieniu tych, które są przynajmniej na etapie gromadzenia środków finansowych na inwestycje), wykazały, że w okresie do końca 2014 r. jednostki wytwórcze przyłączone do KSE powinny pokryć szczytowe zapotrzebowanie na moc. Niedostatek mocy dyspozycyjnej w elektrowniach krajowych w stosunku do zapotrzebowania może natomiast wystąpić od 2015 r.

W trakcie analizy nie uwzględniono co prawda zdolności importowych, danych na temat udzielonych warunków przyłączenia w sieciach dystrybucyjnych, potencjalnych możliwości pozyskania rezerwy interwencyjnej przez operatora systemu przesyłowego oraz potencjalnego aktywnego uczestniczenia odbiorców w zmniejszeniu zapotrzebowania, niemniej wyniki tej analizy stanowią sygnał o możliwości wystąpienia ewentualnego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ryzyko zaistnienia przerw w dostawach energii elektrycznej może pojawić się przede wszystkim w sytuacji, gdy możliwości importu będą ograniczone, a ekstremalne warunki pogodowe zbiegną się w czasie z okresem remontów jednostek wytwórczych i infrastruktury sieciowej. Powyższe wskazuje, że terminowość realizacji planowanych inwestycji może być jednym z istotnych czynników mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w średnioterminowym horyzoncie czasowym.

Niezależnie od powyższego, w związku z wejściem w życie rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylającego rozporządzenie (WE) nr 736/96¹⁸⁾, a także rozporządzenia Komisji (UE, EURATOM) nr 833/2010 z 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010¹⁹⁾, które są aktami stosowanymi w całości i są stosowane bezpośrednio bez konieczności implementacji ich przepisów do krajowego porządku prawnego, na przedsiębiorstwa został nałożony obowiązek sprawozdawczy w zakresie przekazywania informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biopaliw oraz projektów, dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory, będących w obszarze zainteresowania UE.

W 2011 r. po raz pierwszy przekazano Komisji dane i informacje o projektach inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej, w układzie zgodnym z rozporządzeniem Rady (UE, Euratom) 617/2010.

Prezes URE publikując 26 maja 2011 r. komunikat poinformował, że na czas realizowania pierwszego obowiązku sprawozdawczego w 2011 r. został upoważniony do zgromadzenia danych dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach:

- 1) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
 - 2) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biopaliwach
- w zakresie określonym w pkt 2–4 załącznika do rozporządzenia 617/2010.

Jednocześnie organem odpowiedzialnym za zgromadzenie informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego oraz biokomponentów, o których mowa w ustawie o biopaliwach został Prezes Agencji Rynku Rolnego.

W zakresie informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorze ropy naftowej, w obszarze określonym w pkt 1 załącznika do rozporządzenia 617/2010 oraz infrastruktury dotyczącej wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez sektory ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej i biopaliw, w zakresie określonym w pkt 5 załącznika do rozporządzenia 617/2010 odpowiedzialnym był natomiast Minister Gospodarki.

Odnosząc się do elektroenergetycznej infrastruktury wytwórczej (źródła inne niż odnawialne), odpowiadając na opublikowaną przez Prezesa URE Informację, szesnaście przedsiębiorstw przedstawiło dane dotyczące istniejącej lub planowanej infrastruktury. Dla dokonania oceny zebranych informacji dotyczących źródeł wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne Prezes URE

¹⁸⁾ Dz. UE L 180/7 z 15 lipca 2010 r.

¹⁹⁾ Dz. UE L 248/36 z 22 września 2010 r.

20 maja 2011 r. skierował pisma do operatora systemu przesyłowego oraz do operatorów systemów dystrybucyjnych z zapytaniem o wydane warunki przyłączenia dla określonych jednostek wytwórczych oraz o istniejącą infrastrukturę według zakresu oznaczonego w załączniku do rozporządzenia 617/2010.

Po dokonaniu analizy zgromadzonych we własnym zakresie danych oraz po otrzymaniu informacji od Ministra Gospodarki oraz Prezesa Agencji Rynku Rolnego, 31 lipca 2011 r. Prezes URE przekazał wymagane dane do Komisji Europejskiej. Wśród przekazanych informacji znajdowały się także dane dotyczące energetycznej infrastruktury przesyłowej.

Komisja Europejska realizując proces weryfikacji informacji nadesłanych przez państwa członkowskie zleciła grupie Ecorys opracowanie raportu zatytułowanego „Analiza planowanych inwestycji w zakresie infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej”, którego celem była prezentacja wstępnych analiz oraz omówienie danych w zakresie infrastruktury energetycznej, otrzymanych od poszczególnych państw członkowskich. Wstępna wersja raportu opracowana 29 grudnia 2011 r. wskazywała na konieczność uzupełnienia w niewielkim obszarze lub ponowną weryfikację przekazanych przez Polskę informacji. Dodatkowe wytyczne w zakresie uzupełniania i sprawdzania poprawności zgromadzonych danych zostały przekazane bezpośrednio przez Komisję Europejską oraz autorów raportu podczas spotkania ekspertów poszczególnych państw UE, zorganizowanego 10 stycznia 2012 r. w Brukseli. Po przeprowadzeniu kolejnej analizy zebranych danych określonych przepisami rozporządzenia 617/2010 i 833/2010 oraz wskazanych we wstępnym raporcie sporządzonym na zlecenie Komisji Europejskiej, Prezes URE 23 stycznia 2012 r. przesłał do Komisji Europejskiej zweryfikowane i uzupełnione dane dotyczące istniejącej i planowanej infrastruktury energetycznej.

3.4.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców

Do kompetencji Prezesa URE w powyższym zakresie należy ogłaszanie, organizowanie i przeprowadzanie przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię. Należy podkreślić, że działania te mogą zostać podjęte w przypadku możliwości wystąpienia długookresowego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie sprawozdania sporządzanego i przekazywanego do Komisji Europejskiej co dwa lata, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przed skierowaniem ogłoszenia o przetargu Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych i z innymi właściwymi organami administracji państwowej rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych umożliwiających budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną na warunkach preferencyjnych. Prezes URE zawiera z uczestnikiem przetargu, którego oferta została wybrana, umowę, w której określa się w szczególności obowiązki uczestnika, rodzaje instrumentów finansowo-ekonomicznych oraz zasady rozliczania wsparcia finansowego wynikającego z tych instrumentów. Szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu określa minister właściwy do spraw gospodarki w drodze rozporządzenia.

Dotychczas nie zaszły okoliczności uzasadniające ogłoszenie ww. przetargów.

W pozostałym zakresie środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców są określane przez ministra właściwego do spraw gospodarki, jako organ odpowiedzialny za nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym w u-Pe. W szczególności działania te są określane w polityce energetycznej, której projekt jest przygotowywany przez ministra właściwego do spraw gospodarki. Obecnie obowiązuje „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów 10 listopada 2010 r.

4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

4.1.1. Unbundling

Wyznaczanie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

Podobnie jak w przypadku rynku energii elektrycznej, w związku z niezakończonym procesem implementacji do polskiego porządku prawnego przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U.UE.L.2009.211.94), Prezes URE w 2011 r. nie prowadził postępowań w sprawie certyfikacji operatorów systemów przesyłowych (OSP). Żaden właściciel sieci przesyłowej nie zwrócił się również do Prezesa URE z wnioskiem o certyfikację operatora systemu przesyłowego.

Regulacje dotyczące zasad wyznaczania i funkcjonowania operatora systemu przesyłowego gazowego są analogiczne jak w przypadku OSP elektroenergetycznego. Także w przypadku OSP gazowego obowiązuje zasada, że operator ten działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Również OSP gazowym może być właściciel sieci przesyłowej lub podmiot z którym właściciel sieci przesyłowej zawarł umowę powierzającą temu podmiotowi pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością

W 2011 r. funkcjonował jeden operator systemu przesyłowego gazowego – spółka OGP Gaz-System SA. Spółka ta funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego pełni na mocy decyzji Prezesa URE od 2006 r. OGP Gaz-System SA jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego, na którym prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE.

Od 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System SA na podstawie decyzji Prezesa URE wykonuje również obowiązki OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SGT EuRoPol Gaz SA, kontrolowane m.in. przez osobę z kraju trzeciego, posiadające koncesję na przesyłanie paliw gazowych.

Według wstępnej oceny sposób wydzielenia spółki OGP Gaz-System SA (w zakresie operatorstwa na sieciach własnych) pod pewnymi warunkami spełniałby wymogi modelu rozdziału właścicielskiego (ang. *Ownership Unbundling*), o którym mowa w art. 9 dyrektywy 2009/73/WE w zakresie operatorstwa na sieciach własnych. Do uregulowania pozostaje kwestia nadzoru właścicielskiego, tzn. przeniesienie nadzoru z Ministerstwa Skarbu Państwa, które obecnie nadzoruje również inne podmioty na rynku gazu ziemnego, zajmujące się m.in. wytwarzaniem (wydobyciem) lub obrotem paliwami gazowymi, a także energią elektryczną. Zagadnienie to powinno zostać uregulowane w u-Pe, którego projekt jest obecnie przygotowywany przez Ministra Gospodarki.

W związku z operatorstwem w zakresie sieci, które nie stanowią własności OGP Gaz-System SA, wstępna ocena prowadzi natomiast do wniosków, iż OGP Gaz-System SA pełni obecnie funkcję OSP w formule odpowiadającej Niezależnemu Operatorowi Systemu (ISO) na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Niemniej ocena OSP w tym zakresie będzie uzależniona od ostatecznych rozwiązań przyjętych przez RP przy implementacji przepisów dyrektywy 2009/73/WE w zakresie operatorów systemów przesyłowych.

Monitorowanie OSP w zakresie niezależności działania oraz realizacji Programów zgodności

Na podstawie art. 9d ust. 5 u-Pe, OSP jest zobowiązany do przedstawienia Prezesowi URE sprawozdania zawierającego opisy działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów, w których określone są przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów. Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z u-Pe sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE oraz na stronie internetowej URE.

Zgodnie z informacjami przekazanymi przez OSP, nie stwierdzono naruszeń Programu w OGP Gaz-System SA. W szczególności nie miały miejsca przypadki dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu i potencjalnych użytkowników systemu. Nie odnotowano skarg, wskazujących na złamanie zasad Programu lub na nierówne traktowanie użytkownika systemu.

Rozdział operatorów systemu dystrybucyjnego

Regulacje prawne zawierające wymagania w zakresie *unbundlingu* OSD zostały szczegółowo omówione wcześniej w części dotyczącej energii elektrycznej; obowiązują one również w przypadku OSD gazowych. Należy jednak wskazać, że kryterium wydzielenia prawnego i organizacyjnego operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych funkcjonujących w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym, które weszło w życie 1 lipca 2007 r., zostało dodatkowo uzupełnione o parametr związany z wielkością sprzedaży paliw gazowych. Obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowych nie dotyczy zatem operatorów systemów dystrybucyjnych, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci jest niewiększa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku nie przekracza 100 mln m³.

W 2011 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 18 wyznaczonych decyzjami Prezesa URE operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych.

Proces *unbundlingu* OSD został zrealizowany przez 6 OSD należących do GK PGNiG SA. Na mocy decyzji Prezesa URE wszystkie spółki zostały wyznaczone OSD do końca okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych. Jak wspomniano, według prawa krajowego obowiązek *unbundlingu* występuje również w przypadku przekroczenia progu 100 mln m³ sprzedaży paliw gazowych. W związku z powyższym, w 2011 r. kontynuowany był proces wydzielenia OSD z dwóch przedsiębiorstw energetycznych zintegrowanych pionowo, które w 2010 r. przekroczyły próg 100 mln m³ sprzedaży paliw gazowych.

Tabela 4.1. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2011 r.

Wyszczególnienie	Liczba
OSP	1
OSP – rozdział właścicielski – po procedurze certyfikacji	0
OSP – niezależny operator systemu – po procedurze certyfikacji	0
OSP – niezależny operator systemu przesyłowego – po procedurze certyfikacji	0
OSD	18
OSD – rozdział właścicielski	0
OSD – wyodrębnienie prawne	6
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	6
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0
OSD – poniżej 100 000 odbiorców	12

Zatwierdzanie programów zgodności operatorów systemów dystrybucyjnych

W 2011 r. Prezes URE zatwierdził Programy zgodności dla sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Podobnie jak w przypadku operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych, w zatwierdzonych programach operatorów uregulowano w sposób jednolity kwestie w zakresie zawartości (treści), wdrożenia i realizacji, monitorowania funkcjonowania programu i sprawozdawczości. Szczegółowe informacje w tym zakresie zostały zaprezentowane na stronie internetowej urzędu (www.ure.gov.pl).

W 2012 r. wszyscy Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych (sześciu), którzy z godnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji Programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2011, dochowując ustawowego terminu. Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z u-Pe sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE oraz na stronie internetowej URE. W związku z faktem, że proces zatwierdzania Programów zgodności dla OSD rozpoczął się w końcu grudnia 2010 r. a zakończył się we wrześniu 2011 r., Programy zaczęły obowiązywać po okresie 3-6 miesięcy od dnia podpisania decyzji zatwierdzającej dany Program. Dlatego też przedstawione przez OSD sprawozdania za 2011 r., dotyczą jedynie „starych” Programów zgodności, które nie były zatwierdzane przez Prezesa URE.

Z informacji przekazanych w sprawozdaniach wynika, że u żadnego z OSD nie doszło do naruszeń Programu zgodności, a w szczególności, nie odnotowano występowania konfliktu interesów, zachowań dyskryminacyjnych względem użytkowników systemu bądź potencjalnych użytkowników systemu. Nie stwierdzono również przypadków naruszenia tajemnicy sensytywnych informacji handlowych. Pracownicy komórek organizacyjnych OSD objęci Programem zgodności oraz nowozatrudnieni pracownicy zostali zapoznani z jego uregulowaniami w trakcie szkoleń wewnętrznych. W żadnym z OSD pracownicy nie występowali z pytaniami w zakresie interpretacji zapisów Programu, nie zgłaszali również skarg ani wniosków w tym zakresie.

4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami

Na rynku gazu ziemnego, podobnie jak ma to miejsce w przypadku rynku energii elektrycznej, zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami są opracowywane zgodnie z art. 9 ust. 1 u-Pe, przez operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej

W 2011 r. operator systemu przesyłowego przedłożył Prezesowi URE do zatwierdzenia nową IRIESP określającą ogólne warunki korzystania z systemu przesyłowego oraz zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Przyjęte w niej rozwiązania mają istotny wpływ na sposób funkcjonowania rynku gazu, w szczególności wprowadzają m.in. od 1 lipca 2012 r. dobę gazową zgodną ze standardami CBP EASEE-gas rozpoczynającą się o godzinie 6.00; od 1 lipca 2012 r. bilansowanie systemu przesyłowego w jednostkach energii (kWh); świadczenie usług przesyłania zwrotnego; niedyskryminacyjną i przejrzystą procedurę *Open Season* dla nowobudowanych lub rozbudowywanych punktów wejścia lub wyjścia na połączeniach międzysystemowych; odejście od zasady *first come first served* na rzecz bardziej rynkowych zasad przydzielania zdolności przesyłowych; rozszerzone obowiązki OSP w zakresie dostarczania *shipperom* informacji o statusie niezbilansowania oraz usprawnienie i uszczegółowienie procedur wymiany i udostępniania danych. Postanowienia nowej Instrukcji weszły w życie 1 października 2011 r.

Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej polskiego odcinka SGT Jamał-Europa

Decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System SA został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego na majątku stanowiącym własność SGT EuRoPol Gaz SA. W celu realizacji obowiązków wynikających z art. 9g ust. 1 i 2 u-Pe, Operator opracował projekt Instrukcji oraz przeprowadził ustawowo wymagane konsultacje, a następnie wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem z 27 czerwca 2011 r. o zatwierdzenie Instrukcji. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego Prezes URE decyzją z 31 sierpnia 2011 r. zatwierdził IRIESP w części dotyczącej polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa. Zgodnie z wnioskiem Operatora, termin wejścia w życie postanowień Instrukcji został ustalony na 31 sierpnia 2011 r.

Zgodnie z art. 9g ust. 6 u-Pe przedłożona przez operatora Instrukcja zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Zgodnie z zapisami Instrukcji operator oferować będzie:

- długo- i krótkoterminowe usługi przesyłania na zasadach ciągłych,
- długo- i krótkoterminowe przerywane usługi przesyłania oraz długo- i krótkoterminowe usługi przesyłania zwrotnego (*reverse flow* – jako usługa przerywana na 4 poziomie niezawodności dostaw).

Zatwierdzenie Instrukcji umożliwiło operatorowi rozpoczęcie świadczenia usług przesyłania na podstawie umów zawartych z nowymi użytkownikami polskiego odcinka SGT Jamał-Europa, doprowadzając do zwiększenia liczby uczestników na polskim rynku gazu. Rewers wirtualny umożliwił dostawy gazu z kierunku zachodniego, od innych niż dotychczasowi dostawcy. Przyczynia się to do dywersyfikacji dostaw gazu, a w konsekwencji do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

W 2011 r. Prezes URE realizował działania wynikające z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2010/WE z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego dyrektywę Rady 2004/67/WE, które weszło w życie 2 grudnia 2010 r.

Mając na uwadze realizację zadań wynikających z ww. rozporządzenia Prezes URE uczestniczył w opracowaniu dokumentu „Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego”,

przygotowywanego przez Ministerstwo Gospodarki w ramach obowiązków wynikających z art. 9 ust. 1 rozporządzenia. W dokumencie tym przedstawiono sytuację rynku gazu ziemnego w Polsce oraz zidentyfikowano najpoważniejsze zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu. Dokonano analizy różnych scenariuszy zakłóceń dostaw gazu uwzględniając zarówno ryzyka polityczno-rynkowe, jak i ryzyka infrastrukturalne. Dla różnych wariantów określono wskaźnik N-1, pozwalający stwierdzić, czy system przesyłowy spełnia standardy infrastruktury.

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych paliw gazowych są działaniami mającymi chronić odbiorców przed obniżeniem – przez przedsiębiorstwa gazownicze działające na rynku monopolistycznym – zarówno jakości dostarczanych paliw (ich ciepła spalania), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach), jak i standardów obsługi odbiorców.

Kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy. W dotychczasowej praktyce zastrzeżenia pochodziły od odbiorców w gospodarstwach domowych, a interwencja Prezesa URE polegała na wezwaniu przedsiębiorstwa do przedstawienia raportu o jakości gazu (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączana jest instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. Prezes URE nie posiada bowiem ani laboratorium, ani też odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat są przez Prezesa URE akceptowane tylko wówczas, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w rozporządzeniu dotyczącym taryf na paliwa gazowe²⁰. Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu, odbiorcy przysługują bonifikaty; sposób ich ustalenia określa taryfa. Ponadto, w taryfie ustalone są bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Odbiorcy z reguły nie znają swoich praw skarżąc się Prezesowi URE na działania przedsiębiorstw gazowniczych. W takich przypadkach udzielane są wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach, zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci jest dokonywane w URE na bieżąco i odbywa się m.in. w drodze weryfikacji i analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw, ich odbiorców oraz innych interesariuszy. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 4.2. Przerwy i ograniczenia w dostawach gazu

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			
		czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min./odb.]	ilość niedostarczonego paliwa [mln m ³]
Awarie	8	285	1	285	0,07125

Realizacja zadania określonego w dyrektywie odbywa się w szczególności poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych z obowiązkowego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej, podczas rozstrzygania spraw spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej oraz rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw, które docierają do URE i dotyczą warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci.

Monitorowanie prowadzone jest w URE także w ramach postępowań koncesyjnych (w tym przy zmianach koncesji) oraz w trakcie zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw.

W 2011 r. do URE wpłynęły zawiadomienia przedsiębiorstw gazowniczych informujące o wydaniu odmów przyłączenia do sieci gazowej. Zgodnie z ustawą zmieniającą, Prezes URE od 10 marca 2010 r.

²⁰ Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. (Dz. U. Nr 105, poz. 1113).

nie posiada kompetencji do zgłaszania zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci. Natomiast koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne w dalszym ciągu składają raporty informujące o wydanych odmowach przyłączenia do sieci. Na wniosek odbiorców dotyczący odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były postępowania administracyjne.

Monitorowanie dostępu do magazynowania, pojemności magazynowych gazociągów i do innych usług pomocniczych oraz monitorowanie właściwego stosowania kryteriów określających model dostępu do instalacji magazynowej

W 2011 r. operator systemu magazynowania gazu ziemnego w Polsce – przedsiębiorstwo PGNiG SA – zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o poufne traktowanie danych, o których mowa w akapicie 1 art. 19 ust. 4 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211/36) (dalej: rozporządzenie 715/2009) dla instalacji magazynowych stanowiących części bezzbiornikowych magazynów gazu ziemnego: PMG „Husów”, PMG „Wierchowice” i PMG „Mogilno”. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego Prezes URE wydał decyzję odmowną w tej sprawie. Z uwagi na powyższe, operator systemu magazynowego zobowiązany jest do podawania do publicznej wiadomości wszystkich wymaganych prawem danych.

Monitorując warunki świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, Prezes URE wskazał właścicielowi instalacji magazynowych niezbędne, jego zdaniem, elementy zapewniające przeprowadzenie skutecznego *unbundlingu*. Wydaje się, że uwzględnienie propozycji Prezesa URE w tym zakresie może przyczynić się do ułatwienia dostępu do usług magazynowania oraz udoskonalenia reguł konkurencji panujących na rynku.

Poza tym, Prezes URE publikował informacje o toczących się konsultacjach w sprawie nowego Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania PGNiG SA, zachęcając uczestników rynku do zgłaszania uwag mających na celu dostosowanie zasad Regulaminu do ich potrzeb.

W 2011 r. Prezes URE nie prowadził monitorowania właściwego stosowania kryteriów określających, czy dana instalacja magazynowa objęta jest zakresem wynikającym z art. 33 ust. 3 lub 4 dyrektywy 73/2009/WE.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

W 2011 r. Prezes URE monitorował wdrażanie środków zabezpieczających na wypadek kryzysu, poprzez weryfikację przedkładanych do zatwierdzenia przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych planów ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych.

W 2011 r. nie było zagrożenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego powodującego konieczność wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Jednakże, odnotowania wymaga fakt wstrzymania 1 stycznia 2011 r. dostaw gazu ziemnego realizowanych na mocy umowy na dostawy gazu ziemnego z 26 października 2004 r. z NAK „Naftogaz Ukrainy” przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k. Hrubieszowa. Przerwanie dostaw argumentowano zmianą przepisów wewnętrznych na Ukrainie, zgodnie z którymi cała ilość gazu ziemnego z własnego wydobycia powinna być kierowana wyłącznie na potrzeby krajowe, co według strony ukraińskiej uniemożliwiło realizację dostaw gazu ziemnego do Polski.

4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG

Przedsiębiorstwa gazownicze posiadające koncesje na przesyłanie, dystrybucję, magazynowanie paliw gazowych, skraplanie gazu ziemnego lub regazyfikację skroplonego gazu ziemnego prowadzą ww. działalność w oparciu o taryfy ustalone przez siebie i zatwierdzone przez Prezesa URE.

Taryfy dla usług dystrybucji paliw gazowych lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego kalkulowane są na podstawie przepisów zawartych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 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”. Natomiast taryfy dla usług przesyłania i magazynowania paliw gazowych, oprócz zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym, uwzględniają również postanowienia rozporządzenia 715/2009, które – na mocy art. 288 Trak-

tatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE C 115/47) – mają zastosowanie do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących wyżej wskazane działalności w państwach członkowskich.

W taryfach za świadczone usługi przesyłania, które zatwierdzone zostały w 2011 r., po raz pierwszy stawki opłat przesyłowych ustalone zostały jako stawki typu wejście-wyjście (powszechnie zwane „stawkami *entry-exit*”). Ponadto, w taryfach tych zamieszczone zostały zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (w tym umów jednodniowych), warunki świadczenia i zasady ustalania opłat dla usług przesyłania na zasadach przerywanych oraz zasady ustalania opłat za usługi zwrotnego przesyłania gazu. Taryfa za świadczone usługi magazynowania umożliwiła natomiast rozliczenie usług ciągłych i przerywanych, krótkoterminowych i długoterminowych, świadczonych w formie pakietów (w tym pakietu elastycznego) i rozdzielnie.

W 2011 r. w procesie o zatwierdzenie taryf operatorów systemu dystrybucyjnego, do sieci których przyłączonych jest więcej niż 100 tys. odbiorców i którzy swoją działalność prowadzą w ramach GK PGNiG SA po raz pierwszy zastosowano wieloletni model regulacji. Model ten obowiązywać ma przez okres kolejnych trzech pełnych lat taryfowych, począwszy od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2014 r.

Dla wskazanego wyżej okresu regulacji określono:

- 1) metodologię kalkulacji średnioważonego kosztu kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną (WACC),
- 2) indywidualne ścieżki dojścia do pełnego wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów (WRA), wynikającej z ksiąg rachunkowych OSD, ustalonej na bazie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) na kolejne lata okresu regulacji,
- 3) bazowy poziom kosztów operacyjnych zależnych od OSD (OPEX_o)²¹⁾, będący podstawą do wyznaczenia ww. kosztów na kolejne lata okresu regulacji,
- 4) wskaźniki poprawy efektywności kosztowej poszczególnych OSD,
- 5) wskaźniki zmiany skali działalności na dany rok taryfowy, określone na podstawie planowanej zmiany kluczowych parametrów w danym roku taryfowym w stosunku do wykonania tych parametrów w roku poprzedzającym rok taryfowy, obejmujących: długość sieci wraz z przyłączami, ilość odbiorców i ilość stacji redukcyjno-pomiarowych oraz wolumen dostaw gazu,
- 6) wskaźniki efektywności sektorowej.

Dla przedsiębiorstw gazowniczych zasady kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału określa przepis § 6 ust. 3 rozporządzenia taryfowego, zgodnie z którym wynagradzana – według stopy zwrotu (WACC), określonej wzorem w ust. 4 ww. § 6 – jest suma wartości netto zaangażowanego w działalność koncesjonowaną majątku (WRA) oraz kapitału obrotowego (WC).

Jeśli chodzi o planowane koszty operacyjne zależne (OPEX) to w przypadku:

- 1) OGP oraz operatorów systemu dystrybucyjnego innych niż OSD należący do GK PGNiG SA – do czasu zastosowania modelu regulacyjnego, co może mieć miejsce dopiero w momencie posiadania dla tych przedsiębiorstw wieloletnich danych statystycznych – będą one corocznie analizowane, przy czym punktem odniesienia będą koszty poniesione w roku poprzedzającym rok złożenia wniosku taryfowego,
- 2) OSD z GK PGNiG SA koszty te w kolejnych latach okresu regulacji ustalone będą z uwzględnieniem:
 - wartości kosztów OPEX uznanych do kalkulacji taryfy w poprzednim roku taryfowym²²⁾;
 - wskaźnika zmiany skali działalności OSD.

Zasady kalkulacji przychodu regulowanego przez przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowe – analogicznie jak w przypadku przedsiębiorstw transportujących paliwa gazowe – wynikają z rozporządzenia taryfowego.

W postępowaniu o zatwierdzanie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawą kalkulacji stawek opłat przestrzegając, aby nie występowało subsydiowanie skrośne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych.

Taryfy ustalone przez przedsiębiorstwa gazownicze i zatwierdzone przez Prezesa URE publikowane są w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia. Przedsiębiorstwa gazownicze wprowadzają ww. taryfy do stosowania w terminie nie krótszym niż 14 dni i nie dłuższym niż 45 dni od dnia ich publikacji.

²¹⁾ Tj. koszty: usług obcych, materiałów i energii (z wyłączeniem kosztów różnicy bilansowej), wynagrodzeń, ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń oraz pozostałe koszty rodzajowe.

²²⁾ Dla roku taryfowego 2011/2012 koszty OPEX ustalone zostały na podstawie rzeczywistych kosztów OPEX z 2010 r., skorygowanych indywidualnym wskaźnikiem poprawy efektywności, wskaźnikiem efektywności sektorowej oraz wskaźnikiem zmiany skali poszczególnych OSD.

Od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji.

4.1.4. Kwestie transgraniczne

Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20a u-Pe do zakresu działania Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

W 2011 r. Prezes URE monitorował współpracę operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA z operatorami systemów przesyłowych krajów ościennych, która odbywała się na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorskich, tj. niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH i operatorem czeskim NET4GAS. Jednocześnie, zapewniono procedury monitorowania alokacji zdolności przesyłowej na wszystkich połączeniach (także wschodnich). Ponadto, monitorowane były działania mające zapewnić faktyczną realizację zadań operatorskich na połączeniu z przedsiębiorstwem niemieckim Gascade GmbH (wcześniej Wingas GmbH), tj. na gazociągu jamalskim w punkcie wejścia Mallnow, w związku z uzyskaniem przez OGP Gaz-System SA statusu operatora systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r., zgodnie z decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r.

W poniżej tabeli przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA.

Tabela 4.3. Alokacja zdolności przesyłowej na połączeniach międzysystemowych z operatorami/właścicielami innych systemów w 2011 r.

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Całkowita zdolność przesyłowa*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe – na zasadach ciągłych	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe	Zarezerwowane zdolności przesyłowe – na zasadach przerywanych	Przesył zrealizowany
					[mln m ³ /rok]	[mln m ³ /rok]	[mln m ³ /rok]	[mln m ³ /rok]	[mln m ³ /rok]
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	doba/godzina	1 013,7	1 013,7	0,0	8,1	986,9
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	doba/godzina	17,5	17,5	0,0	0,0	4,2
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	doba/godzina	1,4	0,6	0,8	0,8	0,2
Severomoravske plynarenske	Czechy	Cieszyn	Polska	doba/godzina	241,0	230,3	10,8	3,5	212,0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	doba/godzina	5 588,1	4 204,8	1 383,3	1 383,3	3 742,4
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	doba/godzina	236,5	236,5	0,0	0,0	73,4
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	doba/godzina	5 475,0	3 255,1	2 219,9	2 219,9	3 068,7
SGT EuRoPol Gaz SA od 17.11.2010 OGP Gaz-System SA	Polska	Lwówek	Polska	doba/godzina	2 365,2	1 208,2	1 157,0	1 157,0	1 102,9
SGT EuRoPol Gaz SA od 17.11.2010 OGP Gaz-System SA	Polska	Włocławek	Polska	doba/godzina	3 066,0	1 740,7	1 325,3	1 325,3	1 719,6
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	doba/godzina	129,8	108,7	21,1	5,9	27,6

* Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Z danych przedstawionych w powyższej tabeli wynika, że całkowita zdolność przesyłowa w 2011 r. na połączeniach z innymi systemami przesyłowymi wynosiła 18 134,2 mln m³/rok, a udział zarezerwowanych mocy przesyłowych (na zasadach ciągłych i przerywanych) na wszystkich punktach wejściach do krajowego systemu przesyłowego wynosił prawie 100%. Całkowite zdolności przesyłowe trzech połączeń z operatorem niemieckim wynoszą 1 161 mln m³/rok, z czego przeważającą część zdolności przesyłowych na punktach „wejścia” posiada PGNiG SA.

Ponadto, importowe zdolności przesyłowe wykorzystane były w ok. 60%, co oznacza, że istnieją możliwości realizowania importu gazu przez nowych uczestników rynku. Należy jednak mieć na uwadze, że przesył dodatkowych ilości gazu może być realizowany na zasadach przerywanych.

Z uwagi na potrzebę działań zmierzających do pozyskania informacji na temat zapotrzebowania na zdolności przesyłowe i na ich podstawie realizację inwestycji ukierunkowanych na przesył gazu nowymi połączeniami w 2011 r. kontynuowane były przez OGP Gaz-System SA prace z wykorzystaniem procedury *Open Season*. W tej niedyskryminacyjnej procedurze mogły brać udział wszystkie podmioty, które wyraziły wolę rezerwacji zdolności przesyłowych i zainteresowanie sprzedażą importowanego gazu ziemnego na rynku krajowym.

W 2011 r. operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA przeprowadził dwie procedury: Procedurę udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów oraz Procedurę Badania Rynku w zakresie dalszego zwiększenia przepustowości w punkcie wejścia Lasów.

Procedura udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów związana była z realizacją przez OGP Gaz-System SA rozbudowy i modernizacji systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w rejonie Lasowa, umożliwiającej zwiększenie przepustowości gazociągu na połączeniu z Niemcami z 0,9 mld m³/rok do łącznej wielkości 1,5 mld m³/rok (tj. ze 128 000 m³/h do 180 000 m³/h).

Jednocześnie 10 czerwca 2011 r. operatorzy systemów przesyłowych: polskiego OGP Gaz-System SA oraz niemieckiego Ontras-VNG Gastransport GmbH podpisali porozumienie określające zasady współpracy w zakresie udostępnienia dodatkowej przepustowości w punkcie Lasów w kierunku z Niemiec do Polski. W toku uzgodnień ustalono, iż z uwagi na różnice w prawie branżowym w systemie polskim i niemieckim (planowane wprowadzenie mechanizmu aukcyjnego po stronie niemieckiej począwszy od 1 października 2011 r.), najlepszym rozwiązaniem jest przeprowadzenie niezależnych procedur (uzgodniony produkt, natomiast różny harmonogram procedur) przez obydwu operatorów po obu stronach granicy.

W lipcu 2011 r. operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA, po uzgodnieniu z Prezesem URE 4 lipca 2011 r. Regulaminu procedury udostępniania dodatkowych przepustowości w punkcie wejścia Lasów, rozpoczął procedurę, w której udział wzięło 28 przedsiębiorstw z Polski, Niemiec, Czech, Słowacji, Węgier, Francji, Wielkiej Brytanii, Szwajcarii oraz Austrii. W jej wyniku, dokonana została alokacja dostępnej przepustowości na zasadzie *pro rata*. Na tej podstawie podpisane zostały w październiku 2011 r. umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego z 27 uczestnikami procedury.

Równolegle do przeprowadzonej procedury udostępnienia przepustowości OGP Gaz-System SA przeprowadził Procedurę Badania Rynku w zakresie dalszego zwiększenia przepustowości w punkcie wejścia Lasów. Przedmiotem badania rynku był okres 2016–2025. Do 30 września 2011 r. OGP Gaz-System SA uzyskał szereg zgłoszeń w zakresie dalszego zwiększenia przepustowości w punkcie wejścia Lasów. Uzyskane zgłoszenia potwierdziły duże zainteresowanie dalszą rozbudową połączenia w Lasowie.

Ponadto, w drugiej połowie 2010 r. uruchomiony został nowy wirtualny punkt wyjścia z systemu przesyłowego, tzw. Lasów rewers. Istnieje w nim możliwość wirtualnej usługi przesyłania paliwa gazowego na zasadach przerywanych. Na usługę tą operator otrzymał kilka zgłoszeń, jednak została zawarta tylko jedna umowa o świadczenie usługi przesyłania.

W odniesieniu do kierunku Lasów rewers również zostało zgłoszone zapotrzebowanie, ale na poziomie ok. 50 tys. m³/h, a więc poniżej 10% podstawowego kierunku przesyłu. Ewentualne plany rozbudowy systemu analizowano w 2011 r., a same kwestie dalszego inwestowania w układ przesyłowy w rejonie Lasowa były przedmiotem wstępnych dyskusji pomiędzy URE, BNetzA, Ontras i OGP Gaz-System SA. Dyskusje i prace w zakresie potrzeb rozbudowy systemu przesyłowego nie zostały jeszcze zakończone, jednak na podstawie oceny wstępnych wyników Procedury Badania Rynku można stwierdzić, że nie ma obecnie zainteresowania przesyłem gazu w kierunku zachodnim w ilościach równoważnych przepustowości importowej. Z uwagi na fakt, że układ przesyłowy w rejonie Lasowa stanowi połączenie ze strefą bilansującą Gaspool po stronie niemieckiej, a więc tą samą, do której gaz z kierunku Polski przesyłany jest poprzez SGT, rozważana jest możliwość realizacji oczekiwań rynku poprzez SGT.

Ponadto, we wrześniu 2011 r. zakończyła się realizacja nowego połączenia międzysystemowego Polska – Czechy, w rejonie Cieszyna. Nowopowstały gazociąg, który umożliwi przesył ok. 500 mln m³ gazu ziemnego rocznie, łączy się na granicy polsko-czeskiej z przygotowywanym przez NET4GAS, s.r.o. – operatora czeskiego (wcześniej RWE Transgas Net) – gazociągiem biegnącym od granicy do miejsca włączenia do systemu przesyłowego na terytorium Czech. W trakcie procedury OGP Gaz-System SA i RWE Transgas Net podpisały umowę o współpracy (ang. *Cooperation Agreement*) w zakresie realizacji inwestycji. Natomiast z trzema firmami, które wzięły udział w procedurze tj. PGNiG SA, Handen Sp. z o.o. oraz KRI SA, podpisane zostały umowy o świadczenie usługi przesyłowej gazu.

W kolejnym etapie rozwoju inwestycji, zdolności przesyłowe pomiędzy systemami będą mogły być zwiększane powyżej 2,5 mld m³/rok. Określenie zakresu niezbędnych działań stanowić będzie przedmiot przeprowadzanych wspólnie analiz. OGP Gaz-System SA i NET4GAS, s.r.o. złożyły na początku 2011 r. wspólny wniosek do Komisji Europejskiej o udzielenie wsparcia finansowego dla tych analiz. Komisja Europejska pozytywnie rozpatrzyła ten wniosek, przyjmując argumenty co do znaczenia rozwoju tego połączenia dla postępującego procesu integracji rynku gazu w Europie.

Odnotowania wymaga również fakt podpisania 5 kwietnia 2011 r. przez OGP Gaz-System SA i litewską spółkę gazowniczą AB Lietuvos Dujos oraz zwycięzcę przetargu firmę Ernst & Young Business Advisory umowy w sprawie przeprowadzenia analizy uwarunkowań realizacji projektu gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa²³⁾. Analiza wyników ma dostarczyć informacji na temat możliwości i perspektyw budowy połączenia gazowego Polska-Litwa, na podstawie której strony podejmą decyzję o dalszych działaniach w zakresie tego projektu. Połączenie Polska-Litwa może być jednym z elementów strategii zintegrowania rynków energetycznych krajów położonych w rejonie Morza Bałtyckiego poprzez utworzenie międzynarodowych połączeń energetycznych tzw. Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP).

W 2011 r. Prezes URE monitorował również zasady zarządzania i rozdziału przepustowości realizowane na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. W 2011 r. spółka realizowała zadania operatorskie zgodnie z decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. w sprawie wyznaczenia OGP Gaz-System SA na operatora systemu przesyłowego gazowego na gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, na okres do 31 grudnia 2025 r. 25 października 2010 r. podpisano stosowną umowę o powierzeniu funkcji operatora na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia między spółką SGT EuRoPol Gaz SA (właścicielem polskiego odcinka gazociągu) i spółką OGP Gaz-System SA. Zawarta na okres do końca 2019 r. umowa określa podział obowiązków pomiędzy OGP Gaz-System SA, operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego oraz SGT EuRoPol Gaz SA będącym właścicielem tej infrastruktury.

W poniższej tabeli przedstawiono zdolności przesyłowe na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Tabela 4.4. Zdolności przesyłowe na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w 2011 r.

a)

Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m ³ /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wyjścia z systemu na granicy polsko-niemieckiej [mln m ³ /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punktach wyjścia do systemu OGP Gaz-System SA [mln m ³ /godz.]	Niezarezerwowana zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m ³ /godz.]
4,134	3,758	0,665	0,165

b)

Zdolności przesyłowe [mld m ³ /rok]			
zarezerwowane w punkcie wejścia do systemu	zarezerwowane dla tranzytu	zarezerwowane na potrzeby krajowe	niezarezerwowane
31,640	28,760	2,880	1,320

* Powyższe dane przedstawione w GOST. Umowy oraz publikowane dane są odniesione dla warunków p=101,325 kPa i t=293,15 K.

Źródło: OGP Gaz-System SA.

²³⁾ Komisja Europejska podjęła w lipcu 2011 r. decyzję o przyznaniu 425 tys. euro pomocy finansowej na rzecz projektów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania OGP Gaz-System SA i litewskiego Lietuvos Dujos. W ramach programu Trans-European Networks–Energy (TEN-E), mającego na celu integrację sieci energetycznej zostanie dofinansowane opracowanie analizy ekonomicznej i studium wykonalności dla gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Litwa.

W ramach monitorowania przez Prezesa URE zasad zarządzania i rozdziału przepustowości zbadano również realizację usługi wirtualnego przesyłu wstecznego (ang. *virtual reverse flow*) na gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Usługa przesyłania w kierunku wstecznym (w punkcie Mallnow) świadczona była w 2011 r. na zasadach przerywanych, na IV poziomie pewności dostaw gazu (zgodnie z pkt 9.2 Taryfy SGT). Zdolność przesyłowa w rewersie wirtualnym w Mallnow równa była sumie technicznej zdolności przesyłowej punktów odbioru do polskiego systemu we Włocławku i Lwówku i wynosiła 15 965 tys. m³/d.

Zgodnie z zatwierdzoną przez Prezesa URE 31 sierpnia 2011 r. IRiESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa, OGP Gaz-System SA przeprowadził proces przyjmowania wniosków o świadczenie usługi przesyłania na lata 2012, 2013, 2014 oraz 2015. W odpowiedzi wpłynęło pięć wniosków na korzystanie z usługi wirtualnego rewersu. Cztery wnioski dotyczyły świadczenia usługi w okresie długoterminowym, a jeden usługi krótkoterminowej w okresie od 1 listopada do 31 grudnia 2011 r. Jednakże, wnioskowane ilości oraz moce przekroczyły dostępną przepustowość. W wyniku przeprowadzonego przez OGP Gaz-System SA procesu przydziału zdolności przesyłowej podpisana została jedna umowa dla krótkoterminowej usługi przesyłania zwrotnego oraz trzy umowy dla usług długoterminowych.

Dodatkowo, 18 października 2011 r. OGP Gaz-System SA poinformował uczestników rynku, iż ze względu na fakt, że SGT EuRoPol Gaz SA zaoferował od 1 stycznia 2012 r. zdolności przesyłowe SGT na warunkach ciągłych, OGP Gaz-System SA w uzgodnieniu z Prezesem URE, rozpoczął nabór wniosków na usługi przesyłowe ciągłe długoterminowe, obejmujące przesyłanie paliwa gazowego SGT w kolejnych latach gazowych: 2012, 2013, 2014 i 2015. Wnioski o świadczenie usługi przesyłania były przyjmowane od 18 października 2011 r. do 4 listopada 2011 r. i rozpatrywane zgodnie z IRiESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów oraz ACER

Jednym z głównych priorytetów Prezesa URE była realizacja obowiązków regulatora, wynikających z prawodawstwa krajowego i europejskiego dotyczących współpracy w zakresie kwestii transgranicznych. W związku z realizacją działań zwiększających zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych przez operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA tj. rozbudowy i modernizacji systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w rejonie Lasowa oraz potrzebą koordynacji alokacji zdolności przesyłowej po obu stronach granicy tj. przez Gaz-System SA jak i ONTRAS/VNG Gastransport GMBH (operatora niemieckiego) oraz zbadania możliwości harmonizacji zasad alokacji, w tym oferowania produktów powiązanych (*bundled products*), Prezes URE podjął działania mające na celu analizę w zakresie prawodawstwa, pozyskanie wiedzy od regulatora niemieckiego (Bundesnetzagentur - BNetzA) na temat ram regulacyjnych po stronie niemieckiej, w tym mechanizmów mogących mieć wpływ na dalsze uzgodnienia i decyzje w zakresie współpracy transgranicznej. W ramach realizowanych w 2011 r. prac, 28 października 2011 r. odbyło się czterostronne spotkanie (regulatorów i operatorów), podczas którego:

- a) powołano Grupę Roboczą złożoną z przedstawicieli Gaz-System i ONTRAS. Zadaniem Grupy jest przygotowanie projektu wspólnej procedury alokacji zdolności przesyłowej w ramach produktów powiązanych i przedłożenie projektu dokumentu do akceptacji regulatorom,
- b) uzgodniono przygotowanie przez OSP listu intencyjnego, który podpisany zostanie przez obu operatorów,
- c) przedstawiono prace koncepcyjne i sposób ich realizacji w celu wdrożenia możliwości oferowania produktów powiązanych, zgodnie z Kodeksem Sieciowym w zakresie mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej. Przyjęte założenia stanowią, iż: oferowane produkty powiązane dotyczą połączenia międzysystemowego IP Lasów; sprzedaż realizowana będzie poprzez platformę wymiany handlowej Gaspool (lub inną nowoutworzoną np. przez Gaz-System); ciągła/długoterminowa zdolność przesyłowa oferowana będzie na zasadach rocznych i kwartalnych; oferowanie produktów powiązanych nastąpić może od 2014 r.; pierwsza aukcja zostanie przeprowadzona w 2013 r.,
- d) zidentyfikowano główne zagrożenia, które mogą mieć wpływ na realizację projektu m.in.:
 - różnice prawne w obu krajach dotyczące odmiennych regulacji w zakresie oferowania produktów powiązanych oraz aukcji;
 - brak w polskim prawodawstwie możliwości oferowania przepustowości w trybie aukcyjnym, w tym generowania tzw. premii aukcyjnej.

Współpraca w powyższym zakresie kontynuowana jest w roku 2012.

W 2011 r. Prezes URE informował Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) o szczegółach procedury, w ramach której udostępnione zostały dodatkowe zdolności przesyłowe na polsko-niemieckim interkonektorze w Lasowie, a także wynikach spotkań polskiego i niemieckiego regulatora oraz OSP w sprawie alokacji przepustowości na tym połączeniu międzysystemowym.

Współpraca z ACER

W odniesieniu do współpracy Prezesa URE z ACER, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, polski regulator brał czynny udział w pracach Agencji na poziomie Rady Regulatorów oraz grup roboczych Agencji. Przedstawiciele Prezesa URE byli ponadto zaangażowani w prace na poziomie regionalnym. Nowopowstała Agencja przejęła część kompetencji ERGEG, w tym m.in. nadzór nad inicjatywami regionalnymi. Mają być one etapem pośrednim w tworzeniu wewnętrznego rynku energii w Europie – od integracji rynków krajowych na poziomie regionalnym do wspólnego dla całej UE jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu. Zgodnie z przyjętym podziałem, Polska jest pełnym uczestnikiem regionalnego rynku gazu – Rynek Europy Południowej/Południowo-Wschodniej (SSE).

W 2011 r. zadania realizowane w ramach Inicjatyw Regionalnych stanowiły kontynuację prac podjętych w poprzednich latach, w szczególności dotyczyły kwestii opracowania Wytycznych Ramowych i Kodeksów Sieci oraz prac w zakresie dalszego rozwoju sieci, mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej i procedur zarządzania ograniczeniami, przejrzystości (publikowanie informacji), bezpieczeństwa i dostępności gazu jako surowca, a także komunikacji pomiędzy uczestnikami rynku, harmonizacji na połączeniach transgranicznych i reżimu regulacyjnego, w tym bilansowania i dostępu do zdolności przesyłowych. Jednocześnie, mając na uwadze nadal istniejące odrębności poszczególnych regionów w zakresie stopnia rozwoju rynku, prowadzone były prace nad ujednoczeniem zasad i dalszym rozwojem rynku w całej Unii. W odniesieniu do regionu SSE były to w szczególności:

- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu jako priorytetu dla regionu, w tym opracowanie Planów Działań Zapobiegawczych (*Preventive Action Plans*) i Planów Bezpieczeństwa (*Emergency Plans*);
- projekt pilotażowy GATRAC (*Gas Transport Cooperation*) dotyczący oferowania na jednej platformie produktów powiązanych tj. zdolności przesyłowej na połączeniach pomiędzy Czechami, Słowacją, Austrią i Niemcami;
- projekt wirtualnego punktu wymiany handlowej dla Austrii jakim w 2013 r. ma stać się CEGH (*Central European Gas Hub*);
- procedura oferowania zdolności przesyłowej na zasadzie Day-Ahead na połączeniu pomiędzy Austrią i Włochami.

Ponadto, w związku z mandatem Komisji Europejskiej wyrażonym 21 i 22 marca 2011 r. na Forum Madryckim w zakresie sporządzenia, uzgodnienia i przedłożenia Planów Działań na lata 2011–2014, podjęte zostały prace nad Planem Działań dla regionu SSE. Zgodnie z założeniami Planu, Rynek Południe/Południowy-Wschód realizuje zadania z zakresu: alokacji zdolności przesyłowej i produktów powiązanych, integracji rynków, współpracy międzyoperatorkiej, infrastruktury i inwestycji oraz bezpieczeństwa dostaw gazu.

Oprócz bieżącej, usystematyzowanej współpracy z ACER na forum Rady Regulatorów Agencji, grup roboczych i prac w regionach, Prezes URE udzielał również ACER informacji dotyczących specyfiki polskiego rynku gazu, w tym w odniesieniu do zgodności niektórych funkcjonujących na nim rozwiązań z przepisami III pakietu energetycznego.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

Monitorowanie planów inwestycyjnych odbywa się w oparciu o sprawozdania z realizacji planów, które przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, co-rocennie do 1 marca, przedkładają Prezesowi URE.

Operator Sieci Przesyłowej Gaz-System SA w 2011 r. realizował inwestycje w oparciu o plan rozwoju uzgodniony w 2009 r. na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r. W 2009 r. uzgodnione zostały również plany rozwoju OSD opracowane na lata 2009–2013.

Tak więc realizacja inwestycji przez OSD w 2011 r., podobnie jak przez OSP, odbywała się w oparciu o wyżej wskazane plany. Zaznaczyć przy tym należy, że mimo oszacowania poziomu nakładów

inwestycyjnych OSD w 2009 r. na cały okres objęty planem, tj. od 2009 r. do 2013 r. nakłady inwestycyjne uzgodnione zostały jedynie do 2011 r.

Tabela 4.5. Zestawienie nakładów inwestycyjnych (suma: 6 OSD oraz OSP) w cenach bieżących

Rok	Nakłady inwestycyjne	
	plan [tys. zł]	wykonanie [tys. zł]
2007	1 209 658	1 033 143
2008	1 276 197	1 224 561
2009	1 705 464	1 430 122
2010	1 907 838	1 454 936
2011	2 264 962	1 773 655

W 2011 r. suma nakładów poniesionych przez OSD wyniosła 1 293 770 tys. zł.

Tabela 4.6. Długość sieci dystrybucyjnych i przesyłowych

Rok	Długość sieci [km]
2007	135 487,8
2008	137 749,2
2009	152 604,9
2010	174 568,6
2011	180 680,8

W 2011 r. długość sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego wysokometanowego wyniosła 171 539,4 km, z czego długość sieci przesyłowych wyniosła 9 883,7 km, a dystrybucyjnych – 161 655,7 km. Natomiast długość sieci przesyłowych i dystrybucyjnych pozostałych paliw gazowych wyniosła 9 141,4 km.

Rola Prezesa URE w procesie dokonywania oceny efektywności funkcjonowania sieci nie zmienia się i sprowadza się do następujących zadań:

- akceptacji w procesie taryfowym takich przychodów przedsiębiorstwa, które mogą mu zapewnić bezpieczeństwo dostaw i poprawę efektywności funkcjonowania sieci ocenianą m.in. wskaźnikiem średniego czasu przerw w dostawach z tytułu awarii, zwiększeniem przepustowości sieci oraz zmniejszeniem udziału zużycia gazu na różnicę bilansową;
- oceny funkcjonowania sieci w trakcie uzgadniania projektów planów rozwojów na kolejne lata, gdzie analizowana jest zasadność poziomu planowanych nakładów pokrywanych przez przychody taryfowe w kontekście rozwoju sieci i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw;
- wymagania zawarcia przez przedsiębiorstwa sieciowe w swoich taryfach postanowień o wysokości bonifikat z tytułu jakości świadczonych usług, w tym z tytułu ograniczenia wielkości mocy umownej oraz niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Tabela 4.7. Przerwy w dostawach paliw gazowych

Rok	Przerwy					
	awarie			prowadzone prace planowe		
	czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych [szt.]	średni czas [min./odb.]	czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych [szt.]	średni czas [min./odb.]
2005	43 341 809,10	109 571	395,56	79 411 583,60	194 219	408,88
2006	89 518 594,80	123 361	725,66	76 721 978,40	153 386	500,19
2007	46 707 750,34	89 218	523,52	78 061 416,00	153 083	509,93
2008	110 416 057,40	104 108	1 060,62	131 395 059,60	130 673	1 005,53
2009	81 563 843,00	102 763	793,71	130 628 780,40	151 273	863,53
2010	27 236 695,80	117 616	231,60	55 470 326,40	162 637	341,07
2011	134 906 106,96	136 308	989,72	163 282 369,80	183 623	889,23

Tabela 4.8. Ilość odłączeń odbiorców (wstrzymanie dostarczenia z powodu niepłacenia)

Rok	Gaz		
	liczba odłączeń	liczba odbiorców ogółem	[%]
2004	46 451	6 337 536	0,73
2005	44 957	6 386 160	0,70
2006	33 815	6 396 234	0,53
2007	31 006	6 493 775	0,48
2008	43 319	6 594 867	0,66
2009	53 236	6 641 066	0,80
2010	46 080	6 682 227	0,69
2011	73 570	6 718 681	1,10

4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, właścicieli systemów i przedsiębiorstwa gazowe ich obowiązków zgodnie z właściwymi przepisami wspólnotowymi, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych

W 2011 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 715/2009 i u-Pe, w szczególności w zakresie przejrzystości, w tym realizacji obowiązków informacyjnych dotyczących dostarczenia użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania i dystrybucji. Ponadto, Prezes URE monitorował w 2011 r. na podstawie art. 9d u-Pe realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w odniesieniu do struktury przedsiębiorstw – ich formy prawnej i organizacyjnej, niezależności związanej z prowadzoną działalnością, niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu przesyłowego – wykonywanego przez OGP Gaz-System SA, dotyczyło:

- analizy danych, do których przedkładania została zobowiązana spółka po zatwierdzeniu IRiESP,
- okresowej analizy informacji, do publikowania których została zobowiązana spółka na podstawie obowiązujących przepisów i wydanych na ich podstawie decyzji Prezesa URE,
- sprawdzania informacji związanych z pismami bądź wnioskami innych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. ubiegającymi się o zawarcie umów przesyłowych,
- ocenie działalności spółki pod kątem wypełniania zapisów IRiESP.

Ponadto Prezes URE realizując w 2011 r. działania monitorujące zadania wykonywane przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, czynnie uczestniczył w badaniach monitorujących prowadzonych przez ACER.

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego

Art. 9 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne nakłada na podmioty posiadające status operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu dystrybucyjnego obowiązki informacyjne, w szczególności dotyczące dostarczenia użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania i dystrybucji.

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 11a do zakresu działania Prezesa URE należy kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 1775/2005. W związku z wejściem w życie III pakietu energetycznego, 3 marca 2011 r. zaczęło obowiązywać nowe rozporządzenie 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

W 2011 r. Prezes URE przeprowadzał cykliczne badania monitorujące sposób wypełniania przez operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA obowiązku publikowania powyższych informacji, które wykazały, że OSP w pełni realizuje nałożone na niego zobowiązania wynikające z rozporządzenia. Wszystkie udostępniane przez operatora informacje były także dostępne w angielskiej wersji językowej.

9 maja 2011 r. OSP uruchomił system obsługi klienta tzw. System Wymiany Informacji (SWI), który jest na bieżąco uzupełniany danymi o usługach świadczonych przez spółkę. System ten stanowi

platformę wymiany informacji pomiędzy OSP a uczestnikami rynku gazu w kwestiach natury handlowej i technicznej oraz jest narzędziem służącym OSP do realizacji obowiązków informacyjnych nałożonych przez rozporządzenie 715/2009.

Ponadto, OSP publikował informacje techniczne charakteryzujące system przesyłowy, niezbędne do uzyskania skutecznego dostępu do systemu, w szczególności:

- opis systemu przesyłowego w formie schematu sieci wraz z informacjami o punktach wejścia i wyjścia, w tym o punktach łączących z systemami innych operatorów,
- informacje o jakości gazu i standardach dotyczących wielkości ciśnień oraz informacje dotyczące:
- dziennego stanu zdolności przesyłowej ciągłej i przerywanej, maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, technicznej zdolności przesyłowej uwzględniającej ograniczenia, całkowitej zakontraktowanej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych wraz ze wskaźnikiem dostępnej zdolności przesyłowej,
- przepustowości stacji gazowych,
- 18-miesięcznej oraz długoterminowej prognozy dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych,
- nominacji i renominacji dla poszczególnych punktów właściwych w podziale na każdy dzień tygodnia,
- faktycznej ilości przesłanego gazu dla poszczególnych punktów właściwych,
- planowanych okresów konserwacji i remontów, mogących mieć wpływ na ograniczenia w przesyłaniu paliwa gazowego,
- danych archiwalnych odnośnie wskaźników średniego rocznego wykorzystania zdolności przesyłowej oraz miesięcznych wskaźników maksymalnego i minimalnego wykorzystania zdolności przesyłowej od 2007 r.

Wszelkie dane przekazane do operatora są traktowane jako poufne i przechowywane oraz przetwarzane zgodnie z obowiązującym prawem z zachowaniem odpowiednich środków bezpieczeństwa, o czym operator zapewnia na swojej stronie internetowej.

Ponadto, w celu realizacji obowiązków wynikających z art. 6 rozporządzenia 1775/2005 nałożonych na operatorów systemów przesyłowych, 17 grudnia 2010 r. OGP Gaz-System SA wystąpił z wnioskiem o zatwierdzenie przez Prezesa URE punktów właściwych²⁴⁾ systemów przesyłowych, tj. Systemu Gazociągów Przesyłowych i Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT). Przed wydaniem stosownej decyzji, Prezes URE zobowiązany był do przeprowadzenia konsultacji z użytkownikami systemu, których wyniki zostały następnie upublicznione na stronie internetowej URE. 23 lutego 2011 r. Prezes URE zatwierdził punkty właściwe systemów przesyłowych, wskazane przez OGP Gaz-System SA na następujących warunkach:

- powstałe po dacie wydania decyzji punkty właściwe systemu gazociągów przesyłowych i systemu gazociągów tranzytowych wymagają zatwierdzenia przez Prezesa URE,
- powstałe po dacie wydania decyzji punkty wejścia do systemu gazociągów przesyłowych, stanowiące produkcję krajową oraz punkty wyjścia z systemu gazociągów przesyłowych mogą być agregowane przez Operatora do istniejących punktów właściwych (stref), zatwierdzonych decyzją.

Zatwierdzenie punktów właściwych, dla których OSP publikuje wymagane prawem dane w znaczącym stopniu ułatwiło nie tylko dotychczasowym użytkownikom, ale przede wszystkim potencjalnym użytkownikom systemu, dostęp do interesujących ich informacji oraz zwiększyło przejrzystość podejmowanych przez OSP działań. Warto podkreślić, że decyzja Prezesa URE w zakresie zatwierdzania punktów właściwych dotyczyła nie tylko krajowego systemu przesyłowego, ale również SGT i stała się podstawą publikacji informacji dotyczących gazociągu jamalskiego. Poza tym, była jednym z elementów mających wpływ na rozpoczęcie świadczenia przez OSP usług przesyłowych za pomocą rewersu wirtualnego.

W związku z wyznaczeniem OGP Gaz-System SA na operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, na OGP Gaz-System SA nałożony został obowiązek publikacji odpowiednich danych wynikających z rozporządzenia 715/2009. Prezes URE przeprowadził badanie w wyniku którego stwierdzono, że OGP Gaz-System SA spełnia wymagania wynikające z tego rozporządzenia. Operator w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w znormalizowanej formie przedstawia informacje dla poszczególnych punktów systemu (w tym dla usługi przesyłania w kierunku wstecznym na punkcie SGT Mallnow rewers), w postaci zbieżnej do informacji przedstawionych odnośnie krajowego systemu gazowego, w szczególności dotyczące:

- schematu systemu gazociągów tranzytowych wraz z punktami wejścia/wyjścia,
- dziennego stanu zdolności przesyłowej ciągłej i przerywanej,

²⁴⁾ Punkty właściwe zostały określone w załączniku I do rozporządzenia 715/2009 i oznaczają głównie wszystkie punkty wejścia do i wyjścia z sieci zarządzanej przez operatora systemu przesyłowego.

- parametrów charakteryzujących jakość przesyłanego gazu,
- planowanych prac, mogących powodować zmiany w warunkach funkcjonowania systemu gazociągów tranzytowych, wpływające na ograniczenia w przesyłaniu paliwa gazowego,
- 18-miesięcznej oraz długoterminowej prognozy dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych,
- dostępnej dobowej zdolności przerywanej na następny dzień, a także
- danych archiwalnych dotyczących rocznego zrealizowanego przepływu na punktach wejścia/wyjścia oraz miesięcznych wskaźników maksymalnego i minimalnego wykorzystania zdolności przesyłowej od 2008 r.

OGP Gaz-System SA publikuje także na stronie internetowej wymagane informacje odnośnie stawek opłat oraz metodologii kalkulacji i struktury taryf dla usług przesyłania paliw gazowych, załączając dodatkowo odpowiednie kalkulatory opłat za usługi przesyłania oraz usługi dodatkowe.

Prowadzenie postępowań oraz nakładanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz wymaganie od przedsiębiorstw gazowych wszelkich istotnych informacji

W 2011 r. Prezes URE podejmował działania zmierzające do wspierania rozwoju konkurencji z uwzględnieniem, zgodnie art. 23 ust. 1 u-Pe, wymogu równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W celu efektywnego wypełniania tych zadań organ regulacyjny dysponuje kompetencjami wskazanymi w art. 28 ust. 1 ustawy umożliwiającymi Prezesowi URE wgląd do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego, żądanie przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. Jednocześnie, Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków wynikających z udzielonej koncesji lub badania zgodności ze stanem faktycznym.

Ponadto, organ regulacyjny dla skutecznej realizacji nałożonych na niego obowiązków, posiada środki o charakterze karnym, których opis znajduje się w art. 56 ust. 1 u-Pe. Artykuł ustawy określa konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu i jego możliwości finansowe.

W 2011 r. w odniesieniu do sektora paliw gazowych prowadzonych było 6 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych. Większość postępowań dotyczyła kwestii nieprzedłożenia Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów rozwoju za 2010 r., tj. naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 7 u-Pe (art. 56 ust. 1 pkt 31). Na mocy art. 16 ust. 7 u-Pe, który dodany został ustawą zmieniającą z 8 stycznia 2010 r.²⁵⁾, przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane zostały do corocznego przedkładania Prezesowi URE, w terminie do 1 marca, sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe. Obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. sprawozdań objęte zostały wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów. W związku z tym, że część przedsiębiorstw nie przedłożyła wymaganego sprawozdania, podjęte zostało postępowanie wyjaśniające przyczyny niewywiązania się z ciążącego na nich obowiązku. W wyniku powyższego większość przedsiębiorstw przesłało zaległe sprawozdanie, jednocześnie podając przeoczenie nowelizacji u-Pe jako przyczynę swojego działania. Zaznaczyć należy, że w art. 56 ust. 6a u-Pe ustawodawca przewidział możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek. W przedmiotowych postępowaniach wystąpiły łącznie wyżej określone przesłanki odstąpienia przez Prezesa URE od wymierzenia kary, bowiem wykazano znikomą szkodliwość czynu, a także fakt zrealizowania obowiązku przedłożenia omawianego sprawozdania niezwłocznie po podjęciu przez przedsiębiorstwa informacji o jego uchybieniu.

W 2011 r. Prezes URE (działając na podstawie art. 56 ust. 6a w związku z art. 56 ust. 1 pkt 5 u-Pe) orzekł, wobec jednego przedsiębiorstwa z sektora gazowego naruszenie art. 47 ust. 1 u-Pe polegające na stosowaniu ceny i taryfy w okresie od 14 czerwca 2011 r. do 2 września 2011 r., bez ich

²⁵⁾ Ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104). Ustawa ta weszła w życie 11 marca 2010 r.

przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia i jednocześnie odstąpił od wymierzenia przedsiębiorstwu kary za to działanie. W przedmiotowym postępowaniu wystąpiły przesłanki odstąpienia przez Prezesa URE od wymierzenia kary.

Ponadto w opisywanym roku sprawozdawczym kontynuowane było jedno postępowanie dotyczące braku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w 2009 r., wszczęte w 2010 r. Do końca 2011 r. decyzja w tej sprawie nie została wydana.

4.1.6. Rozstrzygnięcie sporów

Prezes URE posiada prawo do rozstrzygnięcia sporów o dostęp do systemu gazowego. W 2011 r. prowadzone były dwa postępowania w tej sprawie. Pierwsze dotyczyło dostępu do sieci operatora systemu dystrybucyjnego. Postępowanie to zakończyło się podpisaniem ugody i zawarciem umowy dystrybucyjnej. Drugie postępowanie dotyczyło odmowy zawarcia umowy przesyłowej z podmiotem, który w ramach procedury zmiany sprzedawcy ubiegał się o dostęp na zasadach ciągłych do zdolności przesyłowych w punkcie wejścia i wyjścia z systemu przesyłowego. Prezes URE spór ten rozstrzygnął na korzyść sprzedawcy. OGP Gaz-System SA nie zgodził się z decyzją Prezesa URE i złożył odwołanie do sądu od tej decyzji. W tej sprawie brak jest ostatecznego rozstrzygnięcia.

4.2. Promowanie konkurencji

4.2.1. Rynek hurtowy

4.2.1.1. Monitorowanie poziomu przejrzystości cen

Hurtowy rynek gazu ziemnego w 2011 r. w Polsce to w praktyce rynek jednego sprzedawcy. Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, w dalszym ciągu była zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA i funkcjonowała wyłącznie w ramach GK PGNiG SA.

Obrót gazem ziemnym w 2011 r. realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Ceny paliwa gazowego, zatwierdzone przez Prezesa URE, nie są różnicowane w zależności od tego, czy wykorzystuje się gaz na potrzeby własne odbiorcy, czy do dalszej odsprzedaży. O cenie decyduje moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów odbioru. Wolumen sprzedaży nie jest czynnikiem bezpośrednio różnicującym ceny.

Wobec powyższych faktów wskazujących na niedostateczny rozwój rynku hurtowego wynikający, de facto z uwarunkowań historycznych, monitorowanie cen gazu w obszarze tego rynku realizowane było w ograniczonym zakresie, tj. w zakresie prawidłowości stosowania zatwierdzonych taryf.

4.2.1.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym przestrzegania wymagań w zakresie przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Oprócz działań Prezesa URE związanych z monitorowaniem wymogów w zakresie transparentności na rynku hurtowym, które zostały opisane w rozdziale 4.1.5., w ubiegłym roku regulator podejmował również inne inicjatywy ukierunkowane na promowanie i zwiększenie konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego.

Jednym z działań, mających na celu zmianę sytuacji na rynku gazu było rozpoczęcie prac nad Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce. W tym celu Prezes URE w 2011 r. opublikował na stronie internetowej urzędu ankietę, której celem było rozpoznanie potrzeb uczestników co do zakresu i sposobu przyspieszenia liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce. Ankieta, opublikowana w języku polskim i angielskim, była skierowana do wszystkich osób prawnych i fizycznych, krajowych i zagranicznych. Odpowiedzi na ankietę udzieliły 24 podmioty.

Na podstawie wyników ankiety w grudniu 2011 r. opracowany został projekt Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce, której podstawowym założeniem jest stworzenie warunków do przeprowadzenia przez PGNiG SA Programu Uwalniania Gazu (PUG, ang. *Gas Release Program*). Pro-

gram Uwalniania Gazu ma na celu wykreowanie wystarczającej płynności na rynku hurtowym gazu ziemnego, umożliwiającej odejście od administracyjnego zatwierdzania cen gazu dla wszystkich grup odbiorców.

Projekt Mapy drogowej oprócz PUG przewiduje działania legislacyjne mające na celu efektywne wdrożenie zasad europejskiego rynku gazu oraz rozbudowę infrastruktury, a także działania na rzecz wzmocnienia pozycji gospodarstw domowych na rynku gazu. Dokument ten został poddany konsultacjom, w tym z Komisją Europejską. Dalsze prace w tym zakresie realizowane są w 2012 r.

4.2.2. Rynek detaliczny

Pozycję dominującą w sektorze w 2011 r., i tym samym na detalicznym rynku gazu, zajmowała GK PGNiG SA, w skład której wchodzi przedsiębiorstwo PGNiG SA, zajmujące się m.in. obrotem gazem ziemnym oraz sześciu operatorów dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za transport gazu do odbiorców domowych, instytucjonalnych i komercyjnych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG SA, wpływa od wielu lat na strukturę rynku detalicznego oraz tempo przemian w nim zachodzących. Nadal około 96,38% sprzedaży gazu ziemnego realizowane jest przez PGNiG SA, natomiast pozostałe 3,62% przez kilkadziesiąt podmiotów, które starają się rozwijać i umacniać swoją pozycję na rynku.

Jako największe podmioty pod względem wolumenu sprzedaży w 2011 r., poza GK PGNiG SA, wymienić należy: EWE energia Sp. z o.o., HANDEN Sp. z o.o., G.E.N Gaz Energia SA, ENESTA SA, KRI SA. Przedsiębiorstwa te prowadzą działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA odbiorcom końcowym. Istotna większość zajmuje się sprzedażą gazu kupowanego od PGNiG SA za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Istnienie tych podmiotów jest ważne z punktu widzenia funkcjonowania rynku gazu, gdyż prowadzą one działalność głównie na obszarach nieobsługiwanych przez PGNiG SA tj. z wykorzystaniem wybudowanych przez siebie własnych sieci dystrybucyjnych, i wypełniając „lukę rynkową” łączą działalność dystrybucyjną i obrotową.

4.2.2.1. Monitorowanie poziomu przejrzystości cen

Monitorowanie cen gazu ziemnego w Polsce realizowane jest zgodnie z art. 23 ust. 2 u-Pe poprzez monitorowanie funkcjonowania rynku gazu, w tym zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem.

W 2011 r. w URE prowadzonych było 57 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa gazownicze lub zmiany taryf, czy też zmiany terminu ich obowiązywania. Zakończonych zostało 49 z prowadzonych postępowań.

Spośród wszczętych i prowadzonych w 2011 r. postępowań taryfowych, 29 dotyczyło zatwierdzenia taryfy, 12 – zmiany obowiązującej taryfy, 2 – zmiany taryfy i okresu jej obowiązywania, 14 – przedłużenia terminu obowiązywania taryfy. Dwa postępowania spośród ww. zostały umorzone.

Z punktu widzenia odbiorców kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG SA, gdyż przedsiębiorstwo to w dalszym ciągu dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w Polsce na podstawie umów kompleksowych. W swojej taryfie PGNiG SA, oprócz cen paliw gazowych i stawek opłat abonamentowych, kalkuluje stawki sieciowe ustalone na podstawie kosztów zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych oraz kosztów magazynowania gazu w instalacjach własnych na potrzeby sezonowego ich poboru i wszystkie te składniki łącznie decydują o średniej cenie dostawy gazu do odbiorcy.

W 2011 r. taryfa PGNiG SA zmieniła się raz, co miało miejsce 15 lipca. Wnioskowany termin zatwierdzenia kolejnej taryfy – do 30 września 2011 r. – został przez Prezesa URE wydłużony do 31 grudnia 2011 r. Wprawdzie przedsiębiorstwo to wystąpiło z wnioskiem o zmianę cen paliw gazowych od 15 listopada, ale do końca 2011 r. postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone.

Tabela 4.9. Wysokość cen dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej (w potocznym rozumieniu: ceny hurtowe), do i po 15 lipca 2011 r.

Rodzaj gazu	Cena obowiązująca w okresie				Wzrost w % kol.3/kol.2 -1 * 100
	do 14 lipca	od 15 lipca	do 14 lipca	od 15 lipca	
	[zł/1 000 m ³]		[zł/kWh]		
wysokometanowy GZ-50	982,7	1 107,30	0,0895	0,1009	12,7
zaazotowany GZ-41,5	774,5	871,50	0,0850	0,0957	12,5
zaazotowany GZ-35	660,3	743,00	0,0825	0,0929	12,5

Główną przyczyną wzrostu ceny gazu wysokometanowego był wzrost kosztów jego pozyskania w zakupach importowych realizowanych w ramach jednego podstawowego i pięciu dodatkowych kontraktów zakupowych. Na koszt ten w jednakowym stopniu wpływ mają ceny importowe²⁶⁾, po których gaz ten nabywany jest za granicą, co kursy walutowe (USD i EUR). Założonemu – w okresie II i III kwartału 2011 r. – spadkowi kursów wymiany (jakkolwiek w rzeczywistości spadek ten nie miał miejsca) towarzyszył istotny, planowany wzrost cen importowych gazu, czego wypadkową był wzrost kosztów jego pozyskania o ok. 23%, w stosunku do kosztu uwzględnionego w taryfie obowiązującej do 15 lipca 2011 r.

Ceny gazów zaazotowanych pochodzących ze źródeł krajowych – (podgrupy GZ-41,5 i GZ-35) ustalone zostały w relacji do ceny gazu wysokometanowego tak, aby jednostki ciepła uzyskiwane ze spalania tych gazów były zbliżone do jednostki ciepła (1 GJ) uzyskiwanej ze spalania gazu wysokometanowego.

W efekcie zatwierdzenia nowej taryfy PGNiG SA nastąpił wzrost średnich cen dostawy gazu wysokometanowego²⁷⁾ o ok. 8,9%, gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o 7,6% oraz gazu zaazotowanego GZ-35 (Ls) o 6,3%.

Wzrost średnich cen na poziomie j.w. był wypadkową:

- wzrostu średnich cen w obrocie paliwami gazowymi²⁸⁾ odpowiednio o: 12,2% dla gazu wysokometanowego; 11,9% dla gazu zaazotowanego GZ-41,5 i 11,7% dla gazu zaazotowanego GZ-35 oraz
- spadku średnich stawek sieciowych²⁹⁾ o: (-) 0,6% dla gazu wysokometanowego, o (-) 5,4% dla gazu zaazotowanego (GZ-41,5) i o (-) 4,9% dla gazu zaazotowanego (GZ-35).

Dynamika zmian średnich cen dostawy dla poszczególnych rodzajów gazu, obszarów spółek dystrybucyjnych i grup taryfowych jest zróżnicowana, jednak w każdej z grup taryfowych wzrost średniej ceny dostawy do odbiorców nie był wyższy o więcej niż 3 punkty procentowe od średniej dla danego rodzaju gazu i obszaru.

Stosunkowo najłagodniej skutki wprowadzenia nowej taryfy odczuli odbiorcy gazu wysokometanowego zużywający najmniejsze jego ilości, tj. odbiorcy z grup z indeksem od 1 do 3, dla których wzrost średniej ceny wyniósł w skali kraju: 5,4%; 6,3% i 7,3%. Na obszarach poszczególnych Spółek Gazownictwa odchylenie od średniej krajowej w poszczególnych grupach nie przekroczyło 1%.

4.2.2.2. Monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym przestrzegania wymagań w zakresie przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu, podobnie jak odbiorcy energii elektrycznej uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy, w praktyce jednak uprawnienie to jest realizowane w niewielkim stopniu.

W związku z powyższym, w 2011 r. przygotowane zostały ankiety kwartalne, monitorujące proces zmiany sprzedawcy na rynku gazu. Ankiety te zostały skierowane do operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatora systemu przesyłowego w styczniu 2012 r. Podsumowania i wnioski z prowadzonego monitoringu wykorzystywane są w bieżących pracach. Z monitoringu tego wynika, że na koniec I kwartału 2012 r. sprzedawcę gazu zmieniło 10 odbiorców (w tym 4 zmiany w grupie taryfowej W 1-4) – wszystkie zmiany odnotowano na terenie działania Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

²⁶⁾ Które zmieniają się z początkiem każdego kwartału a ich kalkulacja oparta jest o średnie ceny kroczące dla dwóch produktów ropopochodnych z dziewięćmiesięcznego okresu bezpośrednio poprzedzającego dany kwartał.

²⁷⁾ Które ustalane są jako iloraz opłat wnoszonych przez odbiorców (za gaz jako towar, za obsługę handlową rekompensowaną poprzez stawki abonamentowe, za usługi sieciowe rekompensujące koszty zakupu usług przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowych) do ilości gazu, która została im dostarczona.

²⁸⁾ Które ustalane są z uwzględnieniem cen gazu oraz stawek opłat abonamentowych.

²⁹⁾ Które kalkulowane są na podstawie kosztów zakupu usług przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowych.

W odniesieniu do umów zawartych ze sprzedawcami lub odbiorcami gazu należy stwierdzić, iż Gaz-System SA posiadał zawarte umowy dot. usług przesyłania paliwa gazowego z 16 podmiotami (29 umów), następnie: 4 umowy – Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., 3 umowy – Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., 2 umowy – Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz po 1 umowie – Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. i Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

W celu zapewnienia odbiorcom realnej możliwości zmiany sprzedawcy, w 2011 r. nastąpiły zmiany w IRiESP przedłożonej do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Szczególnie istotne było wskazanie sposobu realizacji, zawartej w art. 4j u-Pe, tzw. zasady plecaka, polegającej na przypisaniu mocy umownej do odbiorcy gazu (prawo odbiorcy do zachowania przydzielonej mocy umownej).

Po zatwierdzeniu przez Prezesa URE, na podstawie decyzji z 27 września 2011 r. IRiESP, OSD zobowiązani byli do przedłożenia do zatwierdzenia IRiESD, w zapisach których obowiązkowo znaleźć musi się procedura zmiany sprzedawcy, dostosowana do zasad przewidzianych w IRiESP. W związku z tym, w 2012 r. spodziewać należy się zatwierdzenia przez Prezesa URE IRiESD zawierających uszczegółowioną procedurę zmiany sprzedawcy.

4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw

Podobnie jak w latach wcześniejszych, w 2011 r. ceny gazu były cenami kontrolowanymi przez Prezesa URE w zakresie przewidzianym u-Pe i stanowiły element zatwierdzanych taryf, które zgodnie z art. 47 wskazanej ustawy, podlegają publikacji w Biuletynie URE. Dodatkowo, obowiązujące w 2011 r. krajowe przepisy nie przewidywały ochrony odbiorców wrażliwych poprzez szczególną regulację cen dostaw gazu ziemnego.

4.2.4. Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku

Prezes URE nie posiada kompetencji do podejmowania decyzji i nakładania wszelkich niezbędnych i proporcjonalnych środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewnienia funkcjonowania rynku. Pewne kompetencje w tym zakresie posiada organ antymonopolowy – Prezes UOKiK, z którym regulator współpracuje w celu promowania konkurencji na rynku gazu w Polsce (m.in. w ramach prac związanych z przygotowaniem PUG).

Działania podejmowane w 2011 r. przez Prezesa UOKiK w stosunku do przedsiębiorców z sektora gazu zostały opisane poniżej³⁰⁾.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję

W 2011 r. Prezes UOKiK prowadził dwa postępowania w sprawie nadużywania przez PGNiG SA pozycji dominującej:

1. Postanowieniem z dnia 4 lipca 2011 r. (sygn. DOK1-411/1/11/MF/PK), wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG SA pozycji dominującej na krajowym rynku sprzedaży detalicznej paliwa gazowego polegającego na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku sprzedaży detalicznej paliwa gazowego oraz na krajowym rynku sprzedaży hurtowej paliwa gazowego poprzez ukształtowanie możliwości rozwiązania za wypowiedzeniem umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego w ten sposób, że złożenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy po dniu 30 września danego roku, powoduje, że umowa ulega rozwiązaniu z końcem roku następującego po roku, w którym złożono to oświadczenie, co mogło naruszać art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. Nr 50, poz. 331 ze zm.) i art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE C nr 115, 9.05, 2008, str. 47). W dniu 27 września 2011 r. spółka PGNiG wyraziła zamiar złożenia zobowiązania do podjęcia działań zmierzających do wyeliminowania kwestionowanych postanowień. Do końca 2011 r. sprawa pozostawała w toku. Postępowanie to zostało

³⁰⁾ Poniższy fragment został opracowany na podstawie informacji z UOKiK.

zakończone w 2012 r. wydaniem przez Prezesa UOKiK decyzji, na podstawie której nałożył on na PGNiG SA obowiązek wykonania zobowiązania określonego w sentencji decyzji.

2. Postanowieniem z dnia 28 grudnia 2010 r. wszczął postępowanie antymonopolowe (sygn. DOK1-411/1/10/PK) w sprawie nadużywania przez PGNiG SA w Warszawie pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającego na:
 - a) ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów poprzez odmowę sprzedaży tego paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom końcowym, tj. NowyGaz sp. z o.o. w Warszawie, co może stanowić praktykę określoną w art. 9 ust. 2 pkt 2 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów,
 - b) przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży tego paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom końcowym, tj. NowyGaz sp. z o.o. w Warszawie, co może stanowić praktykę określoną w art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Postępowanie nie zostało zakończone i obecnie jest w toku.

Postępowania antymonopolowe w sprawach koncentracji

W 2011 r. Prezes UOKiK przeprowadził postępowania antymonopolowe w sprawach koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży gazowej, które zostały zakończone wydaniem decyzji z dnia 22 listopada 2011 r. (nr DKK-147/11), na mocy której Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejęciu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie kontroli nad Vattenfall Heat Poland SA z siedzibą w Warszawie.

Postępowania wyjaśniające

1. W dniu 4 lipca 2011 r. Prezes UOKiK zakończył wszczęte w dniu 17 grudnia 2009 r. postępowanie wyjaśniające (sygn. DOK1-400/11/09/MF) mające na celu wstępne ustalenie, czy zasady współpracy PGNiG SA z siedzibą w Warszawie z odbiorcami gazu ziemnego naruszają przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów;
2. W dniu 6 maja 2011 r. Delegatura UOKiK w Bydgoszczy zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte w dniu 10 stycznia 2011 r. (sygn. RBG-400-32/10/BD) na skutek zawiadomienia dotyczącego działalności PGNiG SA w Warszawie – Pomorskiego Oddziału Obrotu Gazem, Gazowni Bydgoskiej oraz Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddziału Gazowniczego w Bydgoszczy. W toku postępowania ustalono, iż nie doszło do naruszenia interesu publicznego, a działania przedsiębiorcy nie pozostawały w sprzeczności z przepisami ustawy antymonopolowej;
3. W dniu 11 lutego 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu zakończyła postępowanie wyjaśniające wszczęte 27 grudnia 2010 r. (sygn. RPZ-400-00041/10/DW) w związku z otrzymaniem skargi, w której kwestionowana była treść umowy o przyłączenie oraz praktyką Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. polegającą na proponowaniu zawarcia kolejnej umowy o przyłączenie do sieci gazowej w sytuacji, gdy nie został dotrzymany termin przyłączenia określony w pierwszej umowie. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
4. W dniu 17 listopada 2011 r. Delegatura UOKiK w Poznaniu wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RPZ-400-47/11/JM) w związku z otrzymaną od konsumenta skargą na działania Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, związane z przyłączaniem odbiorców do sieci gazowej. Konsument zarzucił, że każdy podmiot przyłączany do sieci gazowej jest zobowiązany do nabycia projektu budowlanego przyłącza gazowego od pracowników Regionu Dystrybucji Gazu Gryfice-Goleniów. Ze skargi wynikało ponadto, że po przejęciu sieci gazowej od Gminy Rewal w 2006 r. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. obciążała odbiorców opłatami za przyłączenie do sieci pomimo, że opłaty te uiścili już wcześniej na rzecz Gminy Rewal. Postępowanie to zakończono w dniu 9 lutego 2012 r. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że

- doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
5. W dniu 30 września 2011 r. Delegatura UOKiK w Lublinie zakończyła postępowanie wyjaśniające, wszczęte w dniu 28 czerwca 2011 r. (sygn. RLU-400-21/11/RD) w sprawie ustalenia czy działania przedsiębiorcy Gaspol SA Warszawa – Region Wschodni z siedzibą w Lubartowie, w zakresie dystrybucji gazu płynnego w butlach, stanowi praktykę ograniczającą konkurencję. W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego;
 6. W 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie prowadziła postępowanie wyjaśniające, wszczęte w dniu 18 października 2010 r. (sygn. RWA-403-22/10/AT), mające na celu wstępne ustalenie, czy procedury związane z zawieraniem i aktualizacją zawartych z konsumentami umów dostarczania paliwa gazowego stosowane przez PGNiG SA w obrocie z udziałem konsumentów, nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
 7. W dniu 8 sierpnia 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-403-28/11/AT) mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez PGNiG SA procedury dotyczące ustalania istnienia wymagalnych wierzytelności, nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W przedmiotowej sprawie nadal prowadzone jest postępowanie;
 8. W dniu 21 listopada 2011 r. Delegatura UOKiK w Warszawie wszczęła postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-26/1/JZ) mające na celu wstępne ustalenie, czy w zakresie procedury kwalifikacji wyrobów zalecanych do stosowania w pracach montażowo-eksploatacyjnych na terenie działania Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie (należące do grupy kapitałowej PGNiG SA w Warszawie), doszło do nadużycia pozycji dominującej polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji. W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.

4.3. Ochrona konsumentów

Obowiązki użyteczności publicznej

Podstawowymi celami usług o charakterze publicznym są: zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, niezawodność sieci, odpowiednia jakość i ceny usług, a także respektowanie zobowiązań z zakresu ochrony środowiska naturalnego oraz poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstw. Obowiązki wynikające z tych celów są nałożone na uczestników rynku paliw gazowych w Polsce zarówno przepisami prawa (u-Pe oraz przepisy wykonawcze), jak i warunkami koncesji. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie przestrzega warunków wykonywania działalności określonych w koncesji, to zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy podlega karze pieniężnej, którą wymierza Prezes URE. Ponadto, jeżeli przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa, to zgodnie z art. 41 ust. 3 ustawy Prezes URE cofa takiemu przedsiębiorcy koncesję.

Definicja odbiorcy wrażliwego

Postulat ochrony odbiorcy wrażliwego, zagrożonego ubóstwem energetycznym wskazany został w działaniu 5.5 Programu Działań Wykonawczych 2009–2012 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, przyjętej 10 listopada 2009 r. W dokumencie tym jako odpowiedzialnych za przygotowanie i wdrożenie odpowiedniego rozwiązania w ramach krajowego systemu pomocy społecznej dla najsłabszych ekonomicznie grup odbiorców w gospodarstwach domowych wskazano Ministra Gospodarki oraz Ministra Pracy i Polityki Społecznej, bez nadania roli Prezesowi URE w tym zakresie.

Kwestie ochrony odbiorcy „wrażliwego społecznie” nie zostały jeszcze rozstrzygnięte ustawowo, mimo że wzrost cen gazu staje się problemem społecznym, generującym ubóstwo, w tym ubóstwo energetyczne. Jednakże, Ministerstwo Gospodarki 22 grudnia 2011 r. zaprezentowało pakiet trzech

ustaw, w tym: nowe Prawo energetyczne oraz Prawo gazowe. Zarówno w projekcie nowej u-Pe, jak i Prawo gazowe, przewidziane są rozwiązania prawne mające na celu pomoc tzw. odbiorcom chronionym w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Niezależnie od powyższego warto podkreślić, że Prezes URE w 2011 r. podejmował prace na rzecz odbiorcy wrażliwego społecznie w ramach działalności powołanego Zespołu do Spraw Koordynacji Prac nad Odpowiedzialnością Przedsiębiorstw Energetycznych wobec Odbiorcy.

4.4. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z u-Pe, organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe jest Minister Gospodarki. Niemniej, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, który za pomocą przydzielonych narzędzi, jest stale monitorowany przez Prezesa URE.

4.4.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

Biorąc pod uwagę bilans gazu ziemnego dla Polski wskazać należy, że dostawy gazu z zagranicy (w ilości 10 915,28 mln m³) uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych (w ilości 4 329,42 mln m³), co stanowiło blisko 30% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2011 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzwspólnotowe z Niemiec i Czech, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA a OOO „Gazprom eksport”. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 9 335,54 mln m³ gazu ziemnego, co stanowiło ok. 85% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Import ten uzupełniany był dostawami z Niemiec i Czech. Wielkość sumaryczna tych dostaw, realizowanych w ramach umów, wyniosła w 2011 r. 1 579,74 mln m³, co stanowiło ok. 14% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Informacje o strukturze dostaw gazu oraz krajowych zdolnościach wydobywczych w 2011 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 4.10. Struktura dostaw gazu w 2011 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Import, w tym:	10 915,28
– Kontrakt „jamalski”	9 335,54
Nabycie wewnątrzwspólnotowe / kraj pochodzenia	1 579,74
a) Niemcy	1 579,52
b) Czechy	0,22
Wydobycie własne	4 329,42
Magazyny gazu (zmiana stanu zapasów)*	-761,30*
Zakup ze źródeł krajowych (dostawy do PGNiG SA od krajowych dostawców)	110,67

* „+” – wzrost zapasów, „-” – zmniejszenie zapasów

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 4.11. Całkowite dostawy gazu ziemnego w 2011 r.

Dostawy		Produkcja	
całkowite dostawy* [mld m ³]	szczytowe** [mln m ³ /dobę]	całkowita [mld m ³]	dzienna zdolność produkcyjna [mln m ³ /dobę]
14,6	66,4	4,33	11,9/13,0
			produkcja średnioroczna/szczytowa

* Wydobycie + import + inne źródła krajowe – eksport + zmiana zapasów (Uwaga: uwzględniono również zakup ze źródeł krajowych w celu podania całkowitych dostaw gazu ziemnego).

** Maksymalne dzienne dostawy gazu w roku.

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 4.12. Krajowe zdolności wydobywcze w 2011 r.*

Zdolności wydobywcze [mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [mln m ³ /doba]
4,6	13,3

* Zdolności wydobywcze określono na podstawie 90% maksymalnych dobowych zdolności wydobywczych z 365 dni, które uwzględniają przestoje eksploatacyjne ośrodków wydobywczych. Różnica pomiędzy zdolnościami wydobywczymi a produkcją gazu ziemnego związana jest z wahaniami sezonowymi w zapotrzebowaniu na gaz ziemny zaazotowany w okresie letnim i zimowym. W okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny zaazotowany (znaczne spadki temperatur w okresie zimowym) zdolności wydobywcze wykorzystywane są w stopniu maksymalnym, zaś w okresie letnim zapotrzebowanie na ten rodzaj gazu zdecydowanie spada. Zdolności wydobywcze kopalń wydobywających gaz ziemny wysokometanowy wykorzystywane są w stopniu maksymalnym przez okres całego roku.

Źródło: PGNiG SA.

4.4.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

W 2011 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 14 380,99 mln m³. Przewiduje się, że w kolejnych latach jego rola w krajowym bilansie energetycznym będzie wzrastać, wraz z wykorzystaniem tego nośnika w produkcji energii elektrycznej, przewidywanym rozwojem wysokosprawnych technologii parowo-gazowych oraz w powiązaniu z systematycznym wzrostem zużycia gazu przez odbiorców końcowych. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz do 2019 r. przedstawia poniższa tabela.

Tabela 4.13. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny w latach 2011–2019

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny	
	[mld m ³]	[MToe]
2011	14,594	12,692
2015	17,876	15,546
2019	18,100	15,740

Źródło: PGNiG SA.

W 2011 r. operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System realizując zadania operatorskie przesłał odpowiednio: 13,01 mld m³ (12,08 Mtoe) gazu wysokometanowego i gaz zaazotowany o wolumenie 1,10 mld m³ (0,83 Mtoe). Poniższa tabela przedstawia prognozę OSP dotyczącą wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2012–2020³¹⁾.

Tabela 4.14. Prognoza wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2012–2020

gaz ziemny wysokometanowy

	Rok	[MToe]	[mld m ³]
Wolumen przesłanego gazu (zrealizowano)	2011	12,08	13,01
	2012	13,59	14,64
Wartość oczekiwana popytu (prognoza)	2013	14,07	15,15
	2020	22,02	23,71

gaz ziemny zaazotowany

	Rok	[MToe]	[mld m ³]
Wolumen przesłanego gazu (zrealizowano)	2010	0,83	1,10
	2011	0,83	1,10
Wartość oczekiwana popytu (prognoza)	2012	0,83	1,10
	2019	0,52	0,68

Źródło: Gaz-System SA.

³¹⁾ Wolumen przesłanego w 2011 r. paliwa gazowego, jak i prognoza na kolejne lata nie obejmują ilości przesłanego gazu do i z podziemnych magazynów gazu. Ilości oczekiwane przedstawiono zgodnie z prognozą wykonaną na potrzeby planu rozwoju OSP. Podziału dokonano proporcjonalnie do przepływów, jakie były w 2011 r.

Według OSP, prognozowany wzrost ilości dostarczanego paliwa gazowego nastąpić może w związku z ciągłym procesem przyłączenia nowych odbiorców, głównie małych przedsiębiorstw, do sieci dystrybucyjnych, oraz dużych odbiorców przemysłowych do sieci przesyłowej. Do końca 2014 r. przewidywany wzrost przesyłu paliwa gazowego w systemie pokrywany będzie głównie dostawami z istniejących punktów „wejścia” gazu z importu.

4.4.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców

Prowadzone w 2011 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych działań, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zapasów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Wnioskodawca takiej koncesji musi posiadać własne pojemności magazynowe, lub mieć zawartą umowę przedwstępną na świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 25 ustawy o zapasach). Ponadto Prezes URE, przy wydawaniu koncesji, informuje wnioskodawcę o konieczności zapewnienia wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W wydawanych koncesjach OGZ zamieszczany jest warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. W 2011 r. dwadzieścia dwa podmioty posiadały koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

- **taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego i dystrybucyjnego oraz magazynowego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy oraz wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG SA oraz OGP Gaz-System SA wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

- **zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów**

Operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, połączonych przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, do 15 listopada każdego roku, plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych. Tworzenie takich planów ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, zagrożenia bezpieczeństwa osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych oraz konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych (por. art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach).

- **uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgadnianie projektów planu rozwoju sieci z Prezesem URE pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych. W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców.

- **ustalania w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych oraz monitorowanie utrzymywania tych zapasów**

Powyższe jest dla regulatora kolejnym źródłem informacji, istotnych z punktu widzenia oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. W 2011 r. obowiązek utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego realizowany był w trzech podziemnych magazynach gazu, w tym jednym kawernowym: KPMG Mogilno, PMG Husów i PMG Wierzchowice. W okresie od 1 października 2010 r. do 30 września 2011 r. PGNiG SA utworzyło zapas obowiązkowy w ilości 530,1 mln m³, natomiast w okre-

się od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r. w ilości 555,8 mln m³ (wyniki monitorowania wielkości zapasów paliw gazowych zostały omówione w pkt 2.4.6.).

- **monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W wyniku monitorowania mechanizmów zarządzania ograniczeniami identyfikowane były bariery ograniczające możliwość korzystania z sieci. Pozwoliło to na podjęcie dalszych prac w zakresie bieżącej oceny wpływu proponowanych rozwiązań i przyjmowanych rozstrzygnięć na rozwój konkurencji na rynku gazu oraz usprawniło podejmowanie decyzji optymalnych z tego punktu widzenia.

- **monitorowania działań w zakresie środków bezpieczeństwa**

W 2011 r. monitorowanie działań w zakresie środków bezpieczeństwa realizowane było zgodnie z u-Pe i ustawą o zapasach, a także rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2010/WE z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającym dyrektywę Rady 2004/67/WE, które weszło w życie 2 grudnia 2010 r.

Zgodnie z ustawą o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, zobowiązane są do utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego w ustalonej przez Prezesa URE wielkości, odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu, średniemu dziennemu przywozowi tego gazu. Wyniki kontroli nie wykazały naruszeń prawa.

Z punktu widzenia zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego do Polski, także w kontekście przepisów nowego rozporządzenia 994/2010/WE, niezwykle istotna wydaje się kwestia zdolności systemu do zapewnienia dostarczenia gazu ziemnego w warunkach ograniczenia dostaw, w tym zapewnienie odpowiedniej przepustowości gazociągów, która umożliwiłaby zmianę kierunku dostaw gazu do dotkniętych ograniczeniami obszarów. Przewidywany w Polsce wzrost zapotrzebowania na gaz będący m.in. elementem realizacji polityki zwiększenia udziału paliw ekologicznych w krajowym bilansie paliw pierwotnych, jak również wynikający z przewidywanego rozwoju gospodarczego Polski, wskazuje na potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa poprzez pozyskanie dodatkowych źródeł gazu. Z drugiej strony, duży stopień uzależnienia Polski od dostaw gazu z jednego kierunku i występujące w ostatnich latach problemy dostawców z zapewnieniem ciągłości dostaw, wymuszają potrzebę podjęcia działań zmierzających do ograniczenia wpływu tego rodzaju zdarzeń na krajowy rynek gazu.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2011 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie, w szczególności rozbudowę i modernizację połączenia międzysystemowego Polska – Niemcy w rejonie Lasowa, zwiększającego zdolności przesyłowe na połączeniu z Niemcami do 1,5 mld m³/rok oraz oddanie do użytku połączenia międzysystemowego Polska-Czechy w rejonie Cieszyna, umożliwiającego przesył ok. 500 mln m³/rok. W przypadku pozostałych inwestycji tj. budowy terminalu LNG, czy rozbudowy podziemnych magazynów gazu, z uwagi na długość cyklu inwestycyjnego, ewentualne rezultaty będą odczuwalne w latach kolejnych, jednakże ich zakończenie będzie miało niewątpliwie pozytywny wpływ na poziom bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Jednocześnie, dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego i możliwość ich magazynowania pozwoli na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu tego surowca.

Mając na uwadze sytuacje ograniczeń w dostawach gazu z lat ubiegłych, Prezes URE prowadził w 2011 r. działania monitorujące bezpieczeństwo dostaw gazu poprzez szczegółową analizę raportów przekazywanych przez OGP Gaz-System SA w cyklach dziennych, informujących o stanie funkcjonowania systemu przesyłowego, w tym o wstrzymaniu lub ograniczeniu dostaw do polskiego systemu gazowego. W ramach działań monitorujących, prowadzono również analizę regulacji pod kątem funkcjonowania systemu gazowego w sytuacjach kryzysowych. W tym kontekście działanie procedur kryzysowych należy ocenić pozytywnie. Przygotowana była „infrastruktura prawna” tj. przepisy i procedury działań na wypadek ograniczeń dostaw oraz decyzje Prezesa URE, takie jak: plany wprowadzania ograniczeń, ilości obowiązkowych zapasów gazu, a także IRiESP, IRiESD oraz taryfy, które przewidywały zasady współpracy w warunkach ograniczeń³²⁾. Dodatkowo, dostawcy wprowadzili procedury obejmujące m.in. mechanizm ograniczeń kontraktowych.

Ponadto, mając na uwadze potrzebę zapewnienia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny, szczególnie w okresie zimowym, istotny jest fakt dysponowania podziemnymi zbiornikami magazynowania gazu o łącznej, czynnej pojemności wynoszącej ok. 1,83 mld m³. Podziemne magazyny gazu spełniają następujące funkcje: umożliwiają zrównoważenie sezonowych różnic między popytem i podażą na gaz; zapewniają niezawodność i bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców; pozwalają

³²⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252) oraz ustawa o zapasach.

w sposób racjonalny i ekonomiczny prowadzić eksploatację złóż gazu; umożliwiają tworzenie gospodarczych i strategicznych rezerw gazu ziemnego. Obecna pojemność czynna eksploatowanych przez PGNiG SA podziemnych magazynów gazu odpowiada (w zależności od pory roku) ok. 30-60 dniom krajowego zapotrzebowania. Pojemności te służą zaspokajaniu krótkotrwałych, dużych nierównomierności w poborze gazu, pozwalają na zapewnienie możliwości utrzymania dostaw gazu podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach z importu (KPMG Mogilno) oraz pokrywaniu długotrwałych znacznych zapotrzebowań w okresach jesienno-zimowych (PMG Wierzchowice i PMG Husów). Ponadto w pokryciu zapotrzebowania wykorzystywana jest elastyczność kontraktów importowych.

W 2011 r. działalność magazynowa realizowana była przez operatora systemu magazynowania paliw gazowych PGNiG SA Oddział OSM. Związana ona była z zapewnieniem funkcjonowania instalacji magazynowych, realizacją umów z użytkownikami oraz eksploatacją, konserwacją i remontami instalacji i urządzeń magazynowych. W posiadaniu PGNiG SA znajdowało się 100% pojemności podziemnych magazynów gazu. Przedsiębiorstwo to udostępniało w 2011 r. na rzecz operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA 50 mln m³ gazu, w związku z wykonywaniem przez spółkę funkcji operatorskich. Pozostała część pojemności wykorzystywana była na potrzeby własne PGNiG SA.

W 2011 r. kontynuowano prace ukierunkowane na budowę i rozbudowę magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w: Mogilnie, Wierzchowicach, Kosakowie i Brzeźnicy, a także magazynu gazu ziemnego wysokometanowego w Strachocinie, którego oddanie planowane jest do eksploatacji w 2012 r. Jakkolwiek podjęte prace nie skutkowały fizycznym przyrostem pojemności, przyjęta przez operatora systemu magazynowania strategia ukierunkowana na wzrost pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu pozwala sądzić, iż realizacja przez spółkę zadań inwestycyjnych zwiększy zdolności magazynowe zgodnie z przyjętym terminem zakończenia ich realizacji. Ogólną charakterystykę budowanych i rozbudowywanych magazynów gazu przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 4.15. Magazynowanie gazu ziemnego

Lp.	Nazwa magazynu gazu	Rodzaj inwestycji	Pojemność czynna [mln m ³]	Pojemność docelowa [mln m ³]	Termin realizacji inwestycji	Nakłady poniesione w 2011 r. [tys. zł]
Magazyny gazu wysokometanowego (grupy E)						
1	Kosakowo	Budowa	–	250	2021	19 224,9
2	Mogilno	Rozbudowa	377,89	841	2021	31 230,9
3	Wierzchowice	Rozbudowa	575,00	1 200	2012	429 192,3
4	Husów	Rozbudowa	350,00	500	2014	38,4
5	Strachocina	Rozbudowa	150,00	330	2012	86 211,5
6	Brzeźnica	Rozbudowa	65,00	100	2014	4 917,4

Źródło: PGNiG SA.

Pozytywnie należy także ocenić realizację prac związanych ze zwiększeniem wydobycia krajowego, którego poziom przez ostatnie lata nie uległ istotnej zmianie. Wydaje się, że stan taki może ulec poprawie, biorąc pod uwagę rosnącą liczbę koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż gazu ziemnego udzielanych przez Ministra Środowiska w ostatnim roku. Istotne znaczenie dla wzrostu wydobycia gazu ze złóż rodzimych, mogą mieć wyniki prowadzonych prac poszukiwania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych. Obecnie w Polsce zaangażowanych w działalność poszukiwawczą jest kilkadziesiąt podmiotów krajowych i zagranicznych, w tym takie jak PGNiG SA, Orlen, Conoco Philips, Chevron, Maraton Oil. Jednakże dotychczasowe szacunki zasobów gazu muszą zostać zweryfikowane i potwierdzone danymi uzyskanymi na podstawie analiz próbek pochodzących z przeprowadzonych odwiertów. Biorąc pod uwagę aktualnie szacowany potencjał złóż i zaangażowanie przedsiębiorstw, działania na rzecz poszukiwania i wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych powinny mieć, w niedalekiej perspektywie, istotny wpływ na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Polsce, w tym bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz. Pojawienie się dodatkowych ilości taniego gazu ziemnego na rynku może być także istotnym bodźcem dla gospodarki, nadając nowy impet inwestycjom w infrastrukturę gazową w Polsce.