

SPRAWOZDANIE
Z DZIAŁALNOŚCI
PREZESA
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
W 2011 R.

WARSZAWA, MARZEC 2012 R.

Spis treści

Wprowadzenie	7
I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA	9
Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE	11
II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIĄ ...	17
1. Elektroenergetyka	19
1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja	19
1.1.1. Rynek hurtowy	19
1.1.2. Rynek detaliczny	31
1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	37
1.2.1. Koncesje	37
1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	40
1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	44
1.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	45
1.2.5. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	45
1.3. Zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej	51
1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej	51
1.3.2. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe	54
1.3.3. Paneuropejskie mapy drogowe, projekty pilotażowe	56
1.3.4. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia	58
1.3.5. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej	62
1.4. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT	64
1.5. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)	68
1.5.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji	69
1.5.2. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji	71
1.5.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych	74
1.6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	75
1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	75
1.6.2. Monitorowanie piętnastoletnich prognoz sporządzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW	80
1.6.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	81
1.6.4. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	82

1.6.5.	Uzgodnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	83
1.6.6.	Kontrola zapasów paliw	84
1.6.7.	Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	87
2.	Gazownictwo	90
2.1.	Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja	90
2.1.1.	Rynek hurtowy	92
2.1.2.	Rynek detaliczny	95
2.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	97
2.2.1.	Koncesje	97
2.2.2.	Taryfy i warunki ich kształtowania	100
2.2.3.	Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	109
2.2.4.	Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw	109
2.2.5.	Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych ich zadań	111
2.3.	Zagadnienia związane z transgranicznym przesyłem gazu ziemnego	111
2.3.1.	Rynki regionalne gazu ziemnego, udział Polski w rynkach regionalnych gazu ziemnego	111
2.3.2.	Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych	114
2.3.3.	Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego w odniesieniu do transgranicznego przesyłu gazu	118
2.4.	Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	121
2.4.1.	Uzgodnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	121
2.4.2.	Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	122
2.4.3.	Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych	123
2.4.4.	Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego	123
2.4.5.	Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych	124
2.4.6.	Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	125
2.4.7.	Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	126
2.4.8.	Pozostałe działania Prezesa URE w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego	128
2.4.9.	Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	129
3.	Ciepłownictwo	133
3.1.	Rynek ciepła – ogólna sytuacja	133
3.1.1.	Lokalne rynki ciepła	133
3.1.2.	Bilans podaży i zużycia ciepła	137
3.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	140
3.2.1.	Koncesjonowanie	140
3.2.2.	Zatwierdzanie taryf	141
3.2.3.	Inne działania Prezesa URE	144

4. Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty	145
4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych	145
4.1.1. Ogólna charakterystyka rynku	145
4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania	146
4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych	150
4.2.1. Podstawy prawne	150
4.2.2. Biokomponenty	152
4.2.3. Biopaliwa ciekłe	153
4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	153
5. Inne zadania Prezesa URE	155
5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	155
5.1.1. Kontrola stosowania taryf	155
5.1.2. Działania interwencyjne	156
5.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej	161
5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	162
5.3. Nakładanie kar pieniężnych	164
5.4. Statystyka publiczna	169
5.5. Obliczanie i publikowanie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposobu jej obliczania (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b)	171
5.6. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a)	171
5.7. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c)	172
5.8. Ogłaszanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 8)	172
5.9. Gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE (rozporządzenie Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej)	173
5.10. Sporządzanie raportu przedstawiającego i oceniającego warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3 tej ustawy	174
5.11. Ogłaszanie wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291)	175
5.12. Efektywność energetyczna	176

5.13. Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci	178
5.14. Współdziałanie w zakresie zapobiegania kradzieżom infrastruktury	179
5.15. Współpraca międzynarodowa urzędu	180
III. PROMOWANIE KONKURENCJI	185
1. Cele i zadania Prezesa URE	187
2. Działania na rzecz likwidacji barier konkurencji	188
2.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	188
2.2. Zatwierdzanie programów zgodności operatorów systemów dystrybucyjnych	192
2.3. Monitorowanie niezależności funkcjonowania OSD	193
2.4. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu	194
2.5. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci	197
2.6. Monitorowanie zmiany sprzedawcy (TPA)	198
2.7. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad wprowadzeniem systemu taryfowego <i>entry-exit</i>	199
2.8. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego	200
2.9. Działania w zakresie zmian legislacyjnych na rynku energii elektrycznej i gazu	202
2.10. Udzielanie informacji o rynkach energii elektrycznej i gazu	204
2.11. Działania na rzecz poprawy funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu ...	205
3. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję	207
4. Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta	208
4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna	208
4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu	223
IV. WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY	225
1. Formalne środki prawne	227
1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	227
1.2. Rozstrzyganie sporów i skarg dotyczących elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa	228
2. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii oraz Punktu Informacyjnego	230
2.1. Zadania Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii oraz Punktu Informacyjnego	230
2.1.1. Realizacja zadań Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii w okresie styczeń – wrzesień 2011 r.	230
2.1.2. Formy działania Rzecznika	231
2.1.3. Charakterystyka spraw i podsumowanie działań Rzecznika	232
2.1.4. Działalność informacyjna Rzecznika	234
2.1.5. Współpraca z innymi urzędami, organizacjami i instytucjami konsumentckimi	234
2.1.6. Inne sfery aktywności Rzecznika	235
2.2. Realizacja zadań Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii w okresie październik – grudzień 2011 r.	236
3. Szczególna ochrona odbiorcy wrażliwego społecznie	237
4. Działania na rzecz społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw i Strefa Odbiorcy w Energetyce	238

V. FUNKCJONOWANIE URZĘDU	247
1. Organizacja i funkcjonowanie urzędu	249
2. Zatrudnienie i kwalifikacje (szkolenia)	250
3. Budżet	251
3.1. Dochody	251
3.2. Wydatki	252
VI. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE	255
1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	257
2. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne	260
ANEKS. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URE I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE ...	261

Wprowadzenie

Niniejszy dokument stanowi sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2011 r. Podstawowe kwestie, jakie zostały ujęte w sprawozdaniu, odnoszą się do sposobu realizacji prawnych obowiązków Prezesa URE, nałożonych przez ustawę – Prawo energetyczne, z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych.

Na działania regulacyjne podejmowane przez Prezesa URE w 2011 r. duży wpływ wywarły kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne oraz inne akty prawne, zarówno krajowe, jak i unijne, w wyniku których 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, rozszerzenie zakresu gromadzonych w urzędzie informacji w celu oceny wykonania m.in. obowiązków związanych z nowym rodzajem świadectw pochodzenia oraz obowiązkiem sprzedaży energii elektrycznej na giełdach towarowych i rynku regulowanym, powoływanie komisji kwalifikacyjnych, których zadaniem jest egzaminowanie kandydatów na audytorów efektywności energetycznej.

Rok 2011 był też kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, a także kontynuacji procesu konsolidacji w obrębie grup kapitałowych. Procesy zachodzące w obrębie struktury podmiotowej sektora wymagały od Prezesa URE prowadzenia postępowań administracyjnych w sprawach zmian koncesji. I tak, np. we wrześniu 2011 r. nastąpiło połączenie operatorów systemów dystrybucyjnych z GK TAURON tj. EnergiaPro SA i ENION SA.

Działalność Prezesa URE nie może być rozpatrywana w oderwaniu od międzynarodowego, a przede wszystkim europejskiego kontekstu funkcjonowania regulatora. Rola krajowych organów regulacji energetyki w procesie liberalizacji i konsolidacji europejskich rynków energii jest stale wzmacniana przez Unię Europejską i znajduje swoje odzwierciedlenie w unijnej legislacji, która nakłada na regulatorów nowe zadania, uprawnienia i obowiązki. Krajowa działalność Prezesa URE jest więc ściśle powiązana z zewnętrznymi uwarunkowaniami funkcjonowania regulatora, a w wielu przypadkach jest przez nie determinowana. Rok 2011 był rokiem wielu przełomowych wydarzeń i niezwykle istotnych inicjatyw w europejskiej polityce energetycznej, które wywarły również wpływ na działalność Prezesa URE. W dalszym ciągu trwały prace nad zakończeniem integracji rynków energii elektrycznej i gazu, jednak ich tempo uległo jeszcze większej intensyfikacji niż w latach poprzednich. 4 lutego 2011 r. Rada Europejska zdecydowała, że proces tworzenia jednolitego rynku energii (IEM) powinien zakończyć się w 2014 r. Wyznaczenie tej konkretnej i jednocześnie krótkiej perspektywy czasowej dla osiągnięcia głównego unijnego celu z zakresu energetyki istotnie wpłynęło na tempo i kierunek dalszych działań, zarówno na poziomie unijnym, regionalnym, jak i krajowym.

W 2011 r. Komisja Europejska zaprezentowała projekty nowych aktów prawnych, które będą miały istotny wpływ nie tylko na kształt europejskiego rynku energii, ale również na działalność regulatorów energetyki, w tym m.in. projekt nowej dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej oraz projekt tzw. pakietu infrastrukturalnego dla energetyki. Prezes URE był zaangażowany w konsultacje nowych propozycji legislacyjnych na poziomie krajowym – poprzez przygotowywanie stanowisk dla Ministerstwa Gospodarki odnośnie zaproponowanych projektów, jak i europejskim – poprzez opiniowanie aktów prawnych w ramach Stowarzyszenia Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER).

W minionym roku przedstawiciele Prezesa URE aktywnie uczestniczyli w pracach Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) – nowego unijnego organu, który rozpoczął działalność w dniu wejścia w życie tzw. III pakietu energetycznego. Agencja ma wyraźnie i szeroko określony zakres zadań, uprawniający do podejmowania decyzji, których celem jest koor-

dynacja współpracy krajowych regulatorów energetyki oraz wspieranie i monitorowanie prac nad zakończeniem procesu integracji unijnych rynków energii. Przedstawiciele Prezesa URE aktywnie współpracowali z ACER na poziomie unijnym i regionalnym, zarówno poprzez aktywne członkostwo w Radzie Regulatorów, zaangażowanie w grupy robocze ACER, jak i prace grup w ramach Inicjatyw Regionalnych.

Druga połowa 2011 r. to okres polskiej Prezydencji w Radzie Unii Europejskiej i związana z tym wytężona praca nad wzmocnieniem zewnętrznej polityki energetycznej UE i wzmocnieniem solidarności energetycznej pomiędzy państwami członkowskimi, sprzyjającej zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w Europie, a w wymiarze krajowym – prace nad osiągnięciem postępu w pracach nad pakietem infrastrukturalnym i aktami dotyczącymi efektywności energetycznej, jak również zakończenie negocjacji nad rozporządzeniem REMIT. W pracach tych uczestniczył także Prezes URE.

Rok 2011 to również kolejny rok działań Prezesa URE zmierzających do promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Podobnie jak w latach poprzednich działanie to opierało się zarówno na narzędziach *stricte* administracyjnych, którymi posługuje się regulator przy wypełnianiu podstawowych obowiązków, jak i na działaniach typu perswazyjnego. Kontynuowano zatem przedsięwzięcia mające na celu włączenie w działania Urzędu Regulacji Energetyki środowisk akademickich, eksperckich, stowarzyszeń branżowych i konsumenckich. W celu inicjowania procesów pobudzających zachowania konkurencyjne między uczestnikami rynków energii, Prezes URE prowadził działania edukacyjne adresowane zwłaszcza do odbiorców energii oraz instytucji i organizacji chroniących interesy konsumentów. Wśród działań edukacyjnych warto wymienić kontynuowaną przez urząd ogólnopolską kampanię „I ty możesz zmienić sprzedawcę prądu”, przekazywaną tym razem za pośrednictwem radia w porze największej słuchalności wybranych programów. Uzupełnieniem działań podjętych w ramach kampanii było utworzenie nowego serwisu URE – Cenowego ENergetycznego Kalkulatora Internetowego – CENKI. Ponadto wszyscy indywidualni odbiorcy energii otrzymywali pomoc podczas spotkań lub rozmów telefonicznych prowadzonych przez pracowników nowopowstałego w 2011 r. w strukturach urzędu Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii. W ramach realizowanych przez urząd w 2011 r. działań edukacyjnych warte podkreślenia są prowadzone w dalszym ciągu cykle warsztatów szkoleniowych dla samorządów lokalnych, Ośrodków Pomocy Społecznej, organizacji konsumenckich oraz Rzeczników Konsumentów, realizowane dzięki zaangażowaniu oddziałów terenowych URE.

Działając na rzecz wzmocnienia skuteczności regulacji 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, w celu przygotowania rynku energii do technologicznych innowacji związanych ze *Smart Grids* oraz komponentem SG – inteligentnym opomiarowaniem – *Smart Metering*.

Przedkładany Ministrowi Gospodarki dokument jest czternastym sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa URE. Sprawozdanie zostało podzielone na kilka części. Działania regulacyjne w poszczególnych podsektorach energetyki: elektroenergetyce, gazownictwie, ciepłownictwie i podsektorze paliw ciekłych przedstawiono w części II. W następnych częściach przedmiotem sprawozdania są kwestie promowania konkurencji (cz. III) oraz wzmocnienia pozycji odbiorcy paliw i energii (cz. IV). W części V opisano organizację i funkcjonowanie urzędu, a w kolejnej (cz. VI) – wyniki kontroli, jakim podlegała działalność Prezesa URE w 2011 r.

Część I.

PREZES URE

– INSTYTUCJA REGULACYJNA

STATUS PRAWNY I USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE

I. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾ do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Ustawa ta na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana. Konsekwencją niemal każdej nowelizacji jest poszerzanie katalogu zadań organu regulacyjnego. Również z roku na rok obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką państwo prowadzi w zakresie szeroko pojętej energetyki, jak również z wymaganiami zewnętrznymi (polityką Unii Europejskiej, a co za tym idzie obowiązkiem dostosowania prawa polskiego do prawa wspólnotowego).

Obecnie pełny katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE obejmuje kompetencje wynikające bezpośrednio z ustawy – Prawo energetyczne, jak również kompetencje 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 sprawozdawczym, zawierały się w siedmiu powołanych poniżej ustawach (przy czym dotychczasowe brzmienie niektórych z nich również uległo zmianie):

- ustawie z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”),
- ustawie z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych²⁾ (zwanej dalej „ustawą o biopaliwach”),
- ustawie 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 naftowym³⁾ (zwanej dalej „ustawą o zapasach”),
- ustawie z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej⁴⁾ (zwanej dalej „ustawą o rozwiązaniu KDT”),
- ustawie z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych⁵⁾ (zwanej dalej „ustawą o zamówieniach publicznych”),
- ustawie z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej⁶⁾ (zwanej dalej „ustawą o statystyce”),
- ustawie z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej⁷⁾ (zwana dalej „ustawą o efektywności energetycznej”).

W kontekście powyższego, przypomnieć wypada, że w roku poprzedzającym rok objęty okresem sprawozdawczym miała miejsce kolejna obszerna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne dokonana ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (zwana dalej „ustawą zmieniającą”⁸⁾). Ustawa ta – co do zasady – weszła w życie 11 marca 2010 r. formułując szereg nowych zadań dla Prezesa URE. Nowe uprawnienia i kompetencje przewidziane jej przepisami dla organu regulacyjnego zostały szczegółowo omówione w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w roku 2010. Zatem w tym miejscu wskazać jedynie należy, że 1 stycznia 2011 r. weszły w życie art. 9o–9s ustawy – Prawo

¹⁾ 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).

²⁾ Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.

³⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343, z późn. zm.

⁴⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.

⁵⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 113, poz. 759, z późn. zm.

⁶⁾ Dz. U. z 1995 r. Nr 88, poz. 439, z późn. zm.

⁷⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551.

⁸⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

energetyczne (dodane wspomnianą ustawą). 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.

Niezależnie od omówionych wyżej przepisów ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonych jej nowelizacją z 2010 r., również rok sprawozdawczy nie był pozbawiony zmian, które przyniosła kolejna nowelizacja tej ustawy dokonana ustawą z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁹⁾, która weszła w życie 30 października 2011 r. Co prawda, ta nowela miała głównie charakter precyzujący nieścisłości w brzmieniu poszczególnych przepisów, tym niemniej nie pozostała obojętna dla zakresu kompetencji Prezesa URE, bowiem – jak każda poprzednia – 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 ustawy – Prawo energetyczne 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 w życie ustawa o efektywności energetycznej, 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 również 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 objętym sprawozdaniem Prezes URE zobowiązany został w szczególności do powoływania komisji kwalifikacyjnych (których zadaniem jest egzaminowanie kandydatów na audytorów efektywności energetycznej), oraz, w określonych przypadkach, odwoływanie komisji kwalifikacyjnych lub ich poszczególnych członków. Do kompetencji tych komisji należy w szczególności sprawdzenie spełnienia wymagań określonych dla audytora efektywności energetycznej. 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 ustawy – Prawo energetyczne.

Kolejna zmiana stanu prawnego dokonana została w ustawie o biopaliwach. Ustawa ta została znowelizowana ustawą z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw¹⁰⁾. 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 Preze-

⁹⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 205, poz. 1208.

¹⁰⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 153, poz. 902, z późn. zm.

sa 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 zapasach została znowelizowana ustawą 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 ustaw¹¹⁾.

Wprowadzona zmiana modyfikuje przepisy w zakresie m.in. 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 jego zakres uprawnień kontrolnych. Konsekwencją powyższych zmian jest również nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne w zakresie koncesjonowania obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Nadmienić również należy, że w roku sprawozdawczym weszła w życie ustawa z 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących¹²⁾, na mocy której 1 lipca 2011 r. nadano nowe brzmienie kilku przepisom ustawy – Prawo energetyczne. 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.

II. Jak wskazano wyżej, skutkiem niemal każdej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne było poszerzanie katalogu zadań Prezesa URE, wynikających bezpośrednio z tej ustawy.

Obecnie kompetencje Prezesa URE wynikające z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obejmują takie działania jak:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji;
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie i przepisach wykonawczych, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach;
- 3) ustalanie:
 - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,
 - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych,
 - c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia,
 - d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców,
 - e) jednostkowych opłat zastępczych,
 - f) wskaźnika referencyjnego;
- 4) opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów rozwoju sporządzanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii;
- 5) kontrolowanie prawidłowości realizacji obowiązków mających na celu wsparcie energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji;
- 6) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązku sprzedaży tej energii na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2;

¹¹⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392.

¹²⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 135, poz. 789.

- 7) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych;
- 8) wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu;
- 9) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu gazu ziemnego oraz usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
- 10) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;
- 11) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu,
 - b) budowy nowej mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
- 12) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej;
- 13) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (zwanego dalej „rozporządzeniem 714/2009”) i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia;
- 14) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego¹³⁾ (zwanego dalej „rozporządzeniem 1775/2005”) oraz:
 - a) zatwierdzanie informacji podawanych do wiadomości publicznej przez operatorów systemów przesyłowych gazowych, o których mowa w art. 6 tego rozporządzenia, oraz wyrażanie zgody na ograniczenie zakresu publikacji tych informacji,
 - b) opiniowanie wniosków operatorów systemów przesyłowych gazowych o wykorzystanie przez użytkowników sieci przesyłowych niewykorzystanych zdolności przesyłowych tych sieci, w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 4 tego rozporządzenia,
 - c) zatwierdzanie sposobu wykorzystania przez operatorów systemów przesyłowych gazowych przychodów uzyskiwanych z tytułu udostępniania przez nich niewykorzystanej a zarezerwowanej zdolności sieci przesyłowych;
- 15) rozstrzyganie sporów w zakresie 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 udostępnienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw gazowych lub energii albo odmowy dostępu do internetowej platformy handlowej;
- 16) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie;
- 17) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję;
- 18) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego;
- 19) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych;
- 20) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf;
- 21) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii;
- 22) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji

¹³⁾ Dz. Urz. UE L 289 z 3 listopada 2005 r.

- opalanym gazem ziemnym lub o łącznej mocy poniżej 1 MW, opalanym metanem lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy i innych,
- b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia,
 - c) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
 - opalanym paliwami węglowymi,
 - opalanym paliwami gazowymi,
 - opalanym olejem opałowym,
 - stanowiących odnawialne źródła energii
 - w poprzednim roku kalendarzowym;
- 23) 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;
- 24) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej;
- 25) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, w terminie do 15 kwietnia każdego roku, oraz gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej;
- 26) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
- a) zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym,
 - b) mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym,
 - c) warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci,
 - d) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych,
 - e) warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne,
 - f) bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań,
 - h) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44;
- 27) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie;
- 28) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

III. Poza regulacjami prawa krajowego, które jest w znacznym stopniu kształtowane polityką energetyczną Unii Europejskiej, na zakres zadań Prezesa URE wpływają również przepisy wspólnotowe bezpośredniego stosowania.

W 2011 r. weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii¹⁴⁾, zwane dalej „rozporządzeniem REMIT”. Rozporządzenie to reguluje m.in. zasady współdziałania państw członkowskich w zakresie monitorowania rynku gazu i energii elektrycz-

¹⁴⁾ Dz.U.UE.L.2011.326.1.

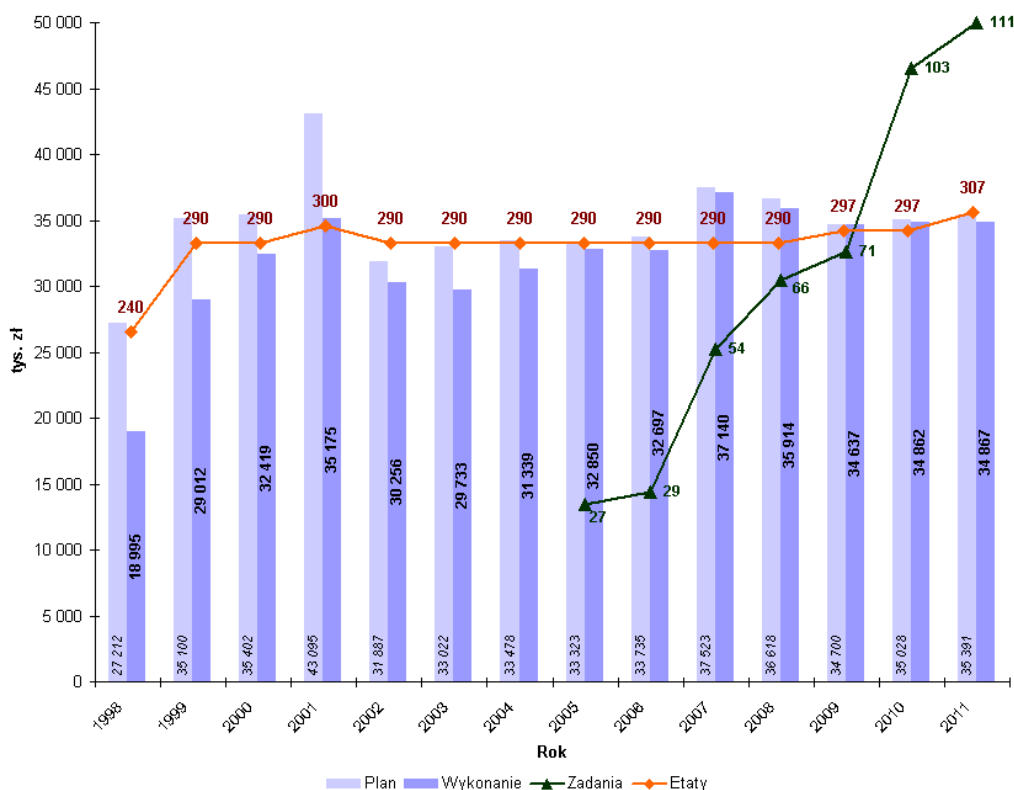
nej w celu zapobiegania ewentualnym nadużyciom. Nakłada na uczestników rynku szereg obowiązków w zakresie informacyjno-sprawozdawczym związanych m.in. z zakazem manipulacji na rynku i zakazem wykorzystywania informacji wewnętrznych. Co istotne, rozporządzenie REMIT przewiduje wyposażenie organów regulacyjnych 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.).

Podkreślenia wymaga fakt, że na przestrzeni czternastu lat działalności regulatora, ustawa – Prawo energetyczne była wielokrotnie nowelizowana, co w efekcie skutkowało zwiększeniem zadań Prezesa URE do liczby ponad stu (o czym mowa wyżej). 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 regulacyjnych.

Poniższy rysunek obrazuje ewolucję zadań realizowanych przez Prezesa URE od początku działalności, na tle zasobu kadrowego URE i budżetu w tym samym czasie. Widać z niego wyraźnie, że zasoby kadrowe przewidziane dla urzędu uległy minimalnemu wzrostowi dopiero po dziesięciu latach (wzrost zatrudnienia o nieco ponad 2%), przy jednoczesnym zwiększeniu liczby zadań Prezesa URE o 311% (!) na przestrzeni tylko ostatnich 7 lat.

Niezaprzeczalnym pozostaje także fakt, że wachlarz kompetencji Prezesa URE będzie nadal ulegał zwiększeniu ze względu na nowe regulacje prawne (zarówno krajowe, jak i unijne), jak chociażby kolejne obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT.

Rysunek 1. Wydatki URE w latach 1998–2011 z uwzględnieniem zatrudnienia oraz ilości zadań



Źródło: URE.

Część II.

REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIA

1. ELEKTROENERGETYKA

1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja

W 2011 r., polska gospodarka rozwijała się w relatywnie wysokim, stabilnym tempie, wykazując znaczną odporność na niekorzystne uwarunkowania w gospodarce światowej i europejskiej. Najistotniejsze z uwarunkowań, które miały miejsce w tym roku to: wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej (4,4%) analogiczny do wzrostu krajowego produktu brutto (4,3%); utrzymująca się tendencja zmienionej struktury produkcji energii elektrycznej ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych, oraz wzrost średnich cen w obrocie hurtowym analogiczny jak poziom rocznej inflacji (4,3%). Na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego wpływ miały także zmiany w otoczeniu prawnym i regulacyjnym, w szczególności zmiany w prawie energetycznym polegające na publicznym obowiązku sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców.

Płynność i transparentność handlu energią elektryczną w Polsce zdecydowanie wzrosła w ostatnim roku. Wśród głównych uwarunkowań mających wpływ na ten fakt wymienić można zmianę strategii kontraktacji polegającą na zdecydowanym wzroście transakcji giełdowych oraz zmniejszającym udziale kontraktów bilateralnych, w szczególności tych w grupach kapitałowych. Ponadto 28 grudnia 2011 r. weszło w życie rozporządzenie REMIT, które wymusza większą integralność i przejrzystość hurtowego rynku energii elektrycznej.

W 2011 r. Prezes URE dokonał po raz trzeci rozliczenia pomocy publicznej wypłaconej w formie zaliczek w 2010 r. wytwórcom objętym ustawą o rozwiązaniu KDT.

1.1.1. Rynek hurtowy

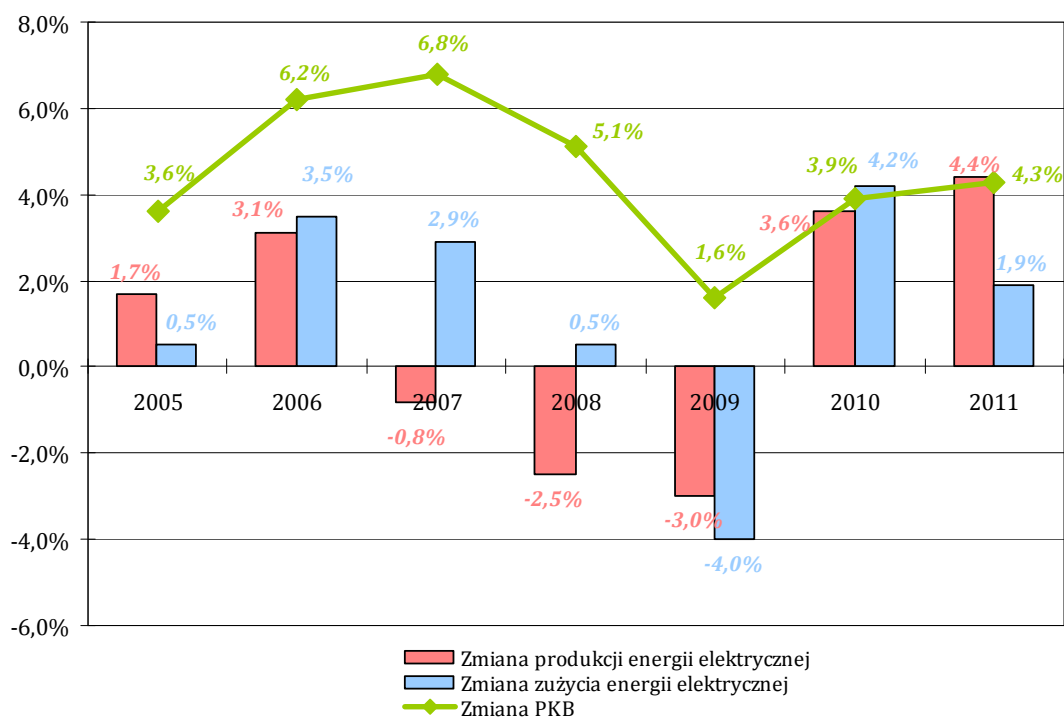
Przedstawiona analiza opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki w związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej, danych pochodzących ze statystyki publicznej (gromadzonych w bazach danych Agencji Rynku Energii SA – ARE SA, Głównego Urzędu Statystycznego – GUS), danych z Towarowej Giełdy Energii SA (TGE SA), a także danych publikowanych przez operatora systemu przesyłowego.

Uczestnikami segmentu rynku hurtowego energii elektrycznej są:

- a) elektrownie i elektrociepłownie zawodowe,
- b) elektrociepłownie przemysłowe,
- c) wytwórcy w źródłach odnawialnych (OZE),
- d) sprzedawcy z urzędu czyli podmioty, które powstały w wyniku rozdzielenia działalności handlowej i dystrybucyjnej,
- e) pozostałe spółki prowadzące działalność polegającą na obrocie energią elektryczną.

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2011 r. ukształtował się na poziomie 163 153 GWh i był wyższy, już drugi rok z rzędu, o ponad 4% w stosunku do roku poprzedzającego. Jako główną przyczynę wzrostu produkcji należy wskazać zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną związane z wyższą dynamiką wzrostu gospodarczego. Według wstępnego szacunku, produkt krajowy brutto w 2011 r. zwiększył się realnie o 4,3% (wobec wzrostu o 3,9% w 2010 r.). A zatem, można stwierdzić, że tempo wzrostu produkcji energii elektrycznej jest odzwierciedleniem dynamiki produktu krajowego brutto zarówno w 2011 r., jak i w roku poprzednim. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 157 910 GWh i było nieznacznie wyższe od zużycia w 2010 r. (wzrost o niespełna 2%). Nadwyżka produkcji energii elektrycznej nad jej krajowym zużyciem to rezultat sprzyjającej polskim podmiotom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej koniunktury w handlu zagranicznym energią elektryczną. W ciągu 2011 r. nadwyżka eksportu nad importem energii wyniosła 5 250 GWh, przy nadwyżce w 2010 r. w stosunku do roku wcześniejszego na poziomie 1 354 GWh.

Rysunek 2. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w porównaniu do zmian PKB w latach 2005–2011



Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE Operator SA.

W 2011 r. moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wyraźnie wzrosła w stosunku do lat poprzednich i wyniosła 37 367 MW. W 2011 r. przybyło w KSE ponad 1 600 MW (wzrost o 4,2% w porównaniu z 2010 r.). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 762 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu – na poziomie 24 780 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 1,6% i spadek o 2,6% w stosunku do 2010 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2011 r. pozostała na niezmiennym poziomie w stosunku do roku 2010 i wyniosła 73,5%. Wybrane dane dotyczące mocy i produkcji energii elektrycznej przedstawiono w tab. 1 i 2.

Tabela 1. Elektrownie zawodowe – wybrane aspekty pracy (na podstawie średnich – rocznych wielkości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)

Wyszczególnienie	2010 [MW]	2011 [MW]	Dynamika 2011/2010 [2010=100]
Moc osiągalna	33 377	34 184	102,4
Obciążenie	20 398	21 148	103,7
Rezerwy	4 503	4 479	99,5
Remonty kapitalne i średnie	3 161	3 611	114,2
Remonty awaryjne	1 443	975	67,6
Pozostałe ubytki	3 872	3 972	102,6

Źródło: PSE Operator SA.

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2010–2011

Segment	Produkcja energii [GWh]		Dynamika [2010=100]	Struktura wytwarzania [%]	
	2010	2011	2011/2010	2010	2011
Produkcja w kraju ogółem	156 342	163 153	104,4	100,0	100,0
w tym:					
– elektrownie zawodowe	146 106	151 319	103,6	93,5	92,7
w tym:					
– elektrownie ciepłe:	142 838	148 790	104,2	91,4	91,2
w tym:					
– węgiel kamienny	89 212	90 811	101,8	57,1	55,7
– węgiel brunatny	49 459	53 623	108,4	31,6	32,9
– gaz	4 166	4 355	104,5	2,7	2,7
– elektrownie wodne	3 268	2 529	77,4	2,1	1,6
– elektrownie przemysłowe	8 923	9 000	100,9	5,7	5,5
– elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	1 311	2 833	216,1	0,8	1,7

Źródło: PSE Operator SA.

Rok 2011 jest kolejnym, kiedy to spada poziom rezerw mocy dyspozycyjnej dostępnych dla operatora systemu przesyłowego, przy czym największy spadek zanotowany został w 2010 r. w stosunku do 2009 r., prawie 24% (w ujęciu średniorocznym). W 2011 r. utrzymywała się również dość duża tendencja wzrostowa liczby remontów kapitalnych i średnich: w 2011 r. – 14,2% a w 2010 r. – 9,3%. Remonty awaryjne natomiast uległy zdecydowanemu zmniejszeniu, w ciągu ostatniej dekady najwięcej przeprowadzono ich w elektrowniach energetyki zawodowej w 2010 r.

Struktura produkcji energii elektrycznej (tab. 2) nie uległa większym zmianom. Nadal zdecydowane znaczenie mają dwa główne paliwa – węgiel kamienny i brunatny, a udział produkcji z tych paliw oscyluje w okolicach 90%. Przy czym w 2011 r. zdecydowanie większą rolę w procesie wytwarzania energii elektrycznej odgrywał węgiel brunatny. Na uwagę zasługuje jednak utrzymujący się od kilku lat wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w 2011 r. – 33% wzrost wytwarzania w źródłach wykorzystujących biomasę w energetyce przemysłowej oraz 18% wzrost wytwarzania w technologii współspalania w energetyce zawodowej.

Na tle wzrostowej dynamiki z lat poprzednich produkcji energii elektrycznej w źródłach biogazowych i wykorzystujących biomasę w energetyce przemysłowej (70% wzrost w 2010 r. w porównaniu do 2009 r.), odnotowano istotny spadek produkcji w źródłach biogazowych, tj. o 37% w 2011 r. w stosunku do 2010 r. oraz nieznaczny spadek w źródłach gazowych o ok. 2%.

Zauważalny jest również spadek wytwarzania ze źródeł wodnych w 2011 r. w stosunku do 2010 r.

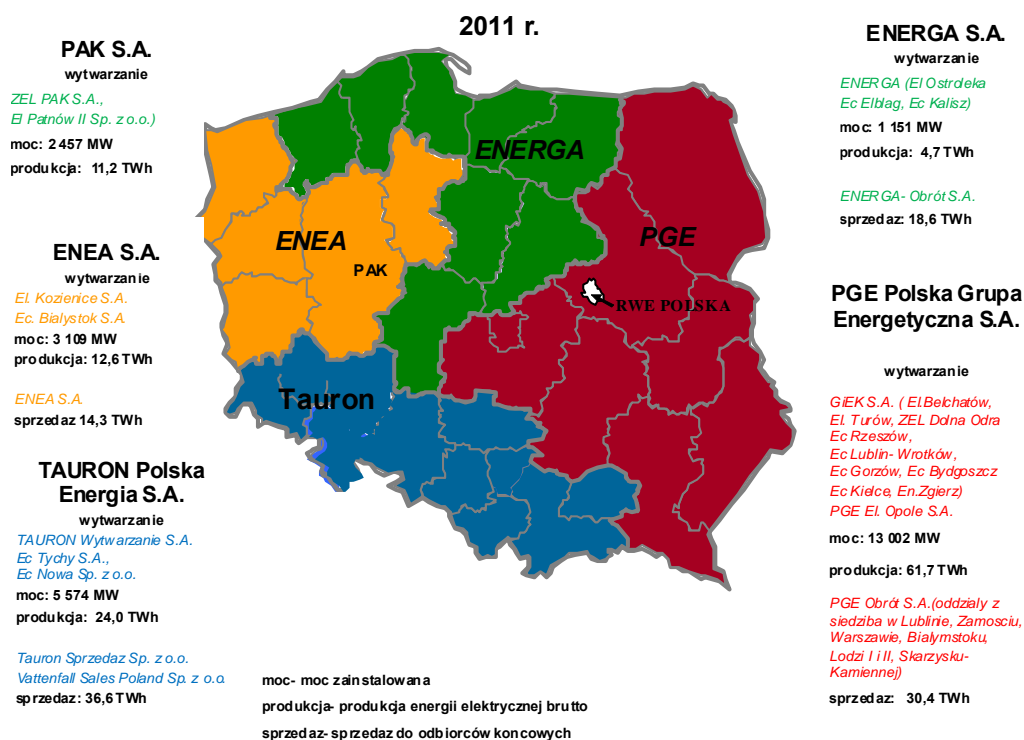
Tabela 3. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2011 r. na tle 2008 r. i 2010 r. w podziale na źródła jej wytwarzania

Rodzaj energii	Udział krajowej produkcji energii elektrycznej w 2008 r.	Udział krajowej produkcji energii elektrycznej w 2010 r.	Udział krajowej produkcji energii elektrycznej w 2011 r.
energia zielona – wyprodukowana z odnawialnych źródeł energii (woda, wiatr, biogaz, biomasa)	4,6%	7,1%	7,9%
energia czerwona – energia elektryczna wytworzona w kogeneracji z ciepłem w elektrociepłowniach zawodowych i elektrowniach przemysłowych	16,6%	15,9%	15,2%
energia czarna – energia elektryczna pozostała, która nie została wytworzona ani ze źródeł odnawialnych ani w kogeneracji z ciepłem	78,8%	77,0%	76,9%

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Aktualna struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji działalności energetycznej zostały ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa, który jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki” (przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.). Proces konsolidacji, który w praktyce jeszcze się nie zakończył, będzie miał istotny wpływ na możliwości rozwoju konkurencji na rynku hurtowym, niewątpliwie pogorszył warunki konkurencji na rynku krajowym. Sytuację przedstawia rys. 3.

Rysunek 3. Skonsolidowane wybrane grupy kapitałowe: zasięg terytorialny (kryterium – obszar działania operatorów systemów dystrybucyjnych w grupach), struktura podmiotowa, przedmiot działalności

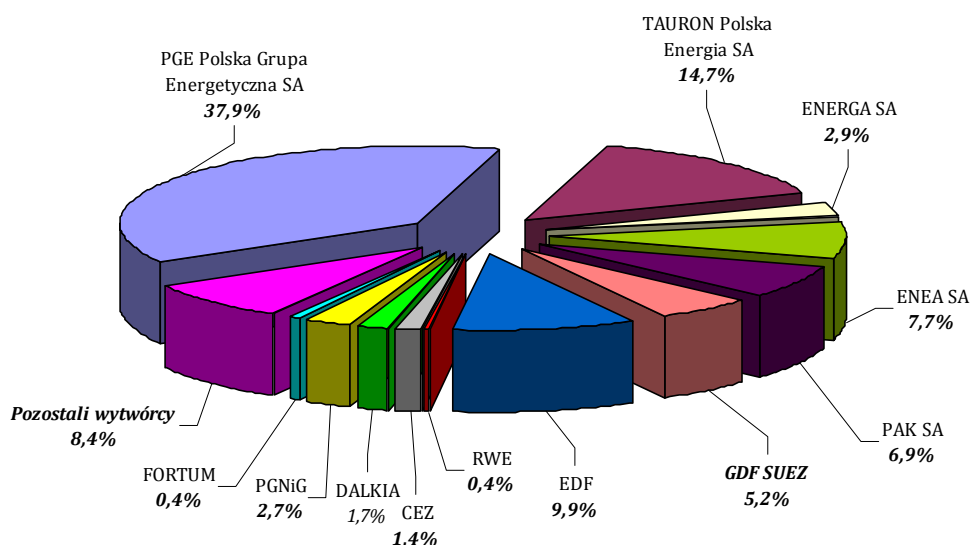


- * W mocy, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej poszczególnych grup kapitałowych uwzględniono również:
- ENEA SA – Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (oddziały: Elektrownie Wodne Gorzów, Elektrownie Wodne Jastrowie, Elektrownie Wodne Koronowo, Elektrownie Wodne Płoty).
 - TAURON Polska Energia SA – TAURON Ekoenergia Sp. z o.o. – Jelenia Góra.
 - ENERGA SA – ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. – Elektrownie Wodne, ENERGA Elektrownie Łyna SA, ENERGA Elektrownie Słupsk Sp. z o.o., ENERGA HYDRO Sp. z o.o. (El. Przepływowe, El. Włocławek, El. Żydowo), ENERGA Elektrownie w Koszalinie Sp. z o.o.
 - PGE Polska Grupa Energetyczna SA – PGE Energia Odnawialna SA (oddziały: Elektrownie Wodne Dychów, Elektrownie Wodne Porąbka Żar, Elektrownie Wodne Solina-Myczkowce, El. Wodna Żarnowiec), PGE Obrót SA (oddziały w Łodzi, w Warszawie, w Zamościu).

Źródło: Dane pozyskane przez URE od wytwórców i grup kapitałowych.

Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2011 r. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA. Przy czym, znaczenie grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA w sektorze wytwarzania zwiększyło się w 2011 r. w stosunku do 2010 r. o 1,4 punktu procentowego.

Rysunek 4. Udział grup kapitałowych w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Do istotnych zmian w strukturze kapitałowej polskiego rynku wytwarzania energii elektrycznej w ostatnim roku należało wycofanie się szwedzkiego koncernu Vattenfall z działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, dystrybucji i obrotu detalicznego na terenie Polski¹⁵⁾. Pod koniec listopada 2011 r. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał zgodę na przejęcie aktywów wytwórczych z grupy Vattenfall przez grupę kapitałową PGNiG. W związku z tym, 11 stycznia 2012 r. doszło do sfinalizowania tej transakcji. Takie działanie grupy Vattenfall jest efektem wdrożenia nowej strategii koncernu zakładającej m.in. skoncentrowanie się na działalności trzech najważniejszych dla siebie rynków: Szwecji, Niemczech i Holandii, z których grupa osiągała ok. 85% swoich przychodów.

W 2011 r. znaczące zmiany nastąpiły również w grupie kapitałowej TAURON Polska Energia SA wynikające ze strategii korporacyjnej grupy. Docelowy model holdingu zakłada funkcjonowanie jednej spółki w każdym z obszarów biznesowych: wydobywania, wytwarzania (z OZE), dystrybucji i sprzedaży (z obsługą klienta). Wdrożenie modelu rozpoczęto w 2010 r. uporządkowaniem aktywów wytwórczych odnawialnych źródeł energii, które skupiono w TAURON Ekoenergii Sp. z o.o. oraz skonsolidowaniem sprzedaży i obsługi klienta, którymi od 1 stycznia 2011 r. zaczęły zajmować się spółki TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Obsługa Klienta Sp. z o.o. W tym roku przeprowadzono również prace polegające na połączeniu spółek w trzech obszarach biznesowych: Wytwarzanie, Dystrybucja oraz Ciepło. W efekcie od września 2011 r. w grupie TAURON działają spółki: TAURON Wytwarzanie SA, TAURON Dystrybucja SA oraz TAURON Ciepło SA.

Poza integracją spółek wewnątrz grupy, grupa kapitałowa TAURON, pod koniec 2011 r., rozszerzyła również swoją działalność w obszarze dystrybucji energii elektrycznej poprzez przejęcie aktywów szwedzkiego koncernu Vattenfall z obszaru działania Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA (99,98%). Dzięki tej transakcji TAURON umocnił się na pozycji krajowego lidera w obszarze dystrybucji energii elektrycznej, a także objął pozycję lidera na rynku sprzedaży.

W krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej w 2011 r. zaznaczyła się grupa kapitałowa Fortum. Uczestniczy ona aktywnie w procesach prywatyzacyjnych polskich przedsiębiorstw energetycznych.

¹⁵⁾ Grupa Vattenfall pozostała na polskim rynku energii elektrycznej w obszarze hurtowego obrotu energią elektryczną, handlu uprawnieniami do emisji CO₂ oraz handlu świadectwami pochodzenia. Działa pod firmą Vattenfall Energy Trading, która prowadzi poza Polską działalność na rynkach: czeskim, słowackim i węgierskim.

Rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane z uwagi na istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji.

Tabela 4. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci **	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI ¹⁶⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2010	5	6	58,1	64,6	1 620,4	2 015,7
2011	5	6	58,4	65,5	1 677,7	2 098,8

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

** W sprawozdaniu Prezesa URE za 2010 r. wskaźnik liczony był dla produkcji energii elektrycznej brutto, od 2011 r., stosownie do metodyki CEER, nastąpiła zmiana sposobu liczenia tego wskaźnika. Według nowej metodyki przeliczony został również 2010 r.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Stan konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej został opisany za pomocą wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów na tym rynku. Miara ta mówi o skali siły rynkowej przedsiębiorstw kluczowych. Wskaźnik udziału rynkowego, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych) w 2011 r. pozostawał na wysokim poziomie wynoszącym 65,5%. W stosunku do 2010 r. wzrósł on o prawie 1 punkt procentowy. 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 odpowiadałi za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

Inny wskaźnik opisujący stopień koncentracji podmiotów działających na rynku wytwarzania energii elektrycznej, to wskaźnik HHI. Wskaźnik ten, mierzony według mocy zainstalowanych, zmienił się w 2011 r. nieznacznie w porównaniu do 2010 r., podobnie według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych).

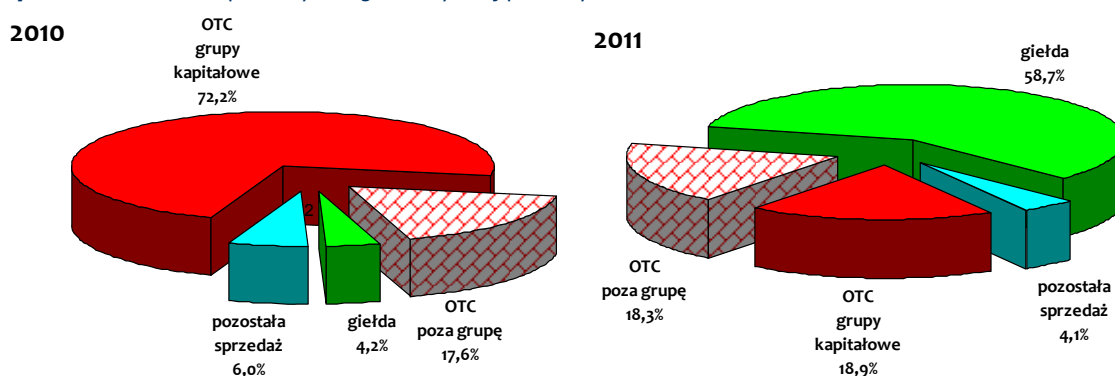
W 2011 r. nastąpiło wyraźne przereorganizowanie handlu energią elektryczną na hurtowym rynku energii elektrycznej w grupie wytwórców, w porównaniu z latami poprzednimi, w szczególności wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej u przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej wprowadzony od 9 sierpnia 2010 r. na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, przyniósł oczekiwane efekty. Wśród form handlu hurtowego energią elektryczną w 2011 r. istotną stała się giełda (sprzedaż na giełdzie towarowej, na giełdzie papierów wartościowych oraz poprzez platformę obrotu energią elektryczną). Sprzedaż poprzez giełdę stanowiła w 2009 r. niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców w tym roku, następnie wzrosła do 4,2% w 2010 r. a dalej zwiększyła się do poziomu 58,7% w 2011 r. Kontrakty dwustronne w ubiegłym roku 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.

Dane potwierdzają, że cel wprowadzenia obowiązku publicznego obrotu energią elektryczną został osiągnięty poprzez:

¹⁶⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

- zapewnienie równoprawnego dostępu uczestników rynku do energii elektrycznej poprzez zagwarantowanie jednakowych warunków udziału uczestników w obrocie giełdowym,
- zapewnienie transparentności obrotu energią elektryczną poprzez zagwarantowanie jednakowego dostępu do informacji, takich jak ceny energii oraz warunki uczestnictwa w obrocie energią,
- urealnienie cen energii elektrycznej poprzez organizację dużej części hurtowego obrotu energią na rynku zorganizowanym od strony formalnej i prawnej, jakim jest giełda towarowa, przy jednoczesnym zachowaniu nadzoru przez Komisję Nadzoru Finansowego; nadzór ten eliminuje możliwość manipulacji cenami energii elektrycznej – w szczególności na rynku, na którym funkcjonują podmioty o silnej pozycji rynkowej, skupiające dużą część podaży energii,
- upłynnienie giełdowego obrotu energią elektryczną stanowi też alternatywę zakupu energii przez odbiorców, czego konsekwencją jest zwiększenie pozycji i siły odbiorców na konkurencyjnym rynku energii.

Rysunek 5. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2011 r. oraz w 2010 r.



Uwaga: W 2011 r. w pozycji Giełda uwzględniono dane dotyczące giełdy towarowej oraz rynku regulowanego – giełdy papierów wartościowych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

W latach wcześniejszych, pomimo rozwiązywania kontraktów długoterminowych¹⁷⁾ i przystąpienia przez wytwórców od 2008 r. do realizacji programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych nie można było mówić o efektywnym funkcjonowaniu konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnej grupy kapitałowej, a to było główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Sytuacja uległa zmianie na skutek wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej m.in. również dla tych wytwórców, którzy są beneficjentami tej pomocy publicznej.

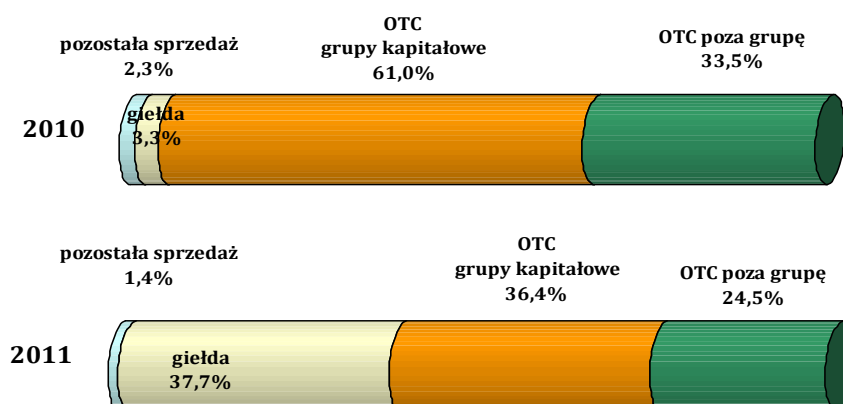
Analiza danych wskazuje, iż wytwórcy zobligowani sprzedawać energię elektryczną w części lub w całości w sposób zapewniający publiczny dostęp do tej energii, musieli podjąć działania polegające na zmianie kontraktów dwustronnych na sprzedaż energii, w szczególności realizowanych w ramach własnej grupy kapitałowej.

Analogicznie jak w grupie wytwórców energii elektrycznej, w 2011 r. w grupie przedsiębiorstw obrotu nastąpiły istotne zmiany w zakresie form handlu hurtowego energią elektryczną w porównaniu z latami wcześniejszymi, w szczególności wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych. Jest to niewątpliwie konsekwencja zmian w tej pierwszej grupie łańcucha dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Rysunek poniżej pokazuje, iż przedsiębiorstwa obrotu zaopatrywały się w energię elektryczną, nie jak w latach poprzednich głównie poprzez kontrakty dwustronne w ramach grup kapitałowych, lecz kupowały energię na giełdzie energii. Kontrakty dwustronne w 2011 r. pozostały nadal główną formą handlu hurtowego energią elektryczną,

¹⁷⁾ Do korzystania z pomocy publicznej uprawnionych jest dwunastu wytwórców energii elektrycznej, z których ośmiu wniesionych zostało w 2007 r. do pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych.

niemniej ich znaczenie wyraźnie zmniejszyło się (spadek udziału tej formy handlu o 33,6 punktu procentowego w 2011 r. w porównaniu z 2010 r.).

Rysunek 6. Struktura kierunków zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2010–2011



Uwaga: Pozostała sprzedaż obejmuje: zakup energii w ramach bilansowania energii z elektrowni i przedsiębiorstw obrotu, zakup z importu, zakup z rynku bilansującego i innych kierunków.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Struktura transakcji na rynku hurtowym kształtowała się w każdym roku podobnie aż do 2010 r., istotna zmiana nastąpiła w 2011 r. (tab. 5, 6, 7). Głównym odbiorcą energii elektrycznej na hurtowym rynku energii do 2010 r. pozostawały przedsiębiorstwa obrotu, z kolei w 2011 r. – giełda energii.

W przypadku wytwórców, z uwagi na wprowadzony obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w publicznym obrocie w stosunku do tej grupy hurtowego rynku energii, nastąpiła znacząca zmiana struktury sprzedawanej przez nich energii. Zmniejszyła się wyraźnie sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu na rzecz sprzedaży poprzez giełdę (odpowiednio: spadek o 53,8 punktu procentowego i wzrost o 54,5 punktu procentowego w 2011 r. w stosunku do 2010 r.). Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych również uległ spadkowi; odbiorcy ci stanowili w 2011 r. niespełna 1% wszystkich odbiorców u wytwórców.

Zmiany preferencji odnośnie kierunków zakupu i sprzedaży energii elektrycznej nastąpiły również w grupie przedsiębiorstw obrotu. Powolny, sukcesywny wzrost udziału obrotów w krajowym obrocie energią elektryczną (zarówno zakup oraz odsprzedaż energii elektrycznej), od 2008 r., realizowany przez te podmioty z przedsiębiorstwami dokonujących transakcji na giełdzie energii, w 2011 r. przybrał na sile.

W 2011 r. przedsiębiorstwa obrotu zaopatrywały się w energię elektryczną głównie u innych „olbrotowców” 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 przedsiębiorstw obrotu (udział sprzedaży tych segmentów obrotu energią elektryczną stanowił po 42% w całkowitej sprzedaży tej grupy); w 2010 r. odbiorcy końcowi odgrywali zdecydowanie mniejszą rolę.

Tabela 5. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy w latach 2010–2011 [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2010	2,4	124,4	6,0	8,3	0,0	0,2	141,3
2011	0,7	50,6	86,5	6,0	0,1	3,5	147,4

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

Uwaga: Zmiana danych w tabeli odnośnie 2010 r. wynika ze zmiany źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Tabela 6. Kierunki zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2010–2011 [TWh]

	Przedsiębiorstwa wytwórcze	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostały zakup	Razem
2010	122,4	151,9	9,5	3,5	2,1	0,01	289,4
2011	43,3	123,8	103,2	2,3	0,7	0,10	273,4

Uwaga: Zmiana danych w tabeli odnośnie 2010 r. wynika ze zmiany źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Tabela 7. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2010–2011 [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2010	114,0	145,0	3,9	5,9	1,9	18,0	288,7
2011	114,8	114,2	15,8	4,7	4,5	19,9	273,9

* Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej OSP, OSD, przedsiębiorstwom wytwórczym, sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

Uwaga: Zmiana danych w tabeli odnośnie 2010 r. wynika ze zmiany źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Ceny energii elektrycznej cechowały się i nadal cechują istotnym zróżnicowaniem w poszczególnych segmentach rynku. Wynika ono z następujących uwarunkowań: technologii produkcji (szczególnie wykorzystywanego paliwa), horyzontu czasowego dostaw, profilu dostaw, bieżącego zrównoważenia popytu i podaży.

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, 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.

Najbardziej spadły ceny w poszczególnych segmentach odbiorców (poza jednym – przedsiębiorstwami obrotu, gdzie wzrosły w 2011 r. w porównaniu z rokiem wcześniejszym o 5%) w grupie wytwórców. Spadek cen sprzedawanej energii elektrycznej mieścił się w tej grupie w przedziale 0,5% (segment rynku bilansującego) – 4,4% (segment odbiorców końcowych). W przypadku przedsiębiorstw obrotu spadły jedynie w segmencie rynku bilansującego.

Przedsiębiorstwa obrotu sprzedawały energię elektryczną po cenach wyższych w 2011 r. w stosunku do 2010 r., najbardziej podniosły swoje ceny dla segmentu przedsiębiorstw obrotu oraz dla segmentu giełdowego: odpowiednio o 4,4% i 3,8%. W tab. 8, 9 i 10 przedstawiono bardziej uszczegółowioną sytuację cenową na rynku hurtowym.

Tabela 8. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy w latach 2010–2011 [zł/MWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż	Średnia ogółem
2010	245,29	187,82	204,83	207,38	0,00	205,53	190,70
2011	234,54	197,17	199,36	206,27	194,84	201,07	199,11

Uwaga: Zmiana danych w tabeli odnośnie 2010 r. wynika ze zmiany źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Tabela 9. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2010–2011 [zł/MWh]

	Przedsiębiorstwa wytwórcze	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostały zakup	Średnia ogółem
2010	187,06	192,47	201,92	210,87	139,87	185,61	190,33
2011	195,54	200,35	200,19	222,33	200,96	196,60	199,71

Uwaga: Zmiana danych w tabeli odnośnie 2010 r. wynika ze zmiany źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Tabela 10. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2010–2011 [zł/MWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż	Średnia ogółem
2010	256,71	192,44	192,55	185,81	211,51	197,20	218,11
2011	264,50	200,84	199,83	185,55	212,36	201,30	227,42

Uwaga: Zmiana danych w tabeli odnośnie 2010 r. wynika ze zmiany źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Dla TGE SA rok 2011 był kolejnym rokiem dynamicznego rozwoju. Niewątpliwie znaczenie mają 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.

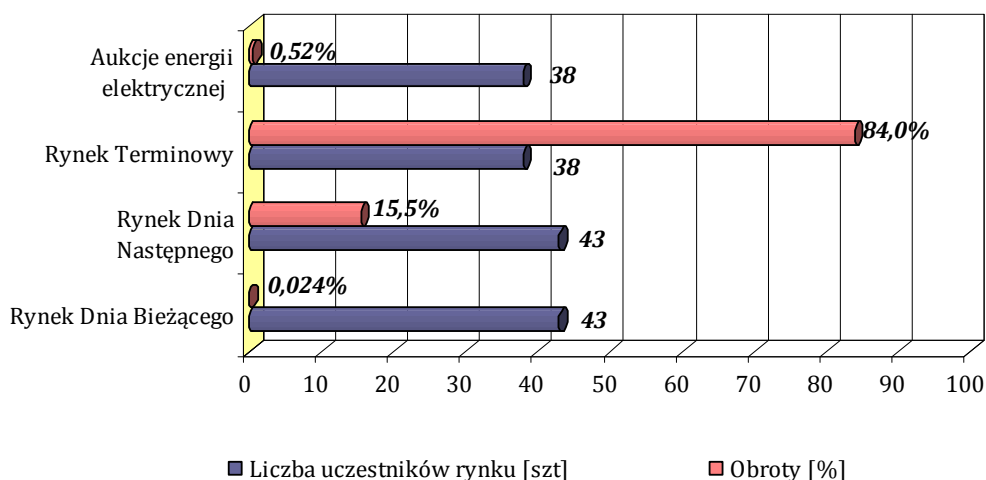
W 2011 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie TGE SA, wyniósł łącznie 126,7 TWh, co stanowiło 78% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2011 r. oraz ponad 80% jej łącznego zużycia. W porównaniu z 2010 r. obrót na TGE SA wzrósł o ponad 55%. Przy czym, najwyższą płynność na parkiecie TGE SA zanotowano w listopadzie 2011 r., z wolumenem na poziomie 15,5 TWh, natomiast najniższą w styczniu, kiedy to wolumen ukształtował się na poziomie 2,3 TWh. Główną przyczyną rosnącego udziału sprzedaży przez giełdę było wejście w życie w 2010 r. przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które zobowiązały wszystkich wytwórców do sprzedaży m.in. poprzez giełdę części (limit 15% wytwarzanej energii elektrycznej dotyczył wszystkich wytwórców) lub całości (limit 100% odniósł się do wytwórców objętych programem KDT) wytwarzanej energii elektrycznej.

Rynek Terminowy Towarowy, działający w ramach TGE SA, na którym sprzedawana jest energia z dostawą w określonym okresie w przyszłości, jest rynkiem największym. W 2011 r. zawarto 33 629 kontraktów (łącznie z aukcjami energii elektrycznej), co oznacza wzrost o 135% w stosunku do 2010 r. W większości były to kontrakty z fizyczną dostawą na 2012 r. W 2011 r. członkowie giełdy zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 106,9 TWh. Stanowi to wzrost o 44% w stosunku do łącznych obrotów na tym rynku w 2010 r. W skali miesiąca, najwyższy wolumen obrotów odnotowano w listopadzie 2011 r., kiedy to ilość energii będąca przedmiotem transakcji na Rynku Terminowym Towarowym osiągnęła poziom 13,7 TWh. Z kolei najwyższą aktywność na parkiecie na tym rynku zarejestrowano w styczniu 2011 r.

Znaczącą dynamiką wzrostową w 2011 r. charakteryzował się również Rynek Dnia Następnego. Łączny obrót wyniósł 19,7 TWh i był wyższy od obrotu sprzed roku o 161%. Średni miesięczny wolumen na tym rynku w 2011 r. wyniósł ponad 1,6 TWh (w 2010 r. – 0,6 TWh), przy odnotowanym minimum w lutym (83% średniego obrotu) i maksimum w maju (115% średniego obrotu).

Dwa pozostałe rynki funkcjonujące na TGE SA w 2011 r.: Rynek Dnia Bieżącego oraz Aukcje Energii Elektrycznej miały niewielkie znaczenie. Wolumen obrotów na Rynku Dnia Bieżącego w 2011 r. ukształtował się na poziomie 30 591 MWh, zaś na rynku Aukcji Energii Elektrycznej stanowił 658 200 MWh. Warty uwagi jest fakt, iż na obu tych rynkach gracze giełdowi zaczęli zawierać transakcje zakupu/sprzedaży dopiero w drugiej połowie 2011 r.

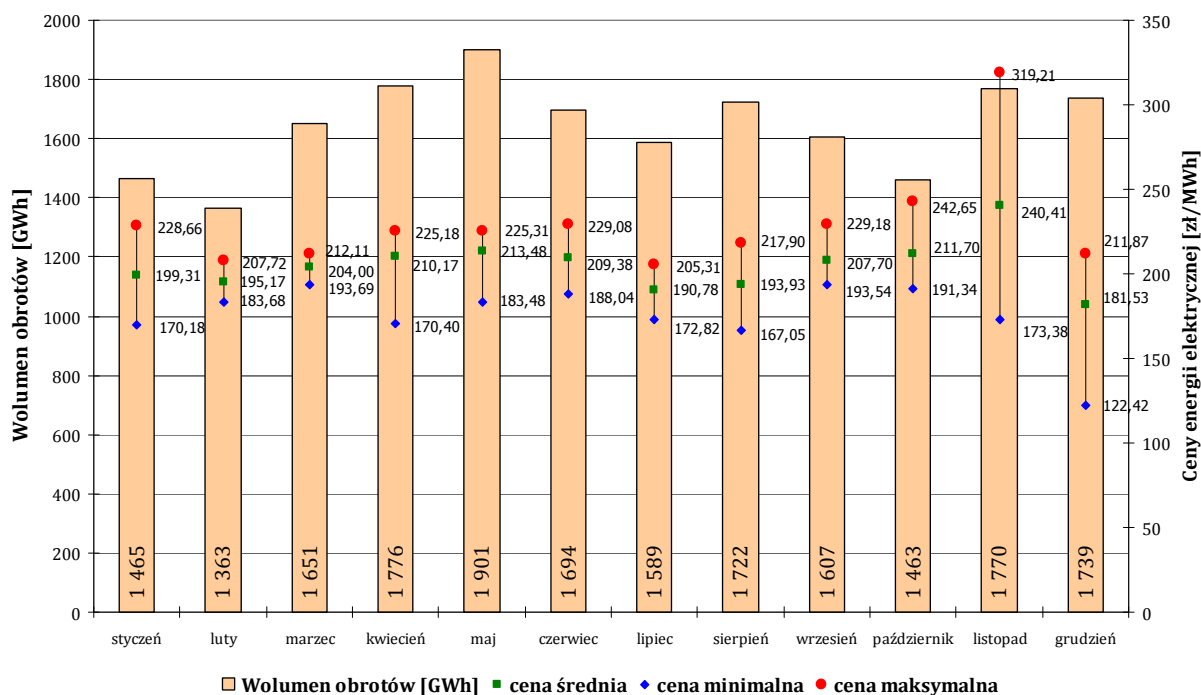
Rysunek 7. Liczba uczestników oraz podział obrotów na rynkach prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii SA w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

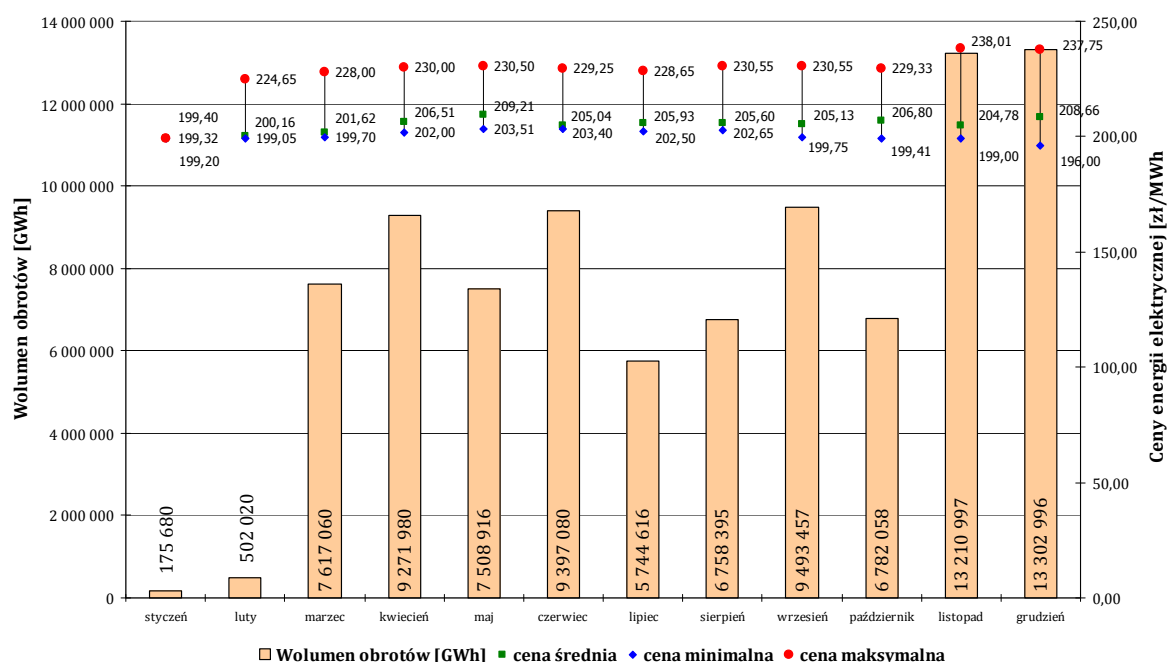
Średnie ceny energii elektrycznej na poszczególnych rynkach TGE SA w 2011 r. nieznacznie różniły się od siebie. Średnioważona cena energii elektrycznej dla całej doby, ze wszystkich transakcji w 2011 r. wyniosła 205,19 zł/MWh, co oznacza wzrost o 4,17 zł/MWh w porównaniu z 2010 r. Średnie ceny na poszczególnych rynkach kształtowały się na poziomie: 238,09 zł/MWh – na Rynku Dnia Bieżącego, 205,19 zł/MWh – na Rynku Dnia Następnego, 205,66 zł/MWh na Rynku Terminowym Towarowym oraz 206,18 zł/MWh na Aukcjach Energii Elektrycznej.

Rysunek 8. Wolumen obrotów i ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego na TGE SA w 2011 r.



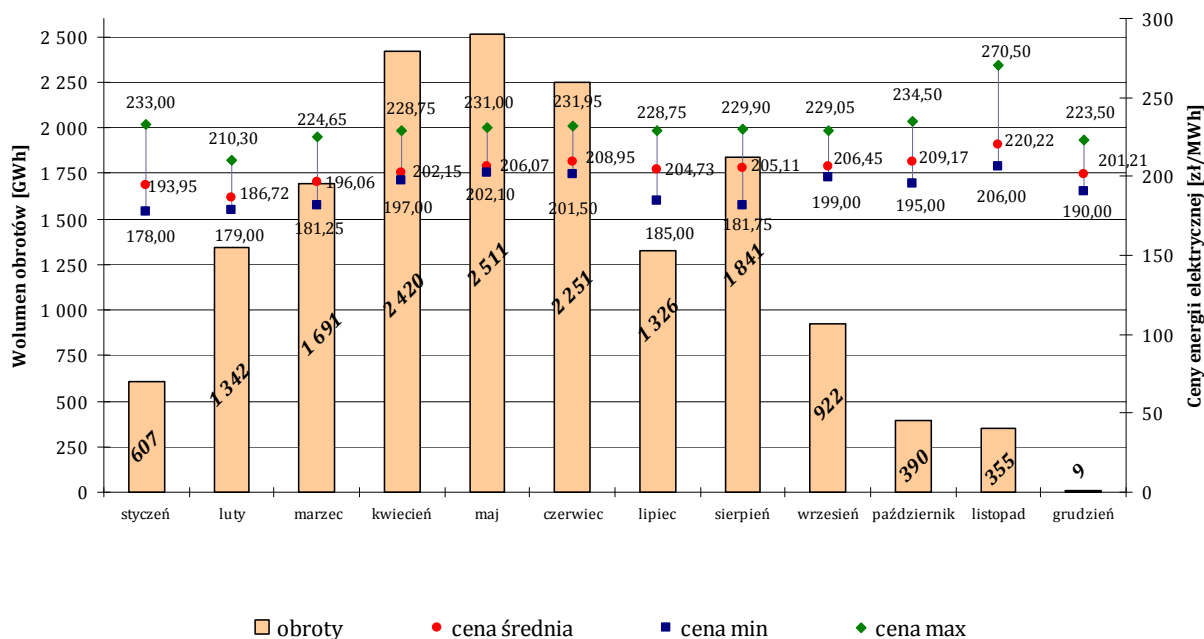
Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Rysunek 9. Wolumen obrotów i ceny energii elektrycznej kontraktów zawartych na Rynku Terminowym w 2011 r. z fizyczną dostawą na 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Rysunek 10. Wolumen obrotów i ceny energii elektrycznej kontraktów zawartych na Rynku Terminowym w 2011 r. z fizyczną dostawą w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Informacje i dane prezentowane powyżej 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. Jest to 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.

1.1.2. Rynek detaliczny

Ogólna sytuacja

Rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek. W 2011 r. Prezes URE kontynuował – zgodnie z przyjętym programem – monitorowanie tego rynku.

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 mają sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent supplier*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (aktualnie sześć podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni 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 wynosi ok. 340.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci – odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,7 mln, z czego ok. 89% to odbiorcy z grupy G. Jednocześnie wolumen energii dostarczonej dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 25% całości dostaw energii elektrycznej.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i niewielka skala ich zmiany (tab. 11), 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 stosunku 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. Choć brak w tym zakresie systematycznych badań, to ze względu na analizę zakresu przedmiotowego spraw trafiających do organu regulacji, stwierdzić można, że wzrost ten spowodowany był wzmożoną aktywnością akwizycyjną sprzedawców energii, co samo w sobie jest pozytywne, o ile nie wiąże się ze stosowaniem nieuczciwych praktyk handlowych. W sprawach dotyczących prawdopodobnego stosowania tego typu praktyk przez niektórych sprzedawców nawiązana została współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Tabela 11. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych

Grupy odbiorców wg kryteriów [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2011 r.	Energia dostarczona ogółem w 2011 r. [MWh]*	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych**		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
> 2 000	6 221	57 563 360	1 127	0	29 934 183	0
50 – 2 000	103 091	24 339 609	6 507	36	2 662 824	9 746
< 50	16 565 329	42 754 036	14 814	15 447	1 119 258	26 811
Razem	16 674 641	124 657 005	22 448	15 483	33 716 265	36 557

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2011 r.).

** Dane dot. liczby odbiorców TPA pozyskane w badaniu rocznym OSD mogą różnić się w porównaniu z danymi przedstawionymi na rys. 11, które uzyskiwane są w badaniach miesięcznych, a następnie dopiero weryfikowane w badaniu rocznym TPA.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy

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 tej małej aktywności odbiorców, należy badać jej przejawy i to 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. 12.

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 poniższych tab. 12 i 13 przedstawiono wyniki dla jedynie jedenastu OSD, którzy realizowali zgłoszenia zmiany sprzedawcy.

Tabela 12. 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	37,87
4	ENE A 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	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	0	16	0	13 017	0,00	0,00
10	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	0	1	0	321 822	0,00	0,00
11	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	0	18	0	146 627	0,00	100,00
12	ENESTA Sp. z o.o.	0	4	0	89 006	0,00	23,90
13	Anwil SA	0	1	0	115 852	0,00	68,99
Razem		8 951	37 931	24 695 508	33 752 822	20,13	27,08

* 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.

Kolejna tab. 13 zawiera dane, jak kształtowała się sytuacja wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela 13. 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	ENE A Operator Sp. z o.o.	2 893	834	4 479 209	2 052
5	Vattenfall Distribution Poland SA	676	482	5 492 125	3 717
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	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	16	0	13 017	0
10	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	1	0	321 822	0
11	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	18	0	146 627	0
12	ENESTA Sp. z o.o.	4	0	89 006	0
13	Anwil SA	1	0	115 852	0
Razem		22 448	15 483	33 716 265	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.

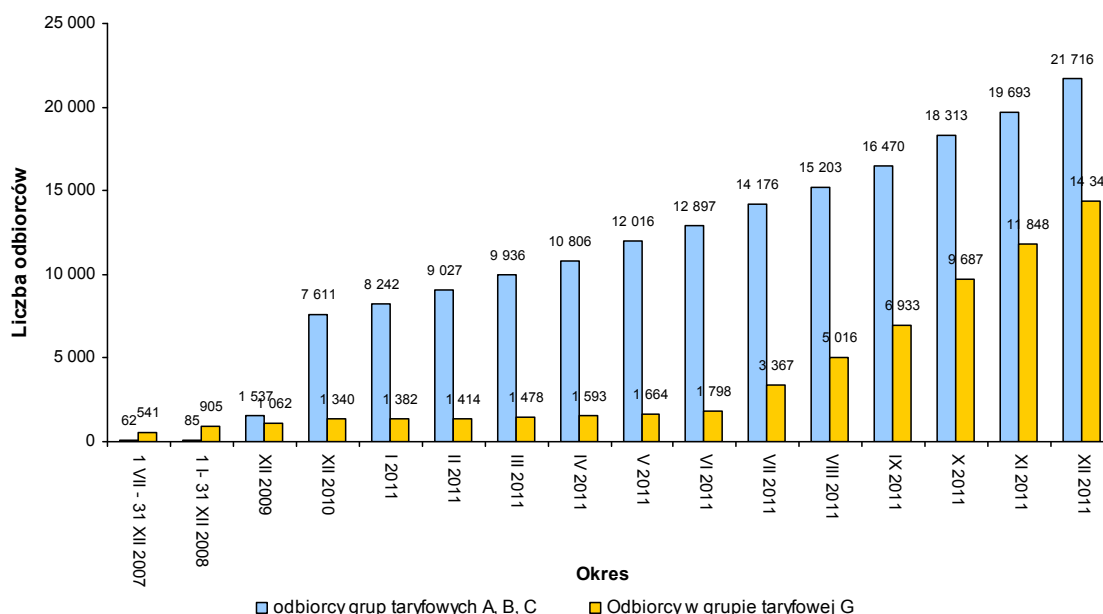
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że w 2011 r. nastąpił bardzo dynamiczny, ponad czterokrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do liczby zmian w 2010 r. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2011 r. zaobserwowano prawie trzykrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, zarazem jednak był on niższy niż w 2010 r., co może świadczyć o tym, że w aktualnie dość stabilnej sytuacji rynkowej ten segment rynku osiąga pewien poziom nasycenia (rys. 11).

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 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). Aktywność ta postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego miała swoje również negatywne aspekty. W 2011 r. do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych 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 (sprzedawców, OSD, pośredników i brokerów).

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 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. 13). 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 strukturę TAURON Dystrybucja SA.

Rysunek 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

I – odbiorcy w grupie taryfowej G, II – odbiorcy w grupie taryfowej A, B, C.

Źródło: URE.

W 2011 r. ilość energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej wyniosła 2 228,8 GWh. Przy tym, wszyscy odbiorcy nabywają 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 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.

Ceny

Zaprezentowane w tab. 14 i na rys. 13 dane dotyczą cen energii elektrycznej – bez uwzględniania opłat dystrybucyjnych – zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

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. Porównując je 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 – to dla okresu rozpatrywanego w aktualnym badaniu odnotowano wzrost tej ceny o 4,68%. Największy wzrost nastąpił dla odbiorców z grupy G – o 6,49%, a najmniejszy wzrost odnotowano u odbiorców z grupy B – o 1,49%.

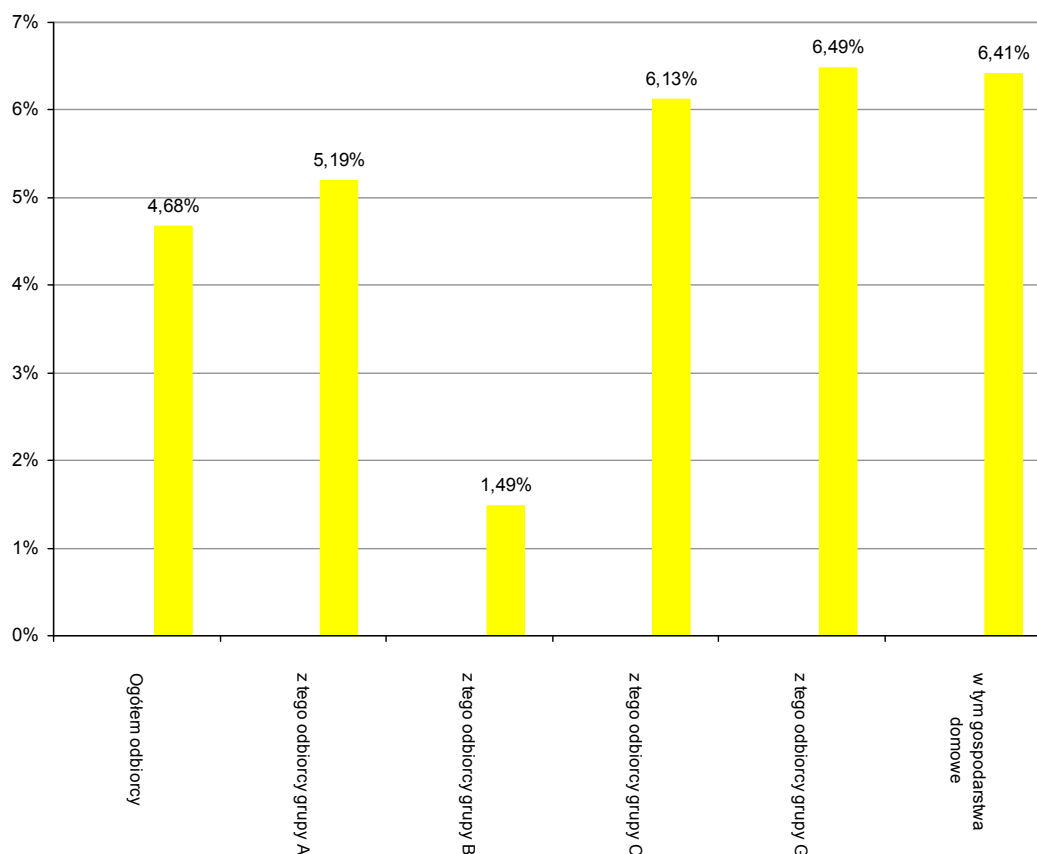
W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

Tabela 14. Opłaty za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	Opłata za energię elektryczną		Indeksy dynamiki średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej [%]
	IV kwartał 2010	IV kwartał 2011	
	[zł/MWh]		
Ogółem odbiorcy	265,47	277,89	104,68
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	235,75	247,98	105,19
odbiorcy na SN (grupy B)	264,27	268,20	101,49
odbiorcy na nN (grupy C)	297,24	315,45	106,13
odbiorcy grup G	252,80	269,20	106,49
w tym: gospodarstwa domowe	252,90	269,11	106,41

Źródło: ARE SA.

Rysunek 13. Zmiana opłat za energię elektryczną – porównanie IV kwartału 2011 r. i 2010 r.



Źródło: ARE SA.

Uwarunkowania instytucjonalne funkcjonowania rynku detalicznego

Umowy generalne (GUD)

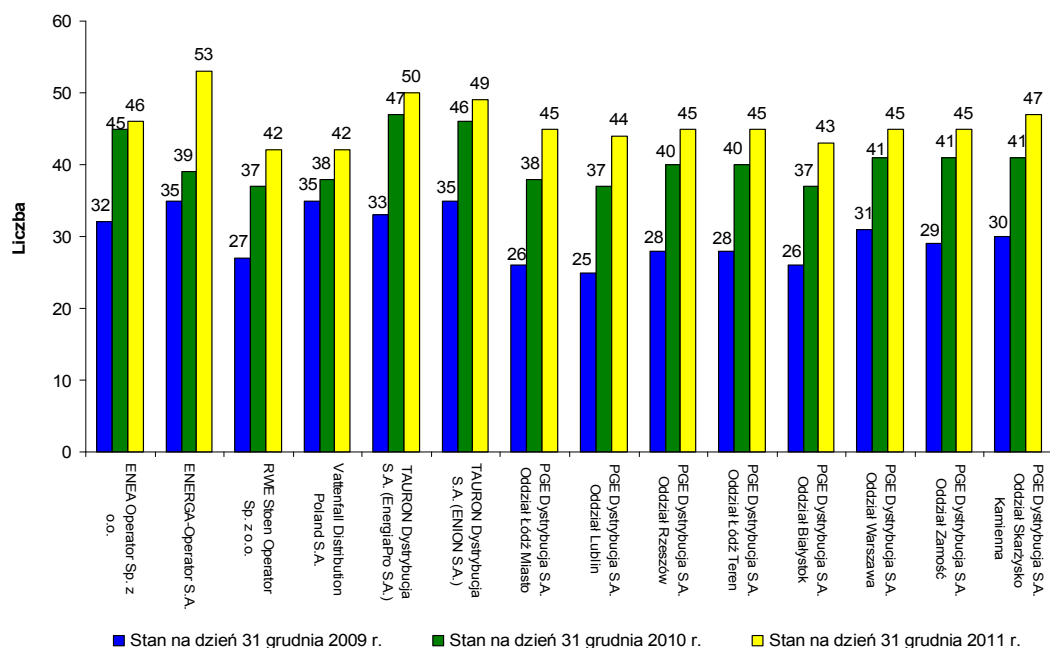
Operator poprzez zawierane umowy o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami (zwane umowami generalnymi) dokonuje doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwiera poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu generalne umowy dystrybucyjne są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Należy podkreślić, że pod koniec 2009 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych stowarzyszeni w ramach Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) wraz z przedsiębiorstwami obrotu skupionymi w Towarzystwie Obrotu Energią (TOE) uzgodnili wspólny wzorzec generalnej umowy dystrybucyjnej, jednocześnie rekomendując go do powszechnego stosowania. Proces podpisywania umów generalnych według uzgodnionego standardu przebiegał początkowo dość opornie, jednak w 2011 r. można było zaobserwować wzrost liczby umów podpisanych zgodnie ze wzorcem uzgodnionym między obu towarzystwami. Czterech operatorów (TAURON Dystrybucja SA /ENION SA/, TAURON Dystrybucja SA /EnergiaPro SA/, Vattenfall Distribution Poland SA oraz ENERGA-OPERATOR SA) do wszystkich umów zawartych w 2011 r. zastosowało opracowany wzorzec generalnej umowy dystrybucyjnej.

Z monitoringu przeprowadzonego w 2011 r. wynika, że ogólna liczba generalnych umów dystrybucyjnych zawartych przez danego operatora, wzrosła o od 1 do 14 w porównaniu do 2010 r. Na koniec grudnia 2011 r. największą liczbę zawartych generalnych umów dystrybucji (53) posiadała ENERGA-OPERATOR SA (co daje możliwość działania na terenie tego operatora największej liczbie sprzedawców). Proces podpisywania kolejnych umów generalnych jest nadal zaawansowany, na koniec 2011 r. największą liczbę nowych umów negocjowało dwóch operatorów: 16 umów RWE Stoen Operator Sp. z o.o. oraz 12 umów PGE Dystrybucja SA.

Jednocześnie wszyscy operatorzy posiadają zawarte generalne umowy dystrybucyjne z przedsiębiorstwem, które na terenie tego operatora pełni funkcję sprzedawcy z urzędu. W tym przypadku umowa GUD umożliwia sprzedawcom z urzędu podpisywanie z odbiorcami umów kompleksowych tj. umów zawierających postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 14. Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji w latach 2009–2011



Źródło: URE.

Warto wspomnieć, że po konsolidacji, jaka miała miejsce we wrześniu 2011 r., w ramach grupy kapitałowej TAURON zmniejszyła się liczba OSD. Aktualnie funkcjonuje sześciu dużych OSD (wyodrębnionych z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo), przy czym PGE Dystrybucja SA utrzymuje podział na oddziały, zgodny z dawnymi OSD. Należy dodać, że w grudniu 2011 r. TAURON Polska Energia SA przejął Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA oraz pośrednią kontrolę nad spółkami zależnymi m.in. Vattenfall Distribution Poland SA.

1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

1.2.1. Koncesje

Zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego¹⁸⁾,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem:
 - a) obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy;
 - b) obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych¹⁹⁾.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 35 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

Podobnie, jak miało to miejsce w latach poprzednich, w wyniku otrzymywanych od przedsiębiorców informacji na temat planowanego zakończenia działalności koncesjonowanej, a także w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawach cofnięcia koncesji, Prezes URE w 2011 r. monitorował przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności w celu zbadania, czy interes odbiorców nie został zagrożony. W takich sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek interweniowania. W 2011 r. Prezes URE monitorował sytuację odbiorców pięciu przedsiębiorców, którzy zgłosili zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

¹⁸⁾ Zgodnie z art. 1 pkt 32 ppkt a) ustawy zmieniającej.

¹⁹⁾ Art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b zmieniony w wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 205, poz. 1208), zmieniającej nin. ustawę z 30 października 2011 r.

Rok 2011 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 marca 2010 r., a także kontynuacji procesu konsolidacji w obrębie grup kapitałowych. Procesy zachodzące w obrębie struktury podmiotowej sektora nie pozostały bez wpływu na działalność Prezesa URE w 2011 r., jako organu regulacji energetyki, ponieważ wiązały się z koniecznością prowadzenia postępowań administracyjnych w sprawach zmian koncesji. I tak, np. we wrześniu 2011 r. nastąpiło połączenie operatorów systemów dystrybucyjnych z Grupy Kapitałowej TAURON, tj. EnergiaPro SA (spółka przejmująca) i ENION SA (spółka przejmowana), skutkiem czego zaistniała konieczność zmiany koncesji na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej EnergiiPro SA poprzez rozszerzenie zakresu terytorialnego ww. koncesji o obszar działania ENION SA oraz zmianę nazwy koncesjonariusza na TAURON Dystrybucja SA. Jednocześnie stwierdzono wygaśnięcie koncesji na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej ENION SA²⁰⁾.

Konsekwencją ustawy zmieniającej była także rezygnacja z prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej przez kolejnych przedsiębiorców. Rezygnacje te wynikały w znacznej mierze ze zwiększenia obowiązków nałożonych ustawą na tę grupę przedsiębiorców.

W 2011 r. nastąpiła istotna zmiana dotycząca koncesjonowania wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. 1 stycznia 2011 r. (na podstawie art. 1 pkt 18 w związku z art. 22 pkt 2 ustawy zmieniającej), wszedł w życie zapis art. 9p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego oraz wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego przestała być działalnością koncesjonowaną, a stała się działalnością regulowaną w rozumieniu przepisów ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej i od tego dnia podlega wyłącznie obowiązkowi wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego (Prezesa ARR).

Ponadto zgodnie z zapisami ustawy z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw²¹⁾ zmieniono definicję biogazu rolniczego poprzez rozszerzenie katalogu surowców, z których może być on wytwarzany, a tym samym zwiększono grupę przedsiębiorców prowadzących działalność nie wymagającą uzyskania koncesji.

Wobec powyższych zmian, w trakcie 2011 r. grupa źródeł podlegających obowiązkowi wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, który prowadzony jest przez Prezesa ARR, zwiększyła się, a sam proces zmian w sposobie koncesjonowania wymagał zwiększonego zaangażowania Prezesa URE, polegającego na prowadzeniu dodatkowych postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących wygaszenia lub cofnięcia wcześniej udzielonych koncesji.

Prezes URE realizuje obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych (departamentu) oraz oddziałów terenowych²²⁾.

W 2011 r. Prezes URE udzielił 288 koncesji w zakresie energii elektrycznej (w tym 94 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii). Na koniec grudnia 2011 r. ważne koncesje (w liczbie 1 730) posiadało 1 485 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną.

Liczbę koncesji udzielonych w 2011 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia poniższa tabela.

²⁰⁾ Konsolidacja operatorów systemów dystrybucyjnych w Grupie Kapitałowej TAURON nastąpiła w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu Spółek Handlowych tj. przez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą w zamian za akcje spółki przejmującej, które zostaną wydane współnikom i akcjonariuszom spółki przejmowanej (łączenie przez przejęcie).

²¹⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 205, poz. 1208.

²²⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

Tabela 15. Liczba koncesji udzielonych w 2011 r. oraz liczba ważnych koncesji w URE według stanu na koniec 2011 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu	Koncesje ważne na koniec 2011 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	94	1 204
Przesyłanie lub dystrybucja	1	184
Obrót	41*	342**
Razem	136	1 730

* W tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

** W tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

Tabela 16. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2011 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	88,144	156
Elektrownie na biomasę	409,680	19
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,125	6
Elektrownie wiatrowe	1 616,361	526
Elektrownie wodne	951,390	746
Współspalanie**	–	47
Łącznie	3 082,043***	1 515

* Nie uwzględnia danych dot. 15 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

** Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

*** Wartość uwzględnia dane dot. 15 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE.

W 2011 r. wydano 265 decyzji zmieniających udzielone koncesje (promesy koncesji). Zmiany udzielonych koncesji (promes koncesji) podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie zakresu terytorialnego obszaru wykonywania działalności),
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne,
- zmianą decyzji w trybie samokontroli.

W 2011 r., Prezes URE wydał 76 decyzji o umorzeniu, cofnięciu lub wygaszeniu koncesji (promes koncesji), m.in. w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, a także w związku z przekształceniami kapitałowymi przedsiębiorstw, prowadzącymi do wykreślenia koncesjonariuszy z odpowiedniego rejestru lub ewidencji. W ośmiu przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji w związku z przekształceniami kapitałowymi przedsiębiorstw, prowadzącymi do wykreślenia koncesjonariuszy z odpowiedniego rejestru lub ewidencji. W dwóch przypadkach koncesję uchylono na wniosek przedsiębiorców. W 2011 r. Prezes URE wydał dziewięć decyzji odmawiających udzielenia/zmiany koncesji (promesy). W przypadku dwóch odmów udzielenia koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przyczyną było nie spełnienie przesłanek pozwalających na zakwalifikowanie jednostki wytwórczej jako źródła odnawialnego oraz brak możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności. Natomiast w przypadku odmowy zmiany koncesji, powodem był brak zasadności złożonego wniosku w zakresie zmiany nazwy lokalizacji źródła. W 2011 r. w czterech przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy udzielenia koncesji w trzech przypadkach było niezłożenie przez przedsiębiorcę zabezpieczenia majątkowego, od którego Prezes URE uzależnił udzielenie koncesji, natomiast w jednym przypadku przedsiębiorca nie dysponował środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie był w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. W jednym przypadku Prezes URE odmówił zmiany warunków koncesji poprzez zniesienie warunku zobowiązującego przedsiębiorcę do utrzymywania zabezpieczenia majątkowego w odpowiedniej formie, w związku z sytuacją finansową przedsiębiorcy nie uzasadniającą odstąpienia od obowiązku utrzymywania zabezpieczenia majątkowego.

Do końca 2011 r. Prezes URE udzielił 128 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE, a także pozytywnie rozpatrzył dwa wnioski o udzielenie promesy na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto Prezes URE w jednym przypadku odmówił udzielenia promesy koncesji, ponieważ przedsiębiorca nie dawał rękojmi prawidłowego prowadzenia działalności gospodarczej objętej zakresem i przedmiotem promesy. W czterech przypadkach umorzył postępowanie w sprawie udzielenia promesy koncesji, co związane było ze zmianami ustawy – Prawo energetyczne w zakresie koncesjonowania źródeł wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego.

Tabela 17. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2011 r. promes koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz	31,707	28
Elektrownie na biomasę	52,165	14
Elektrownie wiatrowe	4 876,907	225
Elektrownie wodne	5,945	11
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	3,792	8
Elektrownie wykorzystujące technologię współspalania*	–	1
Łącznie	4 970,516	287

* Brak możliwości podania mocy ze względu na różny udział % biomasy.

Źródło: URE.

1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

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 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. (dla OSD, którzy dokonali 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności) kolejnego okresu regulacji. 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, niemożliwe było rozpoczęcie nowego okresu regulacji w zakładanym uprzednio terminie.

W 2011 r. kontynuowano prace nad nowym modelem, 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.

Należy również zwrócić uwagę, że taryfy dla energii elektrycznej kalkulowane były do 26 września 2011 r. na podstawie przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną²³⁾, natomiast po tym dniu na podstawie nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną²⁴⁾.

²³⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 128, poz. 895, z późn. zm.

²⁴⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 189, poz. 1126.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego – Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA (PSE Operator SA)

Na początku sierpnia 2011 r. Prezes URE wezwał PSE Operator SA do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2012 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek pod koniec sierpnia 2011 r. Pierwszy wniosek uwzględniał jedynie wielkości kosztowe, które w trakcie kolejnych miesięcy procesu taryfowania poddawane były wielokrotnie szczegółowej weryfikacji, gdyż termin, w jakim PSE Operator SA został zobligowany do przedłożenia taryfy, był zbieżny z trwającym w tym okresie procesem zbierania i uzgadniania wielkości energii i mocy stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Proces taryfowy trwał do połowy grudnia 2011 r. i zakończył się zatwierdzeniem, decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2011 r., taryfy dla przedsiębiorstwa na okres do 31 grudnia 2012 r.

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 PSE Operator SA, rok 2012 rozpoczął czteroletni okres regulacji dla tego przedsiębiorstwa.

W taryfie został uwzględniony nowy poziom stawek opłaty przejściowej na podstawie Informacji Prezesa URE Nr 34/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2012.

Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

W trakcie 2011 r., jedno przedsiębiorstwo – ENEA Operator Sp. z o.o. dwukrotnie wystąpiło o zmianę taryfy w zakresie podwyższenia stawek opłat w niej zawartych, jednakże Prezes URE uznał proponowane zmiany za bezzasadne i w obu przypadkach wydał decyzje odmowne.

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2012 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2012 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE.

Podstawowym założeniem Prezesa URE w trakcie prowadzonych w 2011 r. przygotowań do procesu taryfowania była kontynuacja rozpoczętych w 2010 r. działań zmierzających do opracowania nowego modelu oceny efektywności w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej, a w konsekwencji wprowadzenie od 2012 r. nowego okresu regulacji. W sierpniu 2010 r. rozpoczęto prace nad nowym modelem do oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych i różnicy bilansowej, na bazie wykonania lat 2008 i 2009. W 2011 r. kontynuowano prace nad modelem, uzupełnionym o wykonanie roku 2010. W pracach wykorzystano również planowane przez OSD wielkości na lata 2011–2015 oraz doświadczenia zebrane w pracach nad poprzednim modelem, opartym na bazie wykonania 2001–2006.

Przy określaniu uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej wykorzystano analizę opartą na koncepcji stochastycznych modeli granicznych, wykorzystujących w swojej konstrukcji mikroekonomiczną teorię producenta oraz koncepcję nieefektywności działania obiektów (przedsiębiorstw), związaną z występowaniem wewnątrz jednostek systematycznych czynników odpowiedzialnych za ponoszenie kosztu wyższego niż uzasadniony w danych warunkach techniczno-ekonomicznych. Do wyznaczenia poziomu kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej wykorzystano różne warianty zmiennych niezależnych mających wpływ na ich poziom. Były to m.in. wielkości związane z długością linii elektroenergetycznych, mocą transformatorów, liczbą stacji elektroenergetycznych i transformatorów, liczbą układów pomiarowo-rozliczeniowych, dostawą energii. Wybór zmiennych charakterystycznych do zestawu zmiennych wynikał nie tylko z oceny statystycznego wpływu danej zmiennej na poziom kosztów operacyjnych, lecz również z oceny eksperckiej²⁵⁾.

W rezultacie uzyskano informację o poziomie nieefektywności każdego z OSD. Z uwagi na fakt, iż nie do końca uzasadnione byłoby przy ocenie efektywności uwzględnienie wyników wy-

²⁵⁾ Szczegółowy opis zastosowanego podejścia znajduje się w dokumentach: „Koszty operacyjne dla operatorów systemów dystrybucyjnych na lata 2012–2015” i „Różnica bilansowa dla operatorów systemów dystrybucyjnych na lata 2012–2015” opublikowanych na stronie internetowej URE pod adresami: <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=6&id=4825> i <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=6&id=4827>.

łącznie jednego z wariantów, określone przez Prezesa URE współczynniki poprawy indywidualnej nieefektywności każdego z OSD wyznaczone zostały jako wypadkowa z analizowanych wariantów. Niezależnie od indywidualnych współczynników poprawy efektywności (zróżnicowanych dla poszczególnych OSD), określone zostały również sektorowe współczynniki poprawy nieefektywności, jednolite dla wszystkich OSD.

Biorąc pod uwagę fakt, iż zachowania OSD mające na celu poprawę efektywności w zakresie kosztów operacyjnych były różne, konieczne było rozliczenie poprawy efektywności dokonanej przez przedsiębiorstwa w latach 2008–2010. Mając na uwadze konieczność równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców, przyjęte zostało rozwiązanie polegające na powiązaniu kosztów wynikających z nowego modelu na lata 2012–2015 z kosztami uwzględnionymi w kalkulacji taryfy na 2011 rok i stopniowe dochodzenie do poziomu kosztów wynikających z nowego modelu.

W prowadzonym w 2011 r. procesie taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwierdzania taryf w 2010 r. na okres 2011–2015²⁶⁾. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka²⁷⁾.

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. Zostały doprecyzowane 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).

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2012 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2012 r. został rozpoczęty w listopadzie 2011 r. i objął sześć przedsiębiorstw, tj. RWE Stoen Operator Sp. z o.o., Vattenfall Distribution Poland SA, PGE Dystrybucja SA, ENERGA-OPERATOR SA, ENEA Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja SA, która powstała w wyniku konsolidacji ENION SA i EnergiaPro SA.

Prezes URE 16 grudnia 2011 r. zatwierdził taryfy dla dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych, a dla pozostałych czterech wydał jedynie decyzje częściowe zatwierdzające taryfy wyłącznie w zakresie stawek opłaty przejściowej (stosownie do Informacji Prezesa URE Nr 34/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2012), gdyż wnioski wymagały dalszej analizy i poprawek.

19 grudnia 2011 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla tych przedsiębiorstw na okres do 31 grudnia 2012 r., stanowiące tekst ujednoczony uwzględniający postanowienia powyżej wspomnianych decyzji częściowych.

Stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych tych przedsiębiorstw (sześciu OSD) w wyniku zatwierdzonych taryf wzrosły średnio o 5,9%. Stawki za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wzrosły od 1,6% w Vattenfall Distribution Poland SA do 10,7% w ENERGA-OPERATOR SA.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdzielenia działalności

Na początku 2011 r. kontynuowano proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na 2011 r. dla odbiorców grup taryfowych G dla RWE Polska SA oraz Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o., gdyż postępowania te nie zostały zakończone do 31 grudnia 2010 r. W dniach 11 i 14 lutego 2011 r.

²⁶⁾ Szczegóły dotyczące wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału znajdują się w dokumencie „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2011–2015”, dostępnym na stronie internetowej URE pod adresem: <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=6&id=3542>.

²⁷⁾ Dokument „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na rok 2012”, dostępny na stronie internetowej URE pod adresem <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=6&id=4826> przedstawia sposób wyznaczenia średnioważonego kosztu kapitału na rok 2012.

Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryf dla RWE Polska SA oraz Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. na 2011 r.

W drugiej połowie października 2011 r. równoległe ze złożeniem nowego wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2012 r., ENEA SA wystąpiła o zmianę taryfy w zakresie podwyższenia cen energii elektrycznej. Do 31 grudnia 2011 r. postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone.

W drugiej połowie października 2011 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na 2012 r. dla sześciu przedsiębiorstw obrotu, tj. RWE Polska SA, Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o., PGE Obrót SA, ENERGA-Obrót SA, ENEA SA oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., która powstała w wyniku konsolidacji ENION Energia Sp. z o.o. i EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.

Prezes URE 16 grudnia 2011 r. zatwierdził taryfy na 2012 r. dla czterech przedsiębiorstw, natomiast dwa postępowania, tj. wobec Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. i RWE Polska SA do 31 grudnia 2011 r. nie zostały zakończone.

Średni wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych w zatwierdzonych na 2012 r. taryfach wyniósł 5,1% (od 4,5% w PGE Obrót SA do 5,9% w TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.), zaś łączna zmiana płatności odbiorców w gospodarstwach domowych z tytułu zatwierdzonych taryf dla przedsiębiorstw obrotu i dystrybucji wyniosła średnio 5,7% (od 4,9% dla odbiorców PGE Obrót SA do 7,7% dla odbiorców ENERGA-Obrót SA).

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Postępowania administracyjne w sprawach zatwierdzania bądź zmian taryf dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, prowadzone były w zakresie dystrybucji – w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych, natomiast w zakresie obrotu jedynie w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, tj. zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia zobowiązane były dołączyć materiał analityczny, pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych podwyżek cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującymi przepisami prawa.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, a także cen w grupach taryfowych G, na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji. Stosowanie powyższej ogólnej zasady nie jest jednak automatyczne, lecz uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadzona ustawą zmieniającą, w art. 9h określa tryb oraz kryteria wyznaczania operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych. Wyznaczenie przedsiębiorstwa na operatora systemu dystrybucyjnego wiąże się z koniecznością pobierania od odbiorców stawki opłaty przejściowej, zgodnie z art. 9 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, zamiast dotychczas pobieranej stawki opłaty, wynikającej z art. 9 ust. 4 tej ustawy. Powyższe wymagało wprowadzenia w 2011 r. zmian do obowiązujących taryf w terminie umożliwiającym zastosowanie stawek opłaty przejściowej z dniem wejścia w życie decyzji o wyznaczeniu przedsiębiorstwa na OSD.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań

Taryfy są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w Departamencie Taryf (departamencie), jak i oddziałach terenowych²⁸⁾.

Ogółem departament w 2011 r. wydał 102 decyzje administracyjne, w tym:

- 44 decyzje o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 4 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu,
 - 10 decyzji dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności,
 - 1 decyzję dla PSE Operator SA,
 - 29 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;

²⁸⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

- 52 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w tym:
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu,
 - 2 decyzje dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności,
 - 1 decyzję dla PSE Operator SA,
 - 48 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
 - 4 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 2 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu,
 - 2 decyzje dla operatorów, którzy dokonali rozdzielenia działalności 1 lipca 2007 r.;
 - 1 decyzję o umorzeniu postępowania (dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej),
 - 1 decyzję uchylającą (dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej).
- Do 31 grudnia 2011 r. nie zostało zakończonych 13 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, bądź ich zmian.

1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Działalność Prezesa URE w zakresie wyznaczania operatorów systemów w 2011 r., podobnie jak w 2010 r., była zdeterminowana głównie nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną ustawą zmieniającą.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne w zakresie „operatorskim” znacznie zwiększyła obowiązki Prezesa URE w tym zakresie. W szczególności dotyczy to konieczności przeprowadzenia znacznej liczby postępowań i wydania decyzji administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemów. W 2011 r. kontynuowano proces wyznaczania operatorów systemów, wynikający z ustawy zmieniającej.

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych (zwanymi dalej „operatorami systemów”) wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- 1) na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy,
- 2) z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Istotnym wydarzeniem w kontekście funkcjonowania OSD była również konsolidacja pozioma w Grupie Kapitałowej TAURON.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2011 r. Prezes URE wyznaczył 63 OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzi działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2011 r. Prezes URE dokonał zmian w sześciu decyzjach wyznaczających OSD.

„Duzi” OSD, tj. podlegający obowiązkowi wydzielenia prawnego

W związku z konsolidacją poziomą obszaru dystrybucji energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej TAURON, jaka miała miejsce w 2011 r., liczba OSD w tej grupie zmalała z dwóch OSD do jednego OSD. Połączenie dwóch spółek wyznaczonych wcześniej na OSD zostało dokonane w trybie art. 492 § 1 pkt 1 kodeksu spółek handlowych tj. przez przeniesienie całego majątku

spółki przejmowanej na spółkę przejmującą w zamian za akcje spółki przejmującej, które zostaną wydane wspólnikom i akcjonariuszom spółki przejmowanej (łączenie przez przejęcie). Spółką przejmującą była spółka EnergiaPro SA z siedzibą w Krakowie (nastąpiła zmiana adresu siedziby spółki oraz zmiana nazwy firmy na TAURON Dystrybucja SA). Fakt ten skutkowało dokonaniem stosownej zmiany w decyzji ww. OSD oraz stwierdzeniem wygaśnięcia decyzji wyznaczającej ENION SA na OSD.

Łącznie w 2011 r., w odniesieniu zarówno do „dużych” OSD, jak i lokalnych OSD, Prezes URE wydał 70 decyzji w zakresie wyznaczenia OSD i zmian w ww. decyzjach.

W wyniku powyższych decyzji, według stanu na koniec 2011 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 84 operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym sześciu prawnie wydzielonych OSD.

Na koniec 2011 r. pozostało niezakończonych ok. 100 postępowań w sprawie wyznaczenia OSD.

Umorzenie postępowań w sprawie wyznaczenia OSD

W 2011 r. Prezes URE umorzył 15 postępowań w sprawie wyznaczenia OSD. Przyczyną umorzenia ww. postępowań było cofnięcie przedsiębiorcom (kandydatom na OSD) koncesji na dystrybucję energii elektrycznej w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności koncesjonowanej.

1.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych

W 2011 r., podobnie jak w latach ubiegłych, podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności przedsiębiorstw, były modele ekonometryczne, służące do oceny efektywności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie: kosztów operacyjnych, różnic bilansowych oraz nakładów inwestycyjnych.

Taryfy OSD obowiązujące w 2011 r. skalkulowane były z wykorzystaniem modeli analizy porównawczej w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej, opracowanych w 2007 r., których charakterystyka została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2007 r.

Jak już wcześniej wspomniano (pkt 1.2.2.), w 2011 r. zakończone zostały prace nad nowymi modelami do oceny efektywności OSD w zakresie poziomu kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej, których wyniki zostały uwzględnione w kalkulacji taryf OSD na rok 2012.

1.2.5. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Prowadzone przez Prezesa URE monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich obowiązków dotyczy przede wszystkim zadań operatorów określonych w art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych ich zadań monitorowane jest również poprzez ocenę funkcjonowania hurtowego, jak i detalicznego rynku energii elektrycznej, bowiem działanie tych rynków uzależnione jest w dużej mierze od wdrożonych zasad dostępu do sieci i prawidłowego wykonywania zadań przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową KSE i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym i transgranicznym uregulowanych jest w zatwierdzonej przez Prezesa URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Nadzorowanie realizacji tych zadań obejmuje monitorowanie przestrzegania procedur i zasad zawartych w IRiESP, jak również odbywa się w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju. Projekty planów rozwoju uzgodnione z Prezesem URE są podstawowym dokumentem, w oparciu o który OSP dokonuje rozbudowy sieci przesyłowej oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Realizując obowiązek wynikający z art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, PSE Operator SA dokonywał zakupu usług systemowych niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. W tym celu OSP zawarł na 2011 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikowymi aktywnymi – JGwa porozumienia

w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, na podstawie których zapewnił sobie dostęp do usługi uruchamiania jednostek wytwórczych oraz regulacyjnych usług systemowych. Usługi te są szczegółowo opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. W oparciu o zapisy zawarte w IRiESP odbywa się także udostępnianie przez PSE Operator SA informacji uczestnikom rynku. Ocena dostępności tych informacji w 2010 r. i 2011 r. dokonywana była w ramach prowadzonego przez Prezesa URE postępowania wyjaśniającego, a następnie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przeciwko PSE Operator SA. Aktualnie PSE Operator SA udostępnia wszystkie informacje wymagane przepisami prawa krajowego i wspólnotowego.

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE Operator SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W celu przygotowania odpowiednich procedur w 2011 r. PSE Operator SA podjął następujące działania z tego zakresu:

- we współpracy z OSD opracowano „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2011 r.),
- we współpracy z OSD opracowano „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązujący od 1 września 2011 r. do 31 sierpnia 2012 r.; Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- we współpracy z OSD Elektrownia Rybnik SA opracowano aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”; aktualizacja Planu w zakresie OSD Elektrownia Rybnik SA i OSP została uzgodniona przez OSP z Prezesem URE i obowiązuje od 15 grudnia 2011 r.,
- we współpracy z OSD opracowano „Plany wyłączeń awaryjnych” (kwiecień 2011 r.) – wg IRiESP obowiązującego od 1 stycznia 2011 r.,
- we współpracy z OSD zaktualizowano „Plany wyłączeń awaryjnych” (czerwiec 2011 r.),
- we współpracy z OSD opracowano „Plany wyłączeń awaryjnych” (grudzień 2011 r.),
- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i zaktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego; odbyły się także trzy szkolenia na symulatorze pomiędzy OSP a OSD (2x RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i 1x Vattenfall Distribution Poland Sp. z o.o.).

W 2011 r. PSE Operator SA nie występował do ministra właściwego do spraw gospodarki o złożenie wniosku w sprawie wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej (art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE Operator SA w okresie sprawozdawczym zawierał umowy dotyczące pracy interwencyjnej z wytwórcami. Na podstawie umów OSP zyskuje dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej. Ponadto, mając na względzie konieczność zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawierał z wytwórcami posiadającymi jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi przez OSP (tzw. nJWCD) umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności tych jednostek. Umowy zapewniają wielkości wytwarzania energii elektrycznej w określonych obszarach systemu elektroenergetycznego, wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE.

Ponadto z uwagi na możliwość wystąpienia ewentualnych stanów awaryjnych lub zakłóceń PSE Operator SA zawiera z operatorami systemu przesyłowego krajów sąsiadujących (Niemiec, Czech, Słowacji i Szwecji) umowy na dostawy awaryjne energii elektrycznej.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2011 r. nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej skutkujących naruszeniem obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczeniem poza dopuszczalne limity parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarówno obciążenia elementów sieci przesyłowej, jak i napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym. Wyłączenia dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym realizowane były zgodnie z planem.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE Operator SA dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią. Przepisy ustawy nakazują stosowanie przy zakupie tej energii przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych. Mając to na względzie, PSE Operator SA organizuje przetargi na zakup energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej. Z wyłonionymi w drodze przetargu dostawcami energii PSE Operator SA zawiera umowy. Przeprowadzanie przetargów jest podstawową formą zakupu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat. W ten sposób PSE Operator SA dokonuje zakupu przeważającej większości energii elektrycznej na pokrywanie strat przesyłowych.

Pozostała część energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią pozyskiwana jest na Rynku Bilansującym. Jest to forma wykorzystywana ze względu na dużą zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), a także do kompensowania odchyłeń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów z dostawcami, a rzeczywistym zużyciem energii na pokrywanie strat przesyłowych.

W 2011 r. energia na pokrywanie strat przesyłowych była pozyskiwana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu następujących ilości energii elektrycznej o następującej wartości:

- w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 582 635,000 MWh,
- na Rynku Bilansującym²⁹⁾: 181 359,546 MWh.

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2011 r. w KSE kształtowały się na zbliżonym poziomie, jak w 2010 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy lub awariami w sieci przesyłowej, natomiast ograniczenia spowodowane awariami w sieci dystrybucyjnej wyniosły 26,4 GWh i były mniejsze o ok. 9,8 GWh w stosunku do roku poprzedniego. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń stanowiła ok. 0,01% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. Mając powyższe na względzie, zasadne jest stwierdzenie, że ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2011 r. nie stanowiły zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

W roku sprawozdawczym nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć.

Ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane awariami systemowymi oraz sieciowymi w sieciach dystrybucyjnych OSD w 2011 r. wynikały przede wszystkim z niesprzyjających warunków pogodowych, a mianowicie:

- a) intensywne opady mokrego śniegu oraz marznącego deszczu,
- b) gwałtownych burz i nawałnic,
- c) gwałtownych burz i towarzyszących im wichur.

1 stycznia 2011 r. występowały ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane wyłączeniami w sieci średniego napięcia, których przyczyną były złe warunki atmosferyczne. Były one stopniowo likwidowane. Występowały jednak do końca dnia osiągając wartości: na godz. 12:00 – 15,1 MW; na godz. 18:00 – 11,3 MW; na godz. 24:00 – 0,5 MW.

W środę – 8 stycznia 2011 r. narastający od godzin porannych wiatr w północnej części kraju powodował wyłączenia i uszkodzenia w sieci 110 kV i średnich napięć powodując ograniczenia w dostawie.

W czwartek – 9 lutego 2011 r. likwidowano uszkodzenia spowodowane przez gwałtowne wichury w północnej części kraju. Ograniczenia występowały do końca dnia osiągając wartości: na godz. 12:00 – 10,3 MW; na godz. 18:00 – 5,1 MW; na godz. 24:00 – 2,8 MW.

12 lutego 2011 r. wskutek silnych wiatrów w godzinach nocnych i rannych w północnej i wschodniej części kraju wystąpiły ograniczenia w dostawie do odbiorców spółek dystrybucyjnych na średnim i niskim napięciu. Według stanu na godz. 18:00 ograniczenia w dostawie do odbiorców w wysokości 1,7 MW, w skali kraju dotyczyły PGE Dystrybucja oraz ENERGA Oddział Płock, gdzie wyłączone były 4 linie 110 kV oraz 8 linii i 113 stacji średniego napięcia.

²⁹⁾ Ilość energii elektrycznej zakupionej na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym wyznaczono jako saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym.

W godzinach nocnych 19 marca 2011 r. wskutek gwałtownych opadów śniegu w południowej części kraju wystąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej 110 kV i średniego napięcia powodując ograniczenia w dostawie do odbiorców w wysokości: na godz. 06:00 – 11,6 MW; na godz. 12:00 – 9,6 MW; na godz. 18:00 – 2,2 MW.

W piątek 9 kwietnia 2011 r. wystąpiły ograniczenia w dostawie do odbiorców ze względu na uszkodzenia sieci dystrybucyjnej spowodowane silnymi wiatrami w północnej i wschodniej Polsce:

- 8.04.2011 r. godz. 12:00 – 50,9 MW,
- 8.04.2011 r. godz. 18:00 – 125,6 MW,
- 8.04.2011 r. godz. 24:00 – 112,3 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 06:00 – 77,1 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 12:00 – 24,1 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 18:00 – 6,0 MW.

Wg stanu na godz. 24:00 tego dnia ograniczenia w dostawie do odbiorców wynosiły 0,7 MW. Kolejne ograniczenia dotyczyły następujących dni:

Wtorek, 3 maja 2011 r.	Opady śniegu początkowo w południowo-zachodniej części kraju przechodzące w kierunku centrum i wschodniej części kraju, których skutkiem było opadanie złamanych konarów i gałęzi drzew na przewody linii; powodowało to wyłączenia głównie w sieci średniego i niskiego napięcia i w konsekwencji ograniczenia w dostawie energii do odbiorców spółek dystrybucyjnych. Wielkość ograniczeń wynosiła odpowiednio: na godz. 12:00 – 17,0 MW; na godz. 18:00 – 24,0 MW; na godz. 24:00 – 39,7 MW.
Środa, 4 maja 2011 r.	Likwidowano uszkodzenia w sieci średniego i niskiego napięcia spowodowane przez połamane gałęzie i konary drzew wskutek opadów śniegu 3.05.2011 r. Ograniczenia wynosiły odpowiednio: na godz. 12:00 – 8,0 MW; na godz. 18:00 – 3,8 MW.
Czwartek, 14 lipca 2011 r.	Gwałtowne burze i towarzyszące im wichury od godzin popołudniowych powodowały wyłączenia linii 110 kV oraz średniego i niskiego napięcia. Stopniowo likwidowane były skutki wyłączeń spowodowanych przez burze i towarzyszące im wichury w nocy z czwartku na piątek.
Środa, 20 lipca 2011 r.	Gwałtowne burze i nawałnice w środkowej i południowo-wschodniej Polsce powodowały wyłączenia elementów sieci dystrybucyjnej i w konsekwencji ograniczenia energii dla odbiorców spółek dystrybucyjnych.
Czwartek, 21 lipca 2011 r.	Trwało likwidowanie ograniczeń i uszkodzeń w sieci dystrybucyjnej spowodowanych burzami i nawałnicami.
Czwartek, 25 sierpnia 2011 r.	Gwałtowne burze w godzinach nocnych na terenie Dolnego Śląska powodowały wyłączenia w sieci średniego i niskiego napięcia. Na godzinę 18:00 zniesiono ograniczenia.
Poniedziałek, 5 września 2011 r.	Gwałtowne opady deszczu i towarzyszące im wichury w godzinach wieczornych powodowały wyłączenia w sieci dystrybucyjnej i ograniczenia w dostawie do odbiorców.
Wtorek, 6 września 2011 r.	Trwała likwidacja skutków gwałtownych opadów deszczu z godzin wieczornych 5.09.2011 r.
Niedziela i poniedziałek, 11 i 12 września 2011 r.	11 września 2011 r. (godz. 22:03) wskutek gwałtownej burzy w godzinach nocnych w zachodniej części kraju zostawała wyłączona linia 220 kV Gorzów – Krajnik. Linię tę załączono 12 września o godz. 11:28 po usunięciu drzewa w przęśle 158-159. Z tego powodu wystąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej, co spowodowało ograniczenia w dostawie do odbiorców ENEA Operator Sp. z o.o. Oddział Gorzów.

Wtorek, 13 września 2011 r.	Trwała likwidacja wyłączeń w sieci dystrybucyjnej i ograniczeń dostaw do odbiorców ENEA Operator Sp. z o.o. Oddział Gorzów po gwałtownej burzy w nocy z 11/12.09.2011 r.
Poniedziałek, 28 listopada 2011 r.	Wskutek gwałtownych wiatrów wiejących od niedzieli na terenie kraju nastąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia i ograniczenia dostaw do odbiorców.
Wtorek, 29 listopada 2011 r.	Trwała likwidacja skutków gwałtownych wiatrów wiejących w niedzielę i poniedziałek na terenie kraju.

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie po konsolidacji – sześciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych na zasadach umownych. Podmioty, z którymi podpisano umowy były wyłaniane w drodze zapytań ofertowych. W przypadku największych operatorów byli to sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. OSD, nie podlegający obowiązkowi *unbundlingu*, nabywali energię elektryczną na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej bądź z własnych źródeł wytwórczych, bądź kupowali ją na zasadach umownych od przedsiębiorstw wytwórczych, sprzedawców powstałych po podziale dawnych zakładów energetycznych lub innych sprzedawców energii elektrycznej.

Wszyscy OSD zobowiązani są do opracowania planów, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w 2011 r. żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań znajdują się w innych częściach niniejszego sprawozdania, m.in. w rozdziale 1.6.1. Monitorowanie systemu elektroenergetycznego, w rozdziale 1.6.7. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej oraz w części III rozdziale 2.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

W oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie odbywa się dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Na podstawie zapisów IRiESD-Bilansowanie odbywa się także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESD-Bilansowanie unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE Operator SA zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi zostały przedstawione w pkt 1.3. sprawozdania.

Monitorowanie przedkładania Prezesowi URE sprawozdań z realizacji planów rozwoju i obowiązku uzgadniania planów rozwoju

Na mocy art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, który dodany został przez art. 1 pkt 25 lit. d ustawy zmieniającej, 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 lub energię. Obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. sprawozdań objęte zostały wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów. W związku z tym 31 stycznia 2011 r. na stronie internetowej urzędu Prezes URE przypomniał przedsiębiorstwom sektora elektroenergetycznego oraz gazowego o ciążyącym na nich obowiązku wynikającym z art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, zamieszczając jednocześnie tabele, które umożliwiały sporządzenie wymaganych sprawozdań. Jednocześnie wskazano na postanowienia art. 56 ust. 1 pkt 31 ww. ustawy, w myśl którego karze pieniężnej

podlega ten, kto nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 16 ust. 7 tej samej ustawy. Obowiązek przedłożenia do 1 marca 2011 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za rok 2010 obejmował 197 przedsiębiorstw energetycznych, które posiadały decyzje koncesyjne wydane do grudnia 2010 r. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło siedmiu największych OSD, OSP oraz 54 przedsiębiorstwa posiadające koncesję na dystrybucję energii. W związku z tym, że część przedsiębiorstw nie przedłożyło wymaganego sprawozdania, w czerwcu 2011 r. Prezes URE podjął postępowania wyjaśniające przyczyny nie wywiązania się z ciążącego na nich obowiązku. W wyniku tych postępowań przedsiębiorstwa przekazały wyjaśnienia, wskazując jako przyczyny nie wykonania ww. obowiązku m.in.: zaprzestanie lub niepodjęcie działalności, przejęcie przez inne przedsiębiorstwo, inną interpretację przepisów i brak znajomości tych przepisów. W odniesieniu do 43 przedsiębiorstw wszczęte zostały postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzedstawieniem sprawozdania w ustawowym terminie. Więcej informacji w tym zakresie przedstawiono w pkt 5.3. niniejszego Sprawozdania.

Na podstawie przekazanych w 2011 r. sprawozdań z realizacji planów, zidentyfikowano: niewykonanie nakładów inwestycyjnych zatwierdzonych przez Prezesa URE na 2010 rok w taryfie sieciowej Operatora Systemu Przesyłowego oraz niewielkie nadwykonanie nakładów inwestycyjnych zatwierdzonych w taryfach sieciowych siedmiu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (realizacja planu uzgodnionego z Prezesem URE na poziomie 103%). Główne przyczyny niewykonania nakładów inwestycyjnych przez OSP związane były z trudnościami z uzyskaniem wyłączeń elementów sieci przesyłowej i problemami formalno-prawnymi w trakcie realizacji inwestycji.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że obowiązek ten dotyczył siedmiu prawnie wyodrębnionych OSD oraz OSP. Odnosnie tzw. przedsiębiorstw przemysłowych, wg danych posiadanych przez URE, 49 z nich było zobowiązanych do uzgodnienia projektu planu rozwoju. Według stanu na 31 grudnia 2011 r. uzgodnione plany rozwoju miało 37 przedsiębiorstw, natomiast w trakcie procesu uzgadniania były projekty planów rozwoju trzech przedsiębiorstw energetycznych. W odniesieniu do pozostałych przedsiębiorstw, które według posiadanych informacji ze względu na liczbę odbiorców oraz wolumen dostarczonej energii zobowiązane były przedłożyć do uzgodnienia z Prezesem URE projekty planów rozwoju i nie zrealizowały tego obowiązku do 31 grudnia 2011 r., niezbędne jest uzyskanie dodatkowych wyjaśnień w tym zakresie.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. Do obowiązków Prezesa URE należy natomiast monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

W celu realizacji zdefiniowanych prawem obowiązków, przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobligowane do cyklicznego przekazywania Prezesowi URE informacji o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności w formie opracowanych w URE arkuszy sprawozdawczych. Podejmowane przez Prezesa URE w 2011 r. działania w powyższym zakresie nie odbiegały zasadniczo od dotychczasowej praktyki. Zebrane dane podlegały weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji miała również na celu sprawdzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej. Odrębną analizę przeprowadzono dodatkowo dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

W 2011 r. przedsiębiorstwa wypełniały zmodyfikowane arkusze sprawozdawcze, które były wynikiem prac zespołu składającego się z przedstawicieli PTPIREE oraz pracowników Urzędu

Regulacji Energetyki. Zmiana arkuszy sprawozdawczych ma na celu poprawę ich przejrzystości oraz wynika z konieczności dostosowania rodzaju zawartych w nich informacji finansowych do zmieniających się warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (wynikających w znacznym stopniu ze zmiany prawa).

Przeprowadzona w 2011 r. analiza wyników pozwala stwierdzić, że przedsiębiorstwa wypełniają ten obowiązek ustawy.

1.3. Zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej

1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej

W celu wsparcia rozwoju wspólnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej wiosną 2006 r. zostały powołane do życia tzw. Inicjatywy Regionalne Energii Elektrycznej (ERI), w skład których 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.

Obecnie Inicjatywy Regionalne są prowadzone w ramach Agencji do Spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER)³⁰. Szczegółowe informacje na temat nowych zadań ERI dostępne są na stronie: http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Activities/Regional_Initiatives.

Jak wynika z informacji zawartych na stronie ACER charakterystyka nowego podejścia w zakresie Inicjatyw Regionalnych obejmuje:

- plan pracy UE w zakresie energii elektrycznej na lata 2011–2014 oparty na przejrzystych, wspólnie ustalonych celach i krokach milowych,
- paneuropejski/cross-regionalny wymiar, docelowo umożliwiający osiągnięcie jednolitego rynku energii,
- elastyczne podejście do zasad zarządzania i definiowania kwestii regionalnych w celu dopasowania do nowych okoliczności,
- regularne (kwartalne i roczne) raportowanie opinii publicznej na temat zaawansowania projektów i ich udziału w osiąganiu kroków milowych,
- podejście oparte na dobrowolnym uczestnictwie interesariuszy, którego podstawą jest zarówno istniejąca, jak i nowo utworzona struktura (AESEG),
- bardziej efektywne rozwiązywanie sporów transgranicznych, przy uczestnictwie ACER.

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).

³⁰ Agencja do Spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki została powołana rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. (Dz. Urz. UE L 211/1 z 14 sierpnia 2009 r.).

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 odbywać się 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 minionego 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 najrzetelnější 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*³¹⁾ 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, którego początek 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.

³¹⁾ Mechanizm *market coupling* opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm wyznaczania cen transakcyjnych oraz wyznaczania ilości energii.

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. 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 Wytucznych Ramowych dotyczących alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami (*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.

Rynek Europy Północnej

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:

- 1) 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 wykorzystaj 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 skandynawskich Contracts for Differences /CfDs/),
- 2) 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”,
- 3) 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 cenowych 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 realizacji 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 przesyłowych 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 rozwiązania, 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 krajach skandynawskich) oraz metody wyznaczania zdolności przesyłowych (w krajach skandynawskich ma zastosowanie metoda *Available Transfer Capacity (ATC)*, co jest zgodne z Wytycznymi ramowymi opracowanymi przez ACER – *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity (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. Szczegółowo poniżej w pkt 1.3.2.

1.3.2. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe

3 marca 2011 r. weszło w życie rozporządzenie 714/2009. Zgodnie z tym rozporządzeniem do zadań ACER należy opracowanie, na żądanie Komisji Europejskiej, niewiążących wytycznych ramowych określających jasne i obiektywne zasady opracowywania kodeksów sieci. Wytyczne ramowe przyczyniają się do niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Wytyczne ramowe powinny być przygotowane w terminie sześciu miesięcy od dnia wezwania Komisji Europejskiej. Na podstawie wytycznych operatorzy systemów przesyłowych skupieni w ENTSO-E (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej) w terminie dwunastu miesięcy od dnia wezwania Komisji Europejskiej opracowują kodeksy sieci. Kodeksy powinny być zgodne z wytycznymi. Opracowane przez ENTSO-E kodeksy sieci podlegają przeglądowi ACER, który ma obowiązek dokonania takiego przeglądu w terminie trzech mie-

sięcy. Jeżeli ACER uzna, że kodeks sieci jest zgodny z odpowiednimi wytycznymi ramowymi, przedkłada go Komisji i może zalecić jego przyjęcie w rozsądnym terminie. Kodeksy są przyjmowane w procesie komitologii i stają się przepisami prawa obowiązującymi wprost (bez konieczności wdrożenia do prawa krajowego).

W 2011 r. Agencja opracowała wytyczne ramowe dot. przyłączenia do sieci (*Framework Guidelines on Electricity Grid Connections* – FG GC), wytyczne ramowe dot. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity* – FG CACM) oraz wytyczne ramowe dot. pracy systemu elektroenergetycznego (*Framework Guidelines on Electricity System Operation* – FG SO).

W połowie 2011 r. ACER zakończył prace nad wytycznymi ramowymi dot. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity* – FG CACM). Zostały one ustanowione przez ACER 29 lipca 2011 r. Wytyczne określają zasady opracowywania kodeksów sieci w czterech obszarach: 1) wyznaczania zdolności przesyłowych, 2) alokacji mocy na rynku dnia bieżącego, 3) alokacji mocy na rynku dnia następnego i 4) alokacji mocy w ramach długoterminowych praw przesyłowych. Wytyczne ramowe dopuszczają stosowanie dwóch metod wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach stref cenowych, a mianowicie: metody *Flow-Based* (FBA) albo metody *Available Transfer Capacity* (ATC). W odniesieniu do alokacji krótkoterminowych pierwsza z tych metod jest preferowana w regionach, gdzie dominują sieci „gęste”, charakteryzujące się wzajemną zależnością (np. Europa Środkowo-Zachodnia czy Europa Środkowo-Wschodnia), natomiast metoda ATC powinna być zastosowana tam, gdzie sieci nie są rozmieszczone tak gęsto (np. kraje skandynawskie). Zgodnie z Wytycznymi modelem docelowym alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego są aukcje typu *implicit* (energia elektryczna jest nabywana wraz ze zdolnością przesyłową) realizowane z wykorzystaniem wspólnego algorytmu stanowiącego podstawę wyznaczania cen i ilości energii. W odniesieniu do rynku dnia bieżącego Wytyczne stanowią, że modelem docelowym będą aukcje typu *implicit* realizowane w drodze notowań ciągłych. Zgodnie z Wytycznymi w celu umożliwienia uczestnikom rynku zabezpieczenia się przed ryzykiem wahań kosztów ograniczeń przesyłowych, w terminie do końca 2013 r. wprowadzone zostaną tzw. fizyczne prawa przesyłowe (PTR) z uwzględnieniem zasady wykorzystaj 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.

ENTSO-E zostało wezwane do opracowania kodeksów sieci.

W połowie 2011 r. ACER zakończył również prace nad Wytycznymi Ramowymi dot. przyłączenia do sieci elektroenergetycznych (*Framework Guidelines on Electricity Grid Connections* – FG GC). Zostały one ustanowione przez ACER 20 lipca 2011 r. Wytyczne definiują minimum standardów i wymagań dotyczących przyłączenia do sieci elektroenergetycznych znaczących użytkowników tej sieci (*significant grid user*), biorąc pod uwagę poziom napięcia w miejscu przyłączenia. Warunkiem uznania aktualnych i nowych użytkowników systemu za znaczących jest istotne oddziaływanie ich urządzeń na system elektroenergetyczny poprzez wpływ na bezpieczeństwo dostaw w nadzorowanym obszarze sieci oraz poprzez ocenę możliwości zapewnienia odpowiednich usług systemowych. Spełnienie tego warunku weryfikowane jest w tzw. teście znaczenia (*significance test*). Zgodnie z ustanowionymi Wytycznymi kodeksy sieciowe powinny określać wymagania dla znaczących użytkowników w odniesieniu do parametrów mających wpływ na bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego obejmujących:

- a) parametry częstotliwościowe i napięciowe,
- b) wymagania dotyczące energii biernej,
- c) zagadnienia odnoszące się do odciążenia częstotliwościowego,
- d) prądy zwarciovowe,
- e) wymagania i nastawy EAZ,
- f) niezawodność,
- g) możliwości zapewnienia usług systemowych.

Dodatkowo ustalono, iż jako minimum standardów i wymagań dla znaczących użytkowników systemu w kodeksach sieci powinny zostać określone zasady przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, sposób przyłączenia nietypowych znaczących użytkowników systemu oraz specjalne wymagania w przypadku krytycznych sytuacji w systemie. Ustanowione Wytyczne Ramowe dopusz-

czają zastosowanie derogacji w zakresie wszystkich lub niektórych wymienionych wyżej minimalnych standardów i wymagań. Derogacje winny opierać się na przejrzystych, niedyskryminujących zasadach popartych dobrze udokumentowanymi analizami kosztów i korzyści (*cost-benefit analysis*) przygotowanymi przez operatorów sieci elektroenergetycznych. Wytyczne Ramowe przewidują również okresy przejściowe dla znaczących użytkowników systemu na adaptację standardów i wymagań określonych w kodeksach sieciowych. Ponadto Wytyczne Ramowe wymagają, aby kryteria oraz metodologia testowania i monitoringu zgodności z tak zdefiniowanym minimum były sprecyzowane w kodeksie sieciowym w sposób jasny i przejrzysty.

ENTSO-E zostało wezwane do opracowania kodeksów sieci.

Wytyczne Ramowe dotyczące pracy systemu elektroenergetycznego (*Framework Guidelines on Electricity System Operation*) zostały opracowane przez ACER zgodnie z zapisami rozporządzenia 714/2009 w celu ustanowienia jasnych i obiektywnych zasad dla opracowania kodeksów sieciowych. Zapisy wytycznych mają zastosowanie wobec operatorów systemów oraz znaczących użytkowników.

Ze względu na istniejącą potrzebę określenia zasad współdziałania systemów elektroenergetycznych należących do odrębnych obszarów kontrolnych lub synchronicznych kodeksy sieciowe powinny wprowadzić niezbędne reguły.

Kodeksy sieciowe w zakresie pracy systemu elektroenergetycznego powinny odnosić się do odpowiednich zagadnień, które wymagają uzgodnienia pomiędzy poszczególnymi OSP, pomiędzy operatorami systemów przesyłowych i OSD, a także operatorami i znaczącymi użytkownikami sieci. Ponadto kodeksy powinny zapewnić przepisy dla efektywnego funkcjonowania połączeń transgranicznych, wspierając przy tym działania rynkowe.

Celem opracowania powyższego dokumentu było m.in. znalezienie rozwiązań dla problemów zidentyfikowanych na podstawie wstępnej Oceny Skutków Regulacji (*Initial Impact Assessment*). Jako podstawowe wyzwania określono:

- zapewnienie bezpiecznego i efektywnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (na poziomie europejskim) poprzez zdefiniowanie zharmonizowanych zasad bezpieczeństwa,
- integracja innowacyjnych technologii,
- wdrożenie spójnych zasad dla różnych systemów elektroenergetycznych poprzez ujednoczenie reguł dotyczących ról i zakresu odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych,
- pełne wykorzystanie informacji oraz technologii w celu zapewnienia odpowiedniej wymiany danych.

Natomiast Wytyczne Ramowe (FG SO) odnoszą się do pięciu głównych obszarów:

- bezpieczeństwo operacyjne (funkcjonowania) – nadrzędny w odniesieniu do pozostałych zagadnień,
- planowanie operacyjne,
- kontrola częstotliwości obciążenia,
- certyfikacja i szkolenia pracownicze,
- awarie i odbudowa systemu.

ENTSO-E zostało wezwane do opracowania kodeksów sieci na początku 2012 r.

1.3.3. Paneuropejskie mapy drogowe, projekty pilotażowe

Zgodnie z Konkluzjami Rady Unii Europejskiej z 4 lutego 2011 r. pełna integracja europejskiego rynku energii elektrycznej powinna nastąpić do 2014 r. Mając to na uwadze, Komisja Europejska zażądała od europejskich organów regulacyjnych opracowania Europejskiego Planu Pracy na lata 2011–2014 (*European Energy Work Plan 2011–2014*). Ustalono w nim plany działania niezbędne dla zharmonizowania alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i dla alokacji długoterminowych, a także metodologii wyznaczania zdolności przesyłowych (tzw. paneuropejskie mapy drogowe, *cross-regional roadmaps*). Mapy drogowe uwzględniają projekty realizowane w rynkach regionalnych³²⁾. Polska należy do dwóch rynków regionalnych: Rynku Europy Północnej, z którym jest połączona za pomocą kabla stało-

³²⁾ Rynki regionalne są określone w rozporządzeniu 714/2009.

prądowego SwePol Link i Rynku Europy Środkowo-Wschodniej z połączeniami na granicy zachodniej i południowej. Wdrożenie map drogowych jest koordynowane przez powołaną pod auspicjami ACER Coordination Group ERI, której członkami są przedstawiciele europejskich organów regulacyjnych, w tym Prezesa URE.

Rynek dnia bieżącego – Cross-regional Road map for Intraday

Zgodnie z mapą drogową dot. utworzenia wspólnego rynku modelem docelowym połączenia rynków dnia bieżącego jest prowadzenie handlu transgranicznego energią elektryczną w drodze notowań ciągłych. Alokacja zdolności przesyłowych na granicach stref cenowych będzie odbywała się poprzez wspólną paneuropejską platformę, na której kojarzone będą oferty kupna i sprzedaży składane przez uczestników rynku. Wdrożenie wspólnego rynku dnia bieżącego w ramach połączonych rynków krajów Europy Środkowo-Zachodniej (Benelux, Niemcy i Francja) oraz Europy Północnej (Dania, Szwecja, Niemcy, Finlandia i Polska) będzie odbywało się w dwóch etapach. W pierwszym kroku wdrożone będzie rozwiązanie przejściowe mniej skomplikowane, które ma być implementowane do końca 2012 r. Natomiast rozwiązanie docelowe powinno być wdrożone do końca 2014 r. Wdrażanie wspólnego rynku dnia bieżącego będzie odbywało się na zasadzie tzw. *border-by-border*, co oznacza, że kolejno będą przyłączały się do niego następne kraje. W regionie Europy Północnej projekt ma być wdrożony do końca 2012 r., natomiast w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (Niemcy, Polska, Republika Czeska, Słowacja, Węgry, Austria i Słowenia) implementacja modelu docelowego planowana jest na koniec 2013 r. Projekt jest realizowany przez interesariuszy (operatorów systemów przesyłowych – TSOs i giełdy energii – PXs) i nadzorowany przez organy regulacyjne państw członkowskich.

Rynek dnia następnego – Cross-regional Road map for Day-Ahead Market Coupling

Modelem docelowym połączenia rynków dnia następnego jest tzw. *market coupling*, tj. łączenie rynków energii elektrycznej z udziałem giełd energii. Mechanizm *market coupling* opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków. Mechanizm ten polega na wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm wyznaczania cen transakcyjnych oraz wyznaczania ilości energii. Wdrożenie modelu docelowego w całej Unii Europejskiej przewidziane jest w terminie do 2014 r. W ramach projektu pilotażowego w pierwszej kolejności połączą się rynki krajów Europy Środkowo-Zachodniej oraz Europy Północnej, a także Wielkiej Brytanii – projekt *NWE Day-ahead Market Coupling*. Projekt ten ma być wdrożony w terminie do końca 2012 r. W dalszej kolejności do projektu dołączą kolejne regiony. Przewiduje się, że region Europy Środkowo-Wschodniej (Niemcy, Polska, Republika Czeska, Słowacja, Węgry, Austria i Słowenia) dołączy do wspólnego rynku NWE w terminie do końca 2013 r. Jednocześnie funkcjonujący już dzisiaj na połączeniu pomiędzy Republiką Czeską i Słowacją *market coupling*, po przyłączeniu Węgier, zintegruje się z regionami połączonymi w ramach *NWE Day-ahead Market Coupling* do końca 2012 r.

Projekt jest realizowany przez interesariuszy i nadzorowany przez organy regulacyjne państw członkowskich. Z tego względu utworzono 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 przedstawiciel Republiki Czeskiej, Słowacji i Węgier mają status obserwatorów w Komitecie. Opracowany przez giełdy algorytm uwzględniający wymagania operatorów systemów przesyłowych zostanie zatwierdzony przez organy regulacyjne państw członkowskich. Ponadto zgodnie z mapą drogową regulatorzy europejscy zatwierdzą opracowany przez interesariuszy podział kosztów opracowania i wdrożenia modelu oraz przejściowe zasady zarządzania projektem. Wytyczne w sprawie docelowych metod zarządzania projektem zostaną opracowane przez Komisję Europejską (*Governance Guidelines on Day-ahead Market Coupling*).

Zgodnie z przyjętymi założeniami w terminie do końca 2013 r. wprowadzone zostaną tzw. fizyczne prawa przesyłowe (PTR) z uwzględnieniem zasady wykorzystaj 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. Planowane jest wdrożenie zharmonizowanych zasad we wszystkich krajach Unii Europejskiej. Zharmonizowane zostaną zasady alokacji zdolności, platformy oraz zasady nominacji. Obecnie na połączeniach krajów europejskich dominują PTR. Możliwość wprowadzenia finansowych praw przesyłowych i konsekwencje prawne ich wprowadzenia będą przedmiotem szczegółowej analizy Komisji Europejskiej. We wrześniu 2011 r. na zlecenie Dyrekcji Generalnej ds. Energii KE przygotowany został przez Booz & Company (prof. David Newbery i prof. Goran Strbac) raport pt. *Fizyczne i finansowe prawa przesyłowe w handlu transgranicznym (Physical and financial capacity rights for cross-border trade)*. Na jego podstawie będzie dokonana analiza możliwego wprowadzenia FTR, która ma się zakończyć w drugim kwartale 2012 r. Jeśli wyniki analizy będą pozytywne, to do końca 2012 r. opracowany zostanie paneuropejski plan wdrożenia finansowych praw przesyłowych. W odniesieniu do połączeń łączących kraje skandynawskie z Europą kontynentalną (NE), na początku 2012 r. zostaną opracowane kryteria wyboru najbardziej odpowiedniego instrumentu na danym połączeniu. Rekomendacje dotyczące poszczególnych połączeń powinny zostać przedstawione w drugim kwartale 2012 r., na podstawie kryteriów opracowanych przez powołaną w tym celu grupę roboczą. W pracach grupy bierze udział przedstawiciel Prezesa URE. Decyzja o wyborze instrumentu (FTR, PTR) lub innego instrumentu finansowego (np. CfD) na połączeniu SwePol Link zapadnie do końca drugiego kwartału 2012 r.

Metodologia wyznaczania zdolności przesyłowych Cross-regional Road map for Capacity Calculation

Stosownie do przyjętych założeń, wyznaczanie zdolności przesyłowych, które są udostępniane w aukcjach krótkoterminowych, odbywać się będzie w oparciu o metodę *available transmission capacity* (ATC) lub *Flow-Based* (FB), z wykorzystaniem wspólnego modelu sieci na połączeniach wszystkich rynków w całej Unii Europejskiej (ang. *common grid model*) lub przynajmniej na połączeniach synchronicznych. Metoda FB polega na przydzieleniu zdolności przesyłowych użytkownikom systemu w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych. Tam, gdzie linie przesyłowe są gęsto rozmieszczone i współzależne, jak w przypadku Europy Środkowo-Wschodniej, preferuje się metodę FB. Niezbędna jest koordynacja wdrożenia *market coupling* i metody FB. Rozważane są dwie drogi: 1) wdrożenie *market coupling*, tj. mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych z jednoczesną sprzedażą energii jako produktu, a następnie zastosowanie do funkcjonującego *market coupling* metody FB lub 2) w pierwszej kolejności wdrożenie zasad wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych typu *explicit* (aukcje jawne, sprzedaż samych zdolności przesyłowych; energia jest nabywana na podstawie odrębnego kontraktu handlowego) w oparciu o metodę FB, a następnie przejście do *market coupling* już uwzględniającego FB. W pierwszym kwartale 2012 r. powinna zostać podjęta decyzja o wyborze drogi, która będzie zastosowana w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.

1.3.4. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia

Połączenia synchroniczne

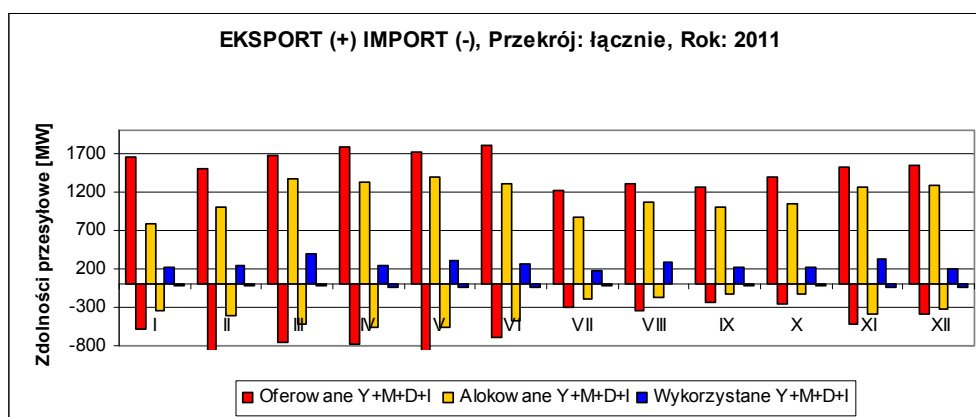
Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w Wytycznych stanowiących załącznik do rozporządzenia 714/2009 (do 3 marca 2011 r. 1228/2003/WE). W celu zapewnienia przestrzegania zgodności pomiędzy praktyką a regulacjami

zawartymi w tym rozporządzeniu, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego.

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.

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 i 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. 15.

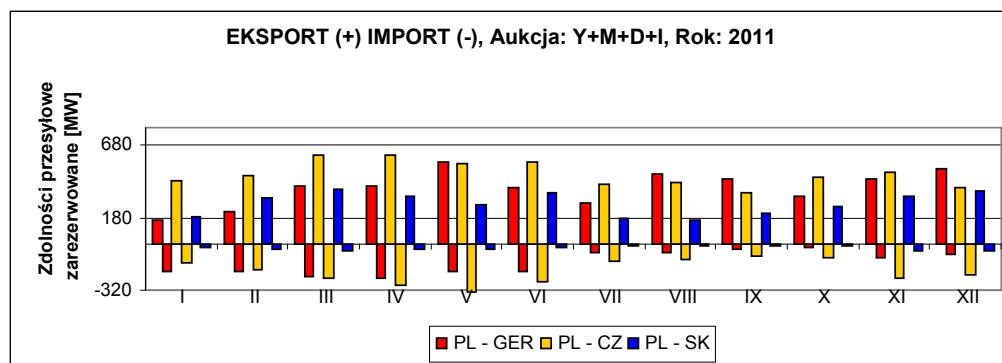
Rysunek 15. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe



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. 16.

Rysunek 16. 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 18. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej*

Wyszczególnienie	2007 [GWh]	2008 [GWh]	2009 [GWh]	2010 [GWh]	2011 [GWh]	Dynamika 2011/2010 [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	0,0

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

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Połączenie międzysystemowe Polska Ukraina (Zamość – Dobrotwór)

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). 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.

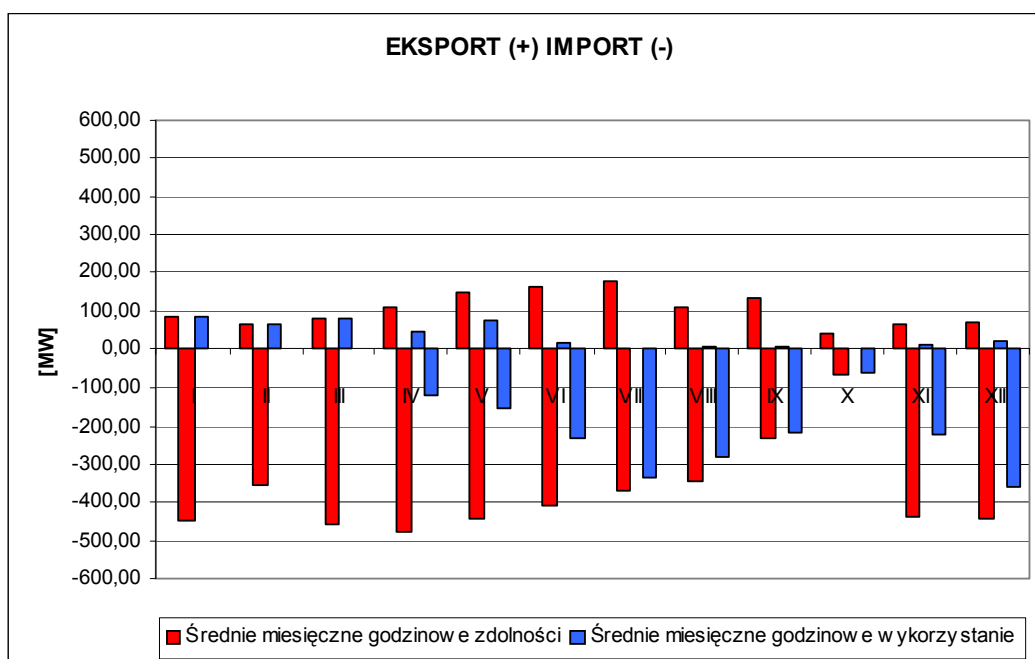
Połączenia niesynchroniczne (na podstawie danych z TGE SA)

Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na stałoprądowym połączeniu Polska-Szwecja – Swe-Pol 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) 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. 17.

Rysunek 17. 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.

1.3.5. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne 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.

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 wprowadza 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 Spółki CAO *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.

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 dochód ten został 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.

Prezes URE opublikował 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. na stronie internetowej URE 2 sierpnia 2011 r. Poniżej, dane z opublikowanej informacji (styczeń – czerwiec 2011 r.) uzupełniono o dane za okres lipiec – grudzień 2011 r.

W 2011 r. PSE Operator SA alokował i udostępniał zdolności przesyłowe:

- 1) na połączeniach z krajami regionu Europy Środkowo-Wschodniej
 - w ramach mechanizmu skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) organizowanych dla trzech przedziałów czasowych: rocznego, miesięcznych i dobowych (rynek dnia następnego – *day-ahead*); przetargi były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy);
 - w ramach mechanizmu śróddziennego – rynek dnia bieżącego (*intraday*), na zasadach uzgodnionych z pozostałymi operatorami regionu; mechanizm opiera się na czasowej regule pierwszeństwa (*first comes first serves*),
- 2) na stałoprądowym połączeniu ze Szwecją SwePol Link
 - w ramach mechanizmu *market coupling*, przy zastosowaniu aukcji niejawnych (*implicit*) na rynku dnia następnego, *market coupling* jest organizowany przez giełdy energii, tj. TGE SA i Nordpool Spot AS.

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. 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 przeznaczone na utrzymanie zdolności przesyłowych połączenia. Decyzją z 31 grudnia 2010 r. PSE Operator SA został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego na polskiej części stałoprądowego połączenia SwePol Link.

W grudniu 2011 r. PSE Operator SA dokonał zwrotu na rzecz uczestników wymiany międzysystemowej części uzyskanych przychodów. 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 (po pomniejszeniu o redukcje) 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 przeznaczone 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 przeznaczone 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 przeznaczał 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 Uchwał 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.

1.4. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT

Prezes URE uczestniczy w realizacji zadań wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT. Ustawa ta została zatwierdzona Decyzją Komisji Europejskiej jako program pomocy publicznej zgodnej ze wspólnym rynkiem. Program pomocy publicznej ma na celu rekompensowanie wytwórcom, którzy rozwiązali umowy długoterminowe, tzw. kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego. Koszty osierocone to koszty powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem KDT wynikające z braku możliwości odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach działalności wytwórców na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

Koszty gazu ziemnego to koszty, które powstały w związku z obowiązkiem odbioru zakontraktowanej ilości gazu ziemnego przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem tego paliwa.

Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. 2 ustawy o rozwiązaniu KDT, mogą uzyskać maksymalnie 12,6 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.).

Ustawa o rozwiązaniu KDT nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków, związanych z rozliczaniem pomocy publicznej, których realizację omówiono poniżej.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz kosztów gazu ziemnego dla roku poprzedniego

W stosunku do rozliczenia pomocy publicznej za poprzednie lata, w 2011 r. nowym elementem było wypracowane przez Prezesa URE podejście do rozliczania skonsolidowanych w ramach jednego podmiotów wytwórców należących do grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA.

W związku z przejściem przez PGE Elektrownię Bełchatów SA, m.in. pięciu wytwórców – będących beneficjentami pomocy publicznej: PGE Elektrownia Turów SA, PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra SA, PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o., PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA oraz PGE Elektrociepłownia Gorzów SA i utworzeniem 1 września 2010 r. skonsolidowanego podmiotu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA (PGE GiEK SA), dokonano za 2010 r. korekty rocznej kosztów osieroconych i korekty kosztów gazu dla jednostek wytwórczych należących do tego wytwórcy jako następcy prawnego ww. wytwórców. Biorąc pod uwagę powyższą sytuację Prezes URE ustalił korektę kosztów osieroconych dla wytwórcy PGE GiEK SA – za dwa okresy, tj. od 1 stycznia 2010 r. do 31 sierpnia 2010 r. – przed konsolidacją oraz od 1 września 2010 r. do 31 grudnia 2010 r. – po konsolidacji. Ponadto w związku z tym, że ustawa o rozwiązaniu KDT nie przewiduje już od 2010 r. dla PGE Elektrociepłowni Gorzów SA – poprzednika prawnego PGE GiEK SA, a od 1 września 2010 r. Oddziału Elektrociepłownia Gorzów korekt rocznych kosztów osieroconych, nie uwzględniono w ww. korektach, tj. kosztów osieroconych i kosztów gazu, kosztów powstałych w tej jednostce wytwórczej.

W 2011 r. Prezes URE ustalił korekty roczne kosztów osieroconych za 2010 r. oraz korekty roczne kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2010 r. również dla pozostałych wytwórców objętych ustawą o rozwiązaniu KDT. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych jedenaście decyzji, w ustawowym terminie, do 31 lipca 2011 r.

Wytwórcy za 2010 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu) łącznie w wysokości 1 059,6 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 962,3 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 97,3 mln zł. W wyniku decyzji o korektach wytwórcy powinni zwrócić z uzyskanych zaliczek łączną sumę w wysokości ponad 72,1 mln zł, w szczególności: z tytułu kosztów osieroconych zwrócić kwotę 104,7 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego uzyskać kwotę 32,6 mln zł.

Tabela 19. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętego programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2010 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2010 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym określonych we wnioskach (art. 45)	RAZEM kwota zaliczek	Korekta kosztów osieroconych	Korekta kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy	Suma korekt	Pomoc publiczna z uwzględnieniem korekty
[tys. zł]							
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA *	247 321,112	26 167,607	273 488,719	-193 369,529	10 972,573	-182 396,956	91 091,763
PGE Elektrownia Turów SA**	146 340,833		146 340,833	-91 181,888		-91 181,888	55 158,945
PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra SA**	84 295,843		84 295,843	61 275,973		61 275,973	145 571,816
PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA**	16 684,437	15 582,607	32 267,044	5 175,323	-11 957,066	-6 781,743	25 485,301
PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o.**	0,000	10 585,000	10 585,000	-34 986,420	27 884,290	-7 102,130	3 482,870
PGE Elektrownia Opole SA	71 752,537		71 752,537	-90 599,382		-90 599,382	-18 846,845
PKE Grupa TAURON Polska Energia SA	175 208,976		175 208,976	205 702,782		205 702,782	380 911,758
Elektrownia Kozienice SA Grupa ENEA	0,000		0,000	2 471,668		2 471,668	2 471,668
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	40 000,000		40 000,000	34 698,127		34 698,127	74 698,127
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	99 000,000	45 000,000	144 000,000	7 588,525	5 655,155	13 243,680	157 243,680
Elektrociepłownia Chorzów Elcho Sp. z o.o.	68 700,000		68 700,000	-8 587,559		-8 587,559	60 112,441
Elektrociepłownia Zielona Góra SA	13 000,474	0,000	13 000,474	-2 881,283	0,000	-2 881,283	10 119,191
RAZEM	962304,212	97 335,214	1 059 639,426	-104 693,663	32 554,952	-72 138,711	987500,715

* Za okres od 1.09.2010 r. do 31.12.2010 r.

** Za okres od 1.01.2010 r. do 31.08.2010 r.

Źródło: URE.

Zatem po uwzględnieniu otrzymanych przez wytwórców ww. zaliczek i ustalonych ww. korekt należna pomoc publiczna za 2010 r. wyniosła łącznie 987,5 mln zł. Czterech wytwórców nie zgodziło się z ustalonymi przez Prezesa URE korektami kosztów osieroconych oraz kosztów gazu ziemnego i złożyło odwołania od tych decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK). Według złożonych odwołań od decyzji Prezesa URE ustalających korekty za 2010 r., wytwórcy oczekują, iż pomoc publiczna z tytułu kosztów osieroconych wyniesie ok. 1 607,5 mln zł, tj. o ok. 620 mln więcej niż wynikałoby z decyzji Prezesa URE.

Tabela 20. Suma wypłaconych wytwórcom energii elektrycznej zaliczek w 2010 r., saldo ustalonych przez Prezesa URE i oczekiwanych przez wytwórców korekt kosztów osieroconych i kosztów gazu oraz różnica pomiędzy przyznaną a oczekiwaną pomocą publiczną za 2010 r. [tys. zł]

Wytwórcy	Wypłacone zaliczki na poczet kosztów osieroconych w 2010 r.	Suma korekt kosztów osieroconych i kosztów gazu wg decyzji Prezesa URE z 2011 r.	Przyznana pomoc publiczna po korekcie za 2010 r.	Oczekiwana przez wytwórców pomoc publiczna za 2010 r.	Różnica pomiędzy przyznaną a oczekiwaną przez wytwórców pomocą publiczną*
	1	2	[1+2] 3	4	[3-4] 5
Razem	1 059 639,426	-72 138,711	987 500,715	1 607 492,617	-619 991,902

* Obliczenia URE na podstawie odwołań wytwórców Uwaga: znak (-) w kolumnie 2 oznacza zwrot przez wytwórców kwoty z otrzymanej zaliczki do Zarządcy Rozliczeń SA.

Źródło: URE.

Przyczyną rozbieżności, pomiędzy oczekiwaniami wytwórców energii elektrycznej a decyzjami Prezesa URE, były różnice metodologiczne w procesie ustalania korekt tak, jak w poprzednich latach.

Prezes URE, opierając się m.in. na informacjach uzyskanych w wyniku monitorowania rynku energii elektrycznej stwierdził, że niektórzy wytwórcy wchodzący w skład pionowo skonsolidowanych grup energetycznych sprzedawali w 2010 r. większość energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną należących do swoich grup po cenach znacznie odbiegających od cen na rynku konkurencyjnym. W tych przypadkach Prezes URE, kierując się ustawową definicją kosztów osieroconych ustalił wartość przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych osiągniętego przez wytwórców na rynku konkurencyjnym z uwzględnieniem średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej przez daną grupę kapitałową na rynek konkurencyjny, co wzbudziło sprzeciw tych wytwórców. Wytwórcy odwoływali się również od wysokości naliczonych odsetek od zbyt wysokiej kwoty pobranych zaliczek, ustalonych przez Prezesa URE na podstawie art. 35 ustawy o rozwiązaniu KDT oraz od sankcji za zbyt niską cenę sprzedaży energii elektrycznej w porównaniu do podmiotów podobnych pod względem technicznym, ustalonych zgodnie z art. 37 tej ustawy. Rozbieżności pomiędzy oczekiwaniami wytwórców energii elektrycznej a decyzjami Prezesa URE dotyczyły także przypadku ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych dla jednego wytwórcy na zasadach określonych w art. 30 ust. 2 ustawy o rozwiązaniu KDT (pozostali wytwórcy wnioskowali o dokonanie korekty na zasadach określonych w art. 30 ust. 1 tej ustawy).

Z kolei w zakresie korekty rocznej kosztów gazu ziemnego wytwórcy nie zgadzali się z tym, że Prezes URE przy jej ustalaniu uznał jedynie ilość gazu objętą klauzulą tzw. „minimum take”, a nie całkowitą ilość zakupionego w danym roku gazu (art. 46 ust. 1 w związku z art. 44 ustawy o rozwiązaniu KDT). Wytwórcy odwoływali się również od wysokości naliczonych odsetek od zbyt wysokiej kwoty pobranych zaliczek, ustalonych przez Prezesa URE na podstawie art. 35 ustawy o rozwiązaniu KDT. Ponadto wytwórcy odwoływali się od przyjętego sposobu ustalenia kosztów wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej z gazu ziemnego (art. 46 ust. 5 ustawy o rozwiązaniu KDT), co w tym przypadku nie miało wpływu na wysokość ustalonej korekty kosztów gazu.

W 2011 r. sądy nie podjęły rozstrzygnięć w sprawach dotyczących korekt kosztów osieroconych wynikających z odwołań złożonych przez wytwórców oraz apelacji.

Ustalenie stawek opłaty przejściowej na 2011 r.

Prezes URE, stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, skalkulował stawki opłaty przejściowej na 2012 r. Stawki te w porównaniu do roku 2011 dla wymienionych w tab. 21 grup odbiorców końcowych spadły od (-)14,71% do (-)12,79%.

Poniższa tabela przedstawia skalkulowane na 2012 r. stawki opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz dla porównania stawki obowiązujące w 2011 r.

Tabela 21. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych skalkulowane stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy specjali, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy
	do 500 kWh	od 500 kWh do 1 200 kWh	ponad 1 200 kWh	niskiego napięcia	średniego napięcia	wysokich i najwyższych napięć	
	[zł/m-c]			[zł/kWh/m-c]			
Stawki netto obowiązujące w 2011 r.	0,34	1,42	4,50	1,22	3,02	5,63	1,55
Stawki netto skalkulowane na 2012 r.	0,29	1,23	3,87	1,06	2,63	4,91	1,35
Zmiana wysokości stawek netto w 2012 r. w stosunku do 2011 r.	-13,81%	-13,81%	-13,81%	-12,80%	-12,80%	-12,80%	-12,80%

Źródło: URE.

Pozostałe czynności wymagane przepisami ustawy o rozwiązaniu KDT

1. Do 20 lipca 2011 r., w ustawowym terminie, Prezes URE wydał dla ośmiu wytwórców decyzje ustalające zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych, określone w załączniku nr 3 do ustawy o rozwiązaniu KDT. W oparciu o te decyzje wytwórcy złożyli wnioski o wypłatę zaliczek na 2012 r. na pokrycie kosztów osieroconych.
2. W kwietniu 2011 r. Prezes URE przekazał, na podstawie art. 29 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, sprawozdanie z wykonania zadań wynikających z tej ustawy za 2010 r. W sprawozdaniu tym zawarto propozycję zmian przepisów ustawy o rozwiązaniu KDT w zakresie, który wyeliminuje pojawiające się wątpliwości interpretacyjne dotyczące przepisów tej ustawy, skutkujące koniecznością wydawania rozstrzygnięć przez sądy oraz zapewni zgodność przepisów o pomocy publicznej z prawem europejskim w zmieniających się uwarunkowaniach polskiego rynku energii elektrycznej.
3. 13 lipca 2011 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT, opublikował informację w sprawie średnioważonego kosztu węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem oraz średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane, w której poinformował, że w 2010 r.:
 - 1) średnioważony koszt węgla zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem, z uwzględnieniem kosztów transportu węgla wyniósł 88,65 zł/MW,
 - 2) średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem wyniosła 190,77 zł/MWh.
4. Prezes URE w 2011 r. okresowo gromadził informacje od płatników opłaty przejściowej o ilości odbiorców końcowych i wielkości mocy umownych oraz wysokości środków zgromadzonych z tytułu opłaty przejściowej. W 2011 r. wpłaty z tytułu opłaty przejściowej dokonane przez operatorów systemów dystrybucyjnych kształtowały się na poziomie ok. 152,3 mln zł miesięcznie.

1.5. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)

Rozwój wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach wynika z potrzeby ochrony środowiska oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Podobnie rozwój wysokosprawnej kogeneracji przyczynia się do ochrony środowiska, ale przede wszystkim poprawia efektywność produkcji. Celem podejmowanych działań w tym zakresie jest zatem zwiększenie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, wspieranie rozwoju technologicznego i innowacji, tworzenie możliwości zatrudnienia i możliwości rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i słabozurbanizowanych oraz większe bezpieczeństwo dostaw energii zwłaszcza w skali lokalnej. Dodatkowo wobec zobowiązań wynikających m.in. z pakietu klimatycznego 3 × 20, Polska musi w coraz większym stopniu wykorzystywać odnawialne źródła energii (zwane dalej „OZE”), dzięki którym można zmniejszyć zależność od importowanych paliw kopalnych oraz zwiększyć wykorzystanie nowych technologii energetycznych. Warto przypomnieć, że dla Polski oznacza to w uproszczeniu obowiązek uzyskania 15% udziału OZE w zużyciu energii w 2020 r. Dążenie do zwiększenia udziału tych źródeł w bilansie produkcji energii elektrycznej w kraju, ze względu na wysokie koszty inwestycji, wymaga stosowania odpowiednich systemów wsparcia, będących gwarancją ich systematycznego rozwoju.

Mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE jest dwukierunkowy i polega na obowiązkowym zakupie wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia (OZE), które mogą być przedmiotem obrotu na TGE SA. Natomiast mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji (zwanej dalej „CHP”) polega na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego, z zachowaniem niezawodności i bezpie-

ceństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP), które mogą być przedmiotem obrotu na TGE SA.

Wspomnianą wcześniej ustawą z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, w 2011 r. zostały również wprowadzone znaczące zmiany w zakresie systemu wsparcia energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych oraz w wysoko-sprawnej kogeneracji. Ważną zmianą w systemie wsparcia źródeł odnawialnych było wprowadzenie obowiązku zakupu energii elektrycznej, wytworzonej przez źródła wytwarzające energię elektryczną z biogazu rolniczego, po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszanej przez Prezesa URE każdego roku. Ponadto od 1 stycznia 2011 r. został rozszerzony system wsparcia dla energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii poprzez wprowadzenie mechanizmu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu (tzw. świadectwa pochodzenia „brązowe”), które potwierdzają wytworzenie biogazu rolniczego oraz wprowadzenia go do sieci dystrybucyjnej gazowej. Do dnia przygotowania niniejszego sprawozdania Prezes URE nie wydał żadnego tego rodzaju świadectwa.

Natomiast zgodnie z nowym brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 9a ust. 1a tej ustawy, mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE oraz jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązki te zostały „domknięte” systemem sankcyjnym w postaci kar pieniężnych za ich niewypełnienie.

Dodatkowo w myśl zmienionego art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, odbiorca końcowy to odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji wyłącznie energii elektrycznej.

Warto zwrócić także uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o preferencyjne warunki przyłączania źródeł OZE i CHP, które korzystają z „obniżonej” opłaty za przyłączenie³³⁾ oraz zwolnienia z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez TGE SA, z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii³⁴⁾.

1.5.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

W 2011 r. Prezes URE wydał 11 590 świadectw pochodzenia OZE, na łączny wolumen 10 672 997,534 MWh (za produkcję w 2010 r. i 2011 r.) oraz 612 świadectw CHP, na łączny wolumen 28 342 938,969 MWh (za produkcję w 2010 r. i 2011 r.).

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, Prezes URE w 16 przypadkach wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw (14 OZE oraz 2 CHP). Najczęstszymi przyczynami odmowy było niedotrzymywanie przez wnioskodawców terminów przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw³⁵⁾, a także występowanie z wnioskiem o świadectwa przed uzyskaniem koncesji lub przed dokonaniem zmiany w koncesji już udzielonej. W przypadku dziesięciu postanowień, przedsiębiorcy wnieśli zażalenia do SOKiK. W dziewięciu przypadkach sprawy nie zostały w 2011 r. rozpatrzone przez właściwy Sąd. W przypadku jednego wniosku, Prezes URE w trybie samokontroli uchylił

³³⁾ Zgodnie z art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. Przy tym w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 r., do 31 grudnia 2011 r. opłatę za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, pobierało się w wysokości połowy obliczonej opłaty.

³⁴⁾ Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienia określone dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW.

³⁵⁾ 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem OZE i odpowiednio 14 dni w przypadku wniosku CHP.

swoje postanowienie o odmowie wydania świadectwa i wydał świadectwo pochodzenia, ponieważ został udokumentowany fakt, że przedsiębiorca przedłożył wniosek o wydanie świadectwa w wymaganym przez prawo terminie do operatora systemu elektroenergetycznego.

Tabela 22. Świadectwa pochodzenia wydane w 2011 r. (za produkcję w 2010 r.³⁶⁾ i 2011 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2010 – 31.12.2010 ilość energii [MWh]	Okres wytwarzania 1.01.2011 – 31.12.2011 ilość energii [MWh]
Elektrownie na biogaz	59 197,387	334 047,327
Elektrownie na biomasę	120 171,130	863 006,040
Elektrownie wiatrowe	429 311,372	2 199 577,906
Elektrownie wodne	442 996,475	2 000 884,439
Współspalanie	1 133 479,003	3 090 296,744
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,672	28,039
Łącznie	2 185 157,039	8 487 840,494

Źródło: URE.

Tabela 23. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2011 r. (za produkcję w 2007 r. i 2008 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1.07.2007 – 31.12.2007* ilość energii [MWh]	Okres wytwarzania 1.01.2008 – 31.12.2008* ilość energii [MWh]
opalaną paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	238 104,269	256 695,282
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalaną paliwami gazowymi (CHP2)	491 184,448	860 731,835

* Wydane za okres wytworzenia od 11 marca 2010 r. do 31 grudnia 2010 r.

Źródło: URE.

Tabela 24. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2011 r. (za produkcję w 2010 r.³⁷⁾ i 2011 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1.01.2010 – 31.12.2010 ilość energii [MWh]	Okres wytwarzania 1.01.2011 – 31.12.2011 ilość energii [MWh]
opalaną paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	1 330 796,922	2 276 765,404
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalaną paliwami gazowymi (CHP2)	8 874 591,541	13 893 483,871
opalaną metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	68 546,156*	82 039,241

* Wydane za okres wytworzenia od 11 marca 2010 r. do 31 grudnia 2010 r.

Źródło: URE.

W 2011 r., zgodnie z obowiązującym od 8 sierpnia 2010 r. brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 9a ust. 1a tej ustawy, w celu wywiązania się za rok 2010 oraz 2011 z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. W tym okresie Prezes URE wydał 202 decyzje umarzające świadectwa OZE na łączną ilość

³⁶⁾ Zgodnie z art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP OZE mogły być składane do 14 lutego 2011 r.

³⁷⁾ Zgodnie z art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie do 14. dnia następnego miesiąca po zakończeniu okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP CHP mogły być składane do 14 stycznia 2011 r.

11 081 372,553 MWh energii elektrycznej oraz 223 decyzje umarzające świadectwa CHP na łączną ilość 19 205 013,062 MWh energii elektrycznej. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia CHP przedstawia tab. 25.

Ponadto Prezes URE wydał 15 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia CHP tzw. „korekcyjne” na łączny wolumen 191 466,945 MWh, w związku z wystąpieniem nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych przedsiębiorstwom świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez dane jednostki kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym.

Tabela 25. Wolumen energii elektrycznej SP OZE i SP CHP w 2011 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
2010	5 286 077,438	11 682 955,860
2011	5 795 295,115	7 522 057,205
Łącznie	11 081 372,553	19 205 013,062

* Z wyłączeniem umorzeń świadectw „korekcyjnych”.

Źródło: URE.

Przyjmując zatem wielkość sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2011 r. na poziomie 121 300 000,00 MWh (w chwili przygotowania niniejszego sprawozdania Prezes URE nie dysponował jeszcze rzeczywistymi danymi) wykonany wg danych na 31 grudnia 2011 r., udział:

- 1) energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w 2011 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw pochodzenia 9,05%,
 - wg umorzonych świadectw pochodzenia 4,77%,
 - wobec wymaganego 10,4%;
- 2) energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2011 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw CHP1 – 2,09%, CHP2 – 19,75%,
 - wg umorzonych świadectw CHP1 – 0,99%, CHP2 – 5,80%,
 - wobec wymaganych odpowiednio 3,3%, 22,2%.

Dodatkowo należy wskazać, że przepisy wykonawcze pozwalające ustalić poziom wykonania w 2011 r. obowiązku w odniesieniu do CHP3 weszły w życie rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji³⁸⁾ i zaczęły obowiązywać dopiero od 10 września 2011 r. Zatem, pomijając fakt, że poziom wypełnienia obowiązku w odniesieniu do CHP3 został w nim określony, to mając na uwadze, że do określenia stopnia jego wypełnienia wymagane jest określenie wielkości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych nie w całym okresie 2011 r. (który jak wyżej wskazano został przyjęty z 2010 r.), ale w okresie od 10 września 2011 r. do 31 grudnia 2011 r., nadal brak jest możliwości przedstawienie przybliżonych nawet danych.

1.5.2. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

Zgodnie z art. 23 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne do zadań Prezesa URE należy kontrolowanie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne.

Mając na uwadze termin przewidziany do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2010 upływający 31 marca 2011 r., jego kontrola rozpoczyna się po tym dniu i jest zadaniem Prezesa URE, realizowanym zgodnie z art. 23 ust. 1 pkt 4 w przeciągu 2011 r. Podobnie obowiązki, o których mowa

³⁸⁾ Dz. U. Nr 176, poz. 1052.

wyżej, realizowane za rok 2011, rozliczane są przez Prezesa URE dopiero po upływie terminu przewidzianego do ich realizacji (tj. po 31 marca 2012 r.) i stanowią zadanie Prezesa URE na rok 2012.

Biorąc pod uwagę rozliczenie roku 2010 (odbywające się w 2011 r.), należy zauważyć, że w okresie tym uległ zmianie zakres podmiotowy realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Do 8 sierpnia 2010 r. tylko przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, były obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub uiszczyć opłatę zastępczą. Od 9 sierpnia 2010 r. brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, miały obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

W myśl art. 9a ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne obowiązującego od 9 sierpnia 2010 r., obowiązek, o którym mowa w ust. 1 i 8, wykonują:

- 1) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym,
- 2) odbiorca końcowy będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych³⁹⁾ lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot,
- 3) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy, o której mowa w pkt 2, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

W 2011 r. Prezes URE, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi, przeprowadził kontrolę realizacji w 2010 r. obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie. I tak, podmiot zobowiązany powinien w 2010 r. osiągnąć:

- 10,4% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁰⁾,
- 3,1% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (CHP1)⁴¹⁾,
- 21,3% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne (CHP2)²⁾.

³⁹⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.

⁴⁰⁾ Zob. § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r. Nr 156, poz. 969, z późn. zm.).

⁴¹⁾ Zob. § 9 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, obowiązującego do 9 września 2011 r. (Dz. U. z 2007 r. Nr 185, poz. 1314).

Odnośnie poziomu wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne, należy wskazać, że przepisy wykonawcze ustalające poziom wykonania obowiązku w odniesieniu do tej jednostki zostały wprowadzone w życie dopiero rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji⁴²⁾, i zaczęły obowiązywać od 10 września 2011 r. Zatem, ze względu na powyższe, w 2011 r. poziom wypełnienia w 2010 r. obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne (CHP3) był na poziomie „0” i nie był przedmiotem kontroli Prezesa URE.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2010 r. objęto 1 318 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną oraz dwa domy maklerskie, ponieważ kupowały one energię elektryczną na TGE SA. Z grupy tej wyłoniono 250 przedsiębiorstw, które w 2010 r. sprzedawały energię elektryczną do odbiorców końcowych, a zatem faktycznie podlegających obowiązkowi, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Na podstawie informacji przekazanych przez TGE SA ustalono, że żaden odbiorca końcowy nie dokonywał we własnym imieniu transakcji zakupu na giełdzie towarowej oraz że na TGE SA energię elektryczną zakupiły dwa domy maklerskie, które jednak nie zawierały transakcji na rzecz odbiorców końcowych. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za rok 2010 przedstawia tab. 26.

Tabela 26. Rodzaje postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2010 r.

Obowiązek	Liczba wszczęć	Postępowania niezakończone do 31 grudnia 2010 r.	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	22	3	0	0	19	879 526,58
art. 9a ust. 8	35	7	0	0	28	628 440,85
art. 28	42	17	0	15	10	15 939,22
Łącznie	99	27	0	15	57	1 523 906,65

Źródło: URE.

Jak wynika z przedkładanych w toku postępowań wyjaśnień przedsiębiorstw, najczęstszą przyczyną powstawania nieprawidłowości było:

- nieznanostwo prawa i brak świadomości obowiązków ciążących na przedsiębiorstwie,
- umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenie opłaty zastępczej za brakującą do wypełnienia obowiązku ilość energii elektrycznej, po przewidzianym do tego terminie (zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne termin ten upływał 31 marca 2011 r.),
- błędne uznanie, że wpłacenie po terminie (tj. po 31 marca danego roku) opłaty zastępczej wraz z odsetkami stanowi realizację obowiązków za rok poprzedni,
- trudna sytuacja finansowa przedsiębiorstwa,
- brak komórki odpowiedzialnej w przedsiębiorstwie za realizację ustawowych obowiązków.

Z przeprowadzonej analizy realizacji w 2010 r. omawianych obowiązków wynika, że średnie wypełnienie (udział umorzonych świadectw OZE i świadectw pochodzenia z kogeneracji) obowiązków wyniosło:

- dla obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (OZE): 10,40%, wobec wymaganego 10,4%,
- dla obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne (CHP1): 3,09% wobec wymaganego 3,1%,

⁴²⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 176, poz. 1052.

- dla obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne (CHP2): 21,28%, wobec wymaganego 21,3%.

W 2011 r. Prezes URE zakończył również postępowania administracyjne, wszczęte i niezakończone w latach 2008–2010 w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2009 i lata poprzednie. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za lata 2007–2009 przedstawia tab. 27.

Tabela 27. Zestawienie prowadzonych w 2011 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2009 r. i lata poprzednie

Obowiązek	Liczba decyzji o zawieszeniu postępowania	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	0	1	0	0	0,00
art. 9a ust. 8	0	1	0	1	2 304 000,00
art. 28	0	1	1	5	6 600,00
Łącznie	0	3	1	6	2 310 600,00

Źródło: URE.

1.5.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych

W 2011 r. Prezes URE ogłosił, zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, jednostkową opłatę zastępczą dla przedsiębiorstw energetycznych, na które nałożony był w 2011 r. obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – w wysokości 274,92 zł/MW⁴³⁾.

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym⁴⁴⁾. Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- 2) różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy.

W 2011 r. Prezes URE ustalił jednostkowe opłaty zastępcze (CHP)⁴⁵⁾, oznaczone symbolami Ozm, Ozg i Ozk obowiązujące w 2012 r. w wysokości:

- Ozg = 128,80 [zł/MWh], tj. 65,94% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- Ozk = 29,30 [zł/MWh], tj. 15,00% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- Ozm = 60,00 [zł/MWh], tj. 30,72% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Informacja o wyżej wymienionych opłatach zastępczych ukazała się także na stronie internetowej URE.

⁴³⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 13 stycznia 2011 r. w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2010 r. (M.P. Nr 6, poz. 70).

⁴⁴⁾ O której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych.

⁴⁵⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy – Prawo energetyczne.

1.6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

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).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 28.

Tabela 28. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2011 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2010	2011	dynamika*	2010	2011
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	156 342	163 153	104,36	100,00	100,00
1) elektrownie zawodowe, w tym:	146 106	151 319	103,57	93,45	92,75
a) elektrownie ciepłe, w tym:	142 838	148 790	104,17	91,36	91,20
– na węglu kamiennym	89 212	90 811	101,79	57,06	55,66
– na węglu brunatnym	49 459	53 623	108,42	31,64	32,87
– gazowe	4 166	4 355	104,54	2,66	2,67
b) elektrownie wodne	3 268	2 529	77,39	2,09	1,55
2) elektrownie przemysłowe	8 923	9 000	100,86	5,71	5,52
3) elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	1 311	2 833	216,09	0,84	1,74
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	154 988	157 910	101,89		

* 2011 r. /2010 r., gdzie 2010 r. =100

Źródło: PSE Operator SA.

Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2010 r. Na uwagę zasługuje ponad 100-procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 29.

Tabela 29. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2011 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2010 r.

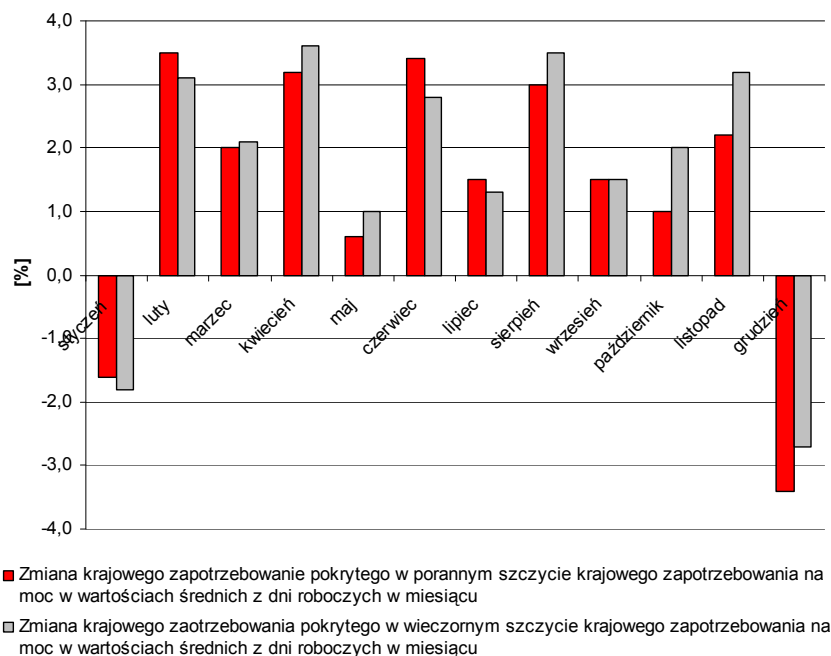
Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2010	2011	dynamika*	2010	2011	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	35 756	37 367	104,51	35 509	37 010	104,23
elektrowni zawodowych, w tym:	32 304	32 937	101,96	32 382	33 032	102,01
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 083	30 716	102,10	30 085	30 722	102,12
– na węglu kamiennym	20 377	20 152	98,90	20 351	20 130	98,91
– na węglu brunatnym	8 772	9 630	109,78	8 817	9 675	109,73
– gazowych	934	934	100,00	917	917	100,00
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 221	100,00	2 297	2 310	100,57
elektrowniach przemysłowych	2 486	2 486	100,00	2 173	2 046	94,16
źródeł odnawialnych	966	1 943	201,14	953	1 932	202,73
JWCD	25 429	26 062	102,49	25 419	26 057	102,51
nJWCD	10 327	11 305	109,47	10 090	10 953	108,55

* 2011 r. /2010 r., gdzie 2010 r. =100

Źródło: PSE Operator SA.

W 2011 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 745,7 MW i wzrosło o ponad 1,5%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 24 780,1 MW i zmalało o ponad 2,6% w stosunku do 2010 r. Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunku poniżej.

Rysunek 18. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2011 r. w odniesieniu do 2010 r.

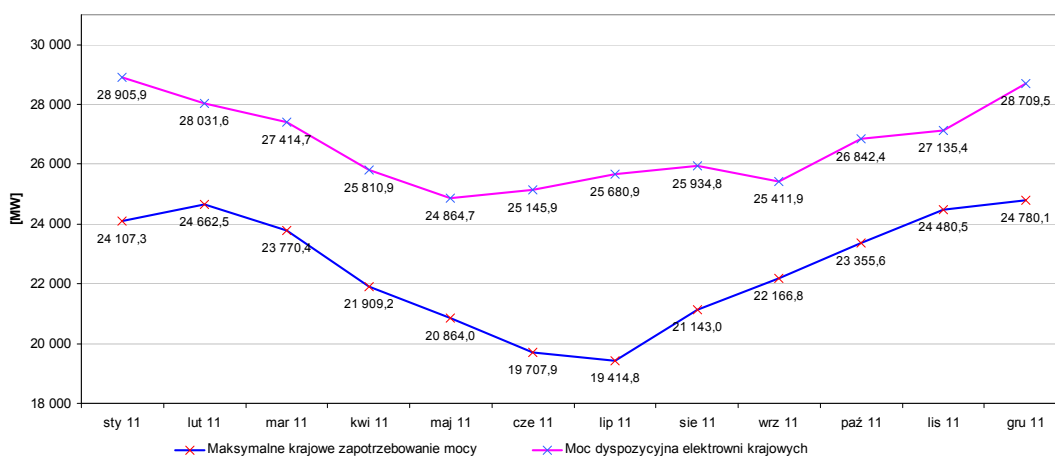


Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w grudniu w szczycie porannym i wyniósł -3,4% w odniesieniu do 2010 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w kwietniu w okresie szczytu wieczornego i wyniósł 3,6% w odniesieniu do 2010 r.

Na rys. 19 przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2011 r.

Rysunek 19. 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.

Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2010–2011 zostały przedstawione w tab. 30.

Tabela 30. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2011 r.

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2010	2011	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	35 537,70	36 276,20	102,08
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 136,00	26 646,00	101,95
Zapotrzebowanie na moc**	21 405,30	21 745,70	101,59
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	25 448,90 2010.01.26 godz. 17:30	24 780,10 2011.12.22 godz. 17:15	97,37
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 586,30	3 651,50	101,82
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	13 214,50 2010.06.25 godz. 5:30	11 827,20 2011.06.27 godz. 4:30	89,50
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 936,80	3 844,00	77,86

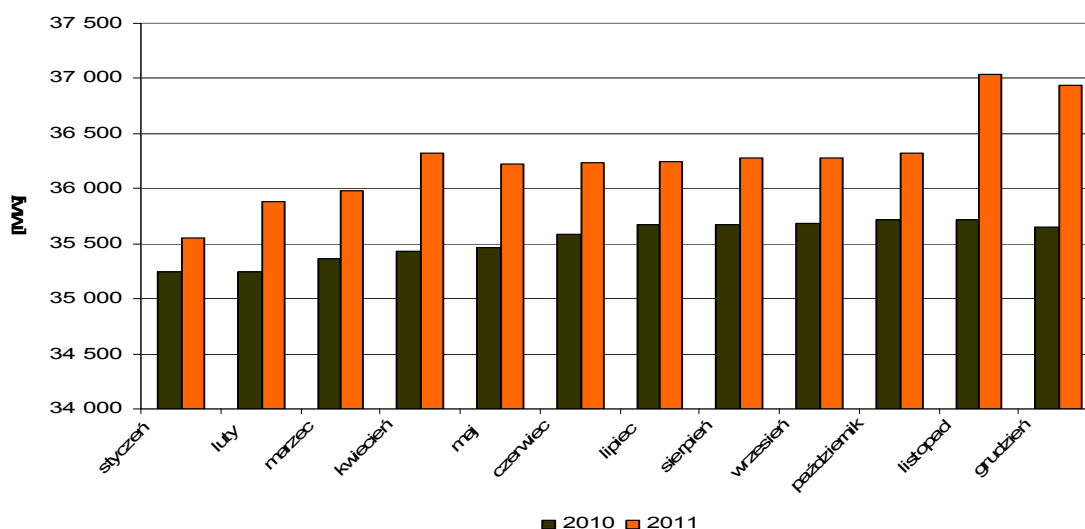
* 2011 r. /2010 r., gdzie 2010 r. =100

** Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

Źródło: PSE Operator SA.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 35 538 MW w 2010 r. do 36 276 MW w 2011 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej wzrosła z 26 136 MW w 2010 r. do 26 646 MW w 2011 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej z 73,54% do 73,45%.

Rysunek 20. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2010 i 2011 r.

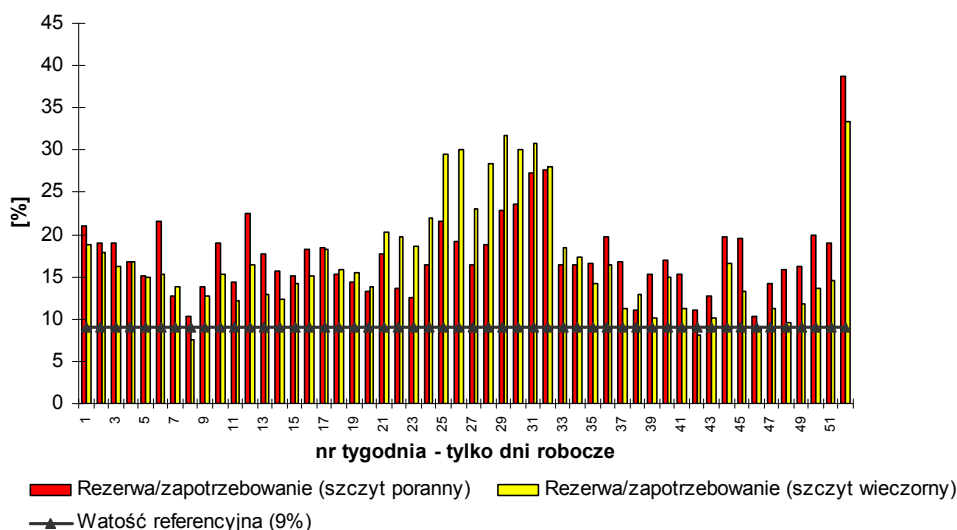


Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

W 2011 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 35 557 MW, a największa została odnotowana we wrześniu i wynosiła 36 282 MW.

W 2011 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy 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 są większe od tych z pierwszego kwartału. Poniżej przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2011 r.

Rysunek 21. 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)



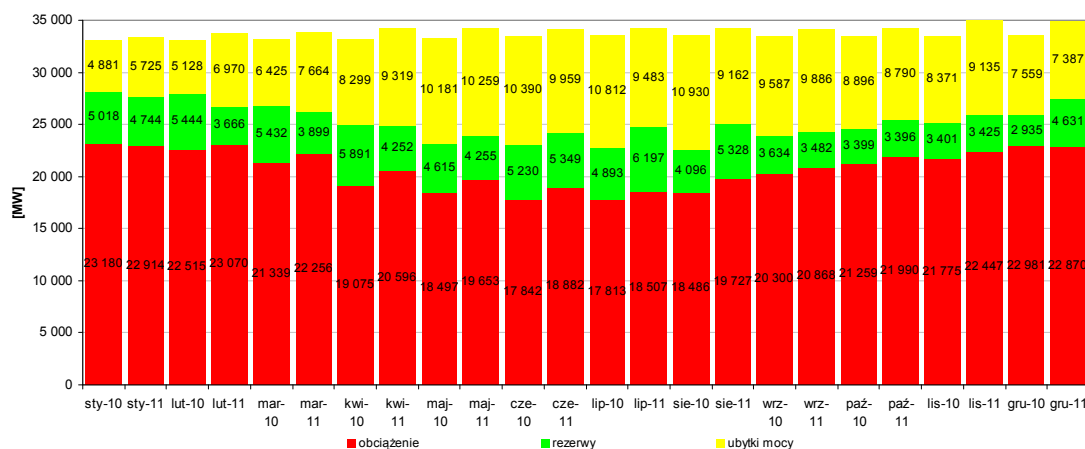
Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 31. 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. 22 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. 22 można zauważyć, iż średnia wartość ubytków spadła nieznacznie w porównaniu z danymi dla 2010 r.

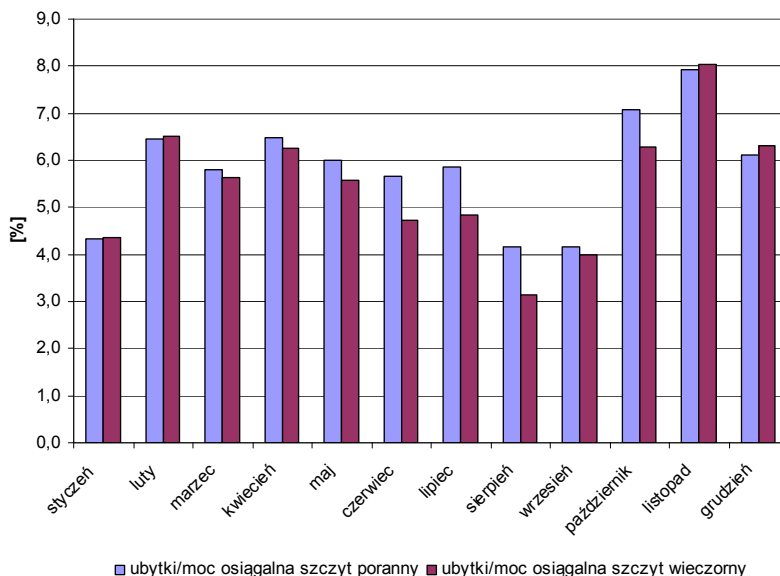
Rysunek 22. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2010 r. i w 2011 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



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%.

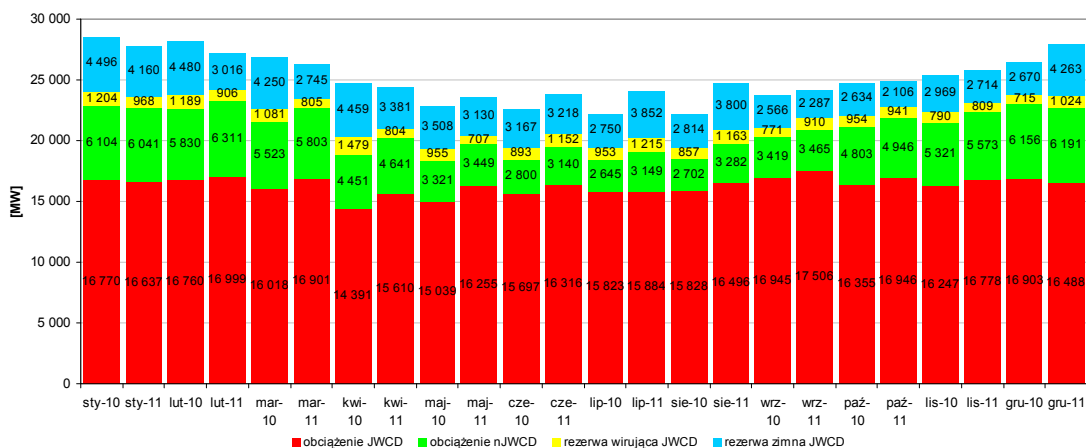
Rysunek 23. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2011 r.



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%. Zestawiając 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 24. 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.

1.6.2. Monitorowanie piętnastoletnich prognoz sporządzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW

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

3 marca 2011 r. Prezes URE opublikował Informację o obowiązkach sprawozdawczym dotyczącym wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne. 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.

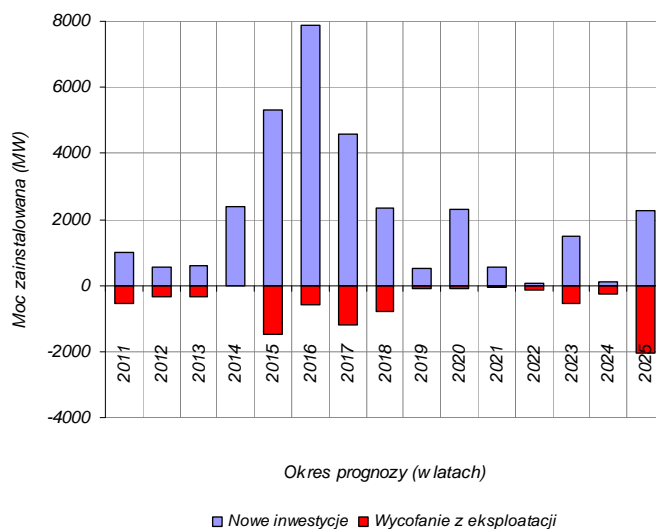
Niezależnie od obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE zgromadził informacje o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie wynikającym z przygotowanej ankiety, od czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora w związku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

Informacje otrzymane od przedsiębiorstw energetycznych realizujących powyższy obowiązek 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 został zbadany 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. 25.

Rysunek 25. Planowane w latach 2011–2025 moce wytwórcze oddane i wycofane z eksploatacji



Źródło: URE.

Wśród nowych inwestycji największym zainteresowaniem inwestorów cieszy się węgiel kamienny jako paliwo podstawowe dla źródeł wytwarzających energię elektryczną, aczkolwiek zauważalna jest tendencja zmniejszania się roli tego paliwa w krajowym bilansie mocy zainsta-

lowanej w związku z coraz większym zainteresowaniem przedsiębiorców wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł gazowych, jądrowych lub wiatrowych.

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.

Planowane inwestycje zostały w większości zakwalifikowane jako znajdujące się w początkowej fazie realizacji.

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.

1.6.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Jednym z podstawowych zadań Prezesa URE, o których mowa w art. 23 ustawy – Prawo energetyczne, jest uzgadnianie projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i energię przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji:

- paliw gazowych, dla więcej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie więcej niż 50 mln m³ tych paliw,
- energii elektrycznej, dla więcej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie więcej niż 50 GWh tej energii.

Uzgadnianie przez Prezesa URE projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa. Najważniejszym elementem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. W ramach ww. procesu zostaje ustalony uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych, niezbędny do realizacji zaplanowanych inwestycji, który zostaje uwzględniony w procesie zatwierdzenia taryf. Ze względu na charakter inwestycji sieciowych (wieloletni cykl inwestowania przy zaangażowaniu znacznych środków finansowych), ocena rzeczywistego wpływu zrealizowanych nakładów inwestycyjnych na poziom kolejnych taryf może zostać dokonana wyłącznie w perspektywie kilkuletniej poprzez, uwzględniany w kalkulacji przychodu regulowanego, poziom amortyzacji oraz zwrotu z kapitału.

Poziom nakładów inwestycyjnych OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) oraz OSP, uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw w 2011 r. i 2012 r., przedstawia tab. 32. W tabeli został również przedstawiony poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w 2009 r. i 2010 r.

Tabela 32. Nakłady inwestycyjne siedmiu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2009 [mln zł]	Wykonanie 2010 [mln zł]	Plan 2011 [mln zł]	Plan 2012 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	4 148	4 384	5 604	6 041

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W kwietniu 2011 r. Operator systemu przesyłowego 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 kolejnej aktualizacji 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.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2011 r. kontynuowano, rozpoczęty w poprzednim roku, proces uzgodnienia projektów planów rozwoju na lata 2011–2015 OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności.

Po weryfikacji przekazanych przez operatorów sprawozdań z realizacji planów rozwoju⁴⁶⁾, Prezes URE uzgodnił ww. projekty na kolejne lata tj. na okres 2012–2015.

W drugiej połowie 2011 r., ENEA Operator Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o uzgodnienie projektu aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2011–2015.

Przedsiębiorstwo w projekcie aktualizacji ograniczyło, do aktualnych możliwości inwestycyjnych spółki, pierwotnie planowane nakłady inwestycyjne i wynikający z nich zakres zadań inwestycyjnych, a także zaktualizowało harmonogram realizacji planowanych zadań. Prezes URE pod koniec 2011 r. uzgodnił projekt aktualizacji planu rozwoju na wnioskowany przez przedsiębiorstwo okres.

Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju wykorzystano metodologię, która została opracowana w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej (szczegółowy opis metodologii został przedstawiony w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2010 r.).

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.

Energetyka przemysłowa

W 2011 r. zostały przekazane do Prezesa URE dwadzieścia trzy projekty planów rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej, w tym szesnaście projektów planów operatorów systemu dystrybucyjnego, zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2011 r. uzgodnił czternaście projektów planów rozwoju, w tym dwanaście projektów planów OSD, z czego dwa zostały przekazane Prezesowi URE w latach poprzednich.

1.6.4. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa linii bezpośredniej, zdefiniowanej w art. 3 pkt 11f powołanej ustawy (linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacją

⁴⁶⁾ Art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, nakłada obowiązek corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów.

cjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych), przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, wymaga uzyskania zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji. W ramach postępowania o udzielenie takiej zgody Prezes URE uwzględnia następujące przesłanki:

- wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci elektroenergetycznej,
- odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej istniejącą siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

W 2011 r. do Prezesa URE wpłynął jeden wniosek o udzielenie zgody na budowę linii bezpośredniej. W związku z ustaleniem w trakcie postępowania, że w omawianym przypadku nie mamy do czynienia z linią bezpośrednią, postępowanie administracyjne zostało umorzone jako bezprzedmiotowe.

1.6.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku zagrożenia:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpieniem znacznych strat materialnych,

na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Taka możliwość polega na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej (art. 11 ust. 3 pkt 1 ww. ustawy). W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z art. 11 ust. 7 tej ustawy, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, muszą być realizowane zgodnie z zakresem planu wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w rozporządzeniu Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła⁴⁷⁾, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Stosownie do rozporządzenia, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) zobowiązany jest do opracowywania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określającego wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania (dalej „plan ograniczeń”). Plan ograniczeń podlega corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia, przy czym opracowany przez OSP plan ograniczeń i jego aktualizacje podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE. Zgodnie z ww. rozporządzeniem, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii elektrycznej, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii lub umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, ustalona została powyżej 300 kW. Natomiast ochronie przed wprowadzaniem ograniczeń podlegają odbiorcy energii elektrycznej w ciągu całego roku, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, ustalona została poniżej 300 kW, oraz szpitale i inne obiekty ratownictwa medycznego; obiekty wykorzystywane do obsługi środków masowego przekazu o zasięgu krajowym; porty lotnicze; obiekty międzynarodowej komunikacji kolejowej; obiekty wojskowe, energetyczne oraz inne o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa, określone w przepisach odrębnych; obiekty dysponujące środkami technicznymi służącymi zaopieganiami lub ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko.

⁴⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowanego przez OSP, tj. przez przedsiębiorcę – PSE Operator SA, wpłynął do Prezesa URE 31 maja 2011 r. W postępowaniu administracyjnym mającym na celu uzgodnienie planu ograniczeń, na prawach strony występowało także PTPiREE. W trakcie tego postępowania została przeprowadzona analiza przedstawionej przez OSP aktualizacji planu ograniczeń, uzyskanych od OSP dodatkowych wyjaśnień w sprawie, a także stanowiska PTPiREE. W konsekwencji mocą decyzji z 19 lipca 2011 r. Prezes URE uznał, że przedstawiona mu aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2011 r. do 31 sierpnia 2012 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia i uznał ją za uzgodnioną. Następnie, po rozpatrzeniu wniosku OSP dotyczącego zmiany powyższej decyzji Prezesa URE z 19 lipca 2011 r., mającego na względzie ujęcie w planie ograniczeń zmian wielkości maksymalnego poboru mocy elektrycznej w poszczególnych stopniach zasilania, spowodowanych koniecznością uwzględnienia w planie ograniczeń nowego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, Prezes URE 15 grudnia 2011 r. wydał decyzję zmieniającą przedmiotową decyzję.

Dodatkowo, w sytuacji powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w następstwie zaistnienia zdarzeń o charakterze nadzwyczajnym określonych w art. 11c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, OSP jest upoważniony do wprowadzenia ograniczeń w poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin, po wyczerpaniu wszystkich możliwych a określonych w ustawie działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. OSP jest m.in. upoważniony do wydania odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, co powinno odbywać się zgodnie z planem ograniczeń. OSP jest przy tym obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom, co obejmuje również działania omówione powyżej. Jednocześnie OSP powinien zgłosić konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE jest w takim przypadku zobowiązany do przedstawienia Ministrowi Gospodarki opinii do raportu sporządzanego przez OSP dotyczącego powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz podjętych w związku z tym działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, w tym do dokonania oceny wystąpienia okoliczności powodujących powstanie odpowiedzialności OSP za szkody powstałe u użytkowników krajowego systemu elektroenergetycznego.

W 2011 r. do Prezesa URE nie wpłynęła informacja dotycząca podjęcia przez OSP działań w oparciu o omówione wyżej regulacje prawne.

1.6.6. Kontrola zapasów paliw

1.6.6.1. Kontrole w 2011 r.

Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, z zastrzeżeniem dotyczącym sytuacji, w której przepisy ustawy dopuszczają obniżenie ilości zapasów. Minimalne wielkości zapasów paliw (w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego), które są obowiązane utrzymywać ww. przedsiębiorstwa oraz sposób gromadzenia tych zapasów określone zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych⁴⁸⁾.

W celu oceny realizacji obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła w zakresie utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców,

⁴⁸⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701.

Prezes URE w 2011 r. podejmował odpowiednie działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym. Działania te polegały na przeprowadzeniu kontroli interwencyjnych, jak i problemowych. Kontrole interwencyjne polegały na badaniu zasadności wpływających do urzędu informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także na podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości. Ponadto Prezes URE podjął działania kontrolno-wyjaśniające w zakresie zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne obniżen ilości zapasów paliw poniżej poziomu określonego w ww. rozporządzeniu. W 2011 r. kontrole interwencyjne stanu zapasów paliw przeprowadzono w pięciu przedsiębiorstwach energetycznych. Kontrole te wykazały wystąpienie niedoborów zapasów paliw w przypadku trzech kontrolowanych przedsiębiorstw. Natomiast w ramach czynności kontrolnych podjętych w związku ze zgłoszeniami obniżenia ilości zapasów paliw stwierdzono nieprawidłowości w odniesieniu do dwóch przedsiębiorstw energetycznych.

Kontrole problemowe polegały na badaniu zagadnienia stanu utrzymywanych zapasów paliw na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą oraz podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości. Każda z tych kontroli obejmowała grupę tzw. elektrowni/elektrociepłowni systemowych, przy czym w badaniach styczniowym i listopadowym ujęto także grupę przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. W trakcie kontroli problemowych, dokonywanych pięciokrotnie w ciągu 2011 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w odpowiedniej ilości odnośnie ponad czterystu źródeł, stosując metodę wskazaną w art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. W podanej liczbie źródeł znajdują się źródła skontrolowane w ciągu 2011 r. kilkakrotnie w związku z podejmowaniem przez Prezesa URE działań kontrolno-monitorujących odnośnie wytwórców systemowych posiadających Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane.

Głównymi przyczynami stwierdzonych nieprawidłowości w zakresie utrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie przez obowiązane przedsiębiorstwa energetyczne były: przyjęcie błędnego (tzn. niezgodnego z ww. rozporządzeniem) sposobu gromadzenia zapasów paliw oraz brak dochowywania przez przedsiębiorstwa energetyczne należytej staranności przy utrzymywaniu zapasów paliw i ich uzupełnianiu.

1.6.6.2. Sposób przeprowadzania kontroli stanu zapasów paliw

Zgodnie z art. 10 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 10 ust. 1 tej ustawy, jest obowiązane umożliwić przeprowadzenie kontroli w zakresie: zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 tej ustawy, uzupełnienia zapasów paliw w terminie, o którym mowa w art. 10 ust. 1b lub 1c ustawy – Prawo energetyczne oraz obniżenia zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadkach, o których mowa w art. 10 ust. 1a tej ustawy. Wykonując zadania z zakresu kontroli zapasów paliw Prezes URE realizował przywołany wyżej przepis art. 10 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, stanowiący źródło ciężącego na przedsiębiorstwach energetycznych obowiązku umożliwienia kontroli zapasów paliw i będący jednocześnie materialno-prawną podstawą działań Prezesa URE w przedmiotowym zakresie. Podkreślić należy, iż przepisy ustawy – Prawo energetyczne wyraźnie wskazują, że pracownicy URE są uprawnieni do: (1) wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są gromadzone i utrzymywane zapasy oraz (2) analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów paliw (art. 10 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne), co zostało potwierdzone w orzecznictwie (zob. wyrok Sądu Najwyższego z 17 marca 2010 r., sygn. akt III SK 32/09). Przepis ten dopuszcza zatem kontrolę poprzez czynności wykonywane bezpośrednio na miejscu gdzie są gromadzone i utrzymywane zapasy, jak i poprzez analizę dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów paliw. W toku poszczególnych kontroli czynności te mogą być realizowane zarówno rozłącznie, jak i uzupełniająco, przy czym ustawa – Prawo energetyczne pozostawia ustalanie metod przeprowadzania kontroli Prezesowi URE (por. art. 23 ust. 2 pkt 15 ustawy).

Mając powyższe na uwadze Prezes URE dokonywał kontroli zapasów paliw poprzez wykorzystanie przewidzianych przepisami prawa rozwiązań (w szczególności art. 10 ust. 1, ust. 2 i ust. 4 pkt 2 w związku z art. 28 i 23 ust. 2 pkt 15 ustawy – Prawo energetyczne), korzystając w tym

zakresie z przewidzianej ustawowo możliwości wyboru metody przeprowadzania kontroli. Mając w szczególności na uwadze z jednej strony liczbę podmiotów objętych dyspozycją art. 10 ust. 1 ustawy, wagę zagadnienia zapasów paliw dla utrzymania ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła oraz konieczność zapewnienia maksymalnej efektywności realizacji zadań, z drugiej zaś określony zakres sił i środków, zadanie to było realizowane poprzez analizę dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów, tj. w sposób określony w art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy.

1.6.6.3. Prowadzenie spraw związanych z obniżaniem i uzupełnianiem ilości zapasów paliw

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, które są zobligowane do utrzymywania zapasów paliw, mają możliwość obniżenia tych zapasów poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 tej ustawy (tj. w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych) – a więc w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego – w sytuacji zrealizowania się przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Działanie takie może zostać podjęte, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

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

Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do uzupełnienia zapasów paliw do wielkości określonych w rozporządzeniu, w terminie nie dłuższym niż dwa miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżanie. Natomiast w przypadku gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w ww. terminie, Prezes URE, na pisemny wniosek przedsiębiorstwa energetycznego (złożony z odpowiednim wyprzedzeniem), może, w drodze decyzji, wskazać dłuższy termin ich uzupełnienia, biorąc pod uwagę zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Wskazany w decyzji przez Prezesa URE termin nie może być w sumie dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw.

Przedsiębiorstwo energetyczne jest jednocześnie obowiązane informować Prezesa URE o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w ww. rozporządzeniu oraz o sposobie i terminie ich uzupełnienia wraz z uzasadnieniem. Informację w ww. zakresie przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane jest przekazać w formie pisemnej najpóźniej w trzecim dniu od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu. W odniesieniu do realizacji ww. obowiązku podkreślić należy, że informacja o obniżeniu zapasów paliw powinna być przekazana w formie pisemnej do Prezesa URE najpóźniej trzeciego dnia od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw. Uwzględnić przy tym należy, iż pojęcie „przekazania informacji” tożsame jest z podaniem jej do wiadomości. W konsekwencji informacja taka powinna być sporządzona po faktycznym wystąpieniu obniżenia oraz powinna faktycznie dotrzeć do Prezesa URE w ww. terminie, zatem samo nadanie takiej informacji w polskiej placówce pocztowej operatora publicznego, z uwagi na materialny charakter terminu, nie stanowi realizacji przedmiotowego obowiązku. Tak więc w celu bezzwłocznego przekazania informacji o obniżeniu zapasów paliw przedsiębiorstwa energetyczne mogą korzystać z bezpośrednich teleinformatycznych form komunikacji z Urzędem Regulacji Energetyki (np. *via* fax lub e-mail).

Dodatkowo przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane informować operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego o zużyciu i stanie zapasów paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV; informacja ta jest przekazywana wraz z informacją o stanie urządzeń wytwórczych.

W 2011 r. do Prezesa URE wpłynęło dziesięć informacji od przedsiębiorstw energetycznych o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Wobec tych przedsiębiorstw podjęte zostały działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym, mające na celu

ustalenie, czy obniżenie zapasów paliw nastąpiło w sposób uzasadniony, tj. w rezultacie wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. W sześciu przypadkach Prezes URE uznał, że przedstawione wyjaśnienia pozwalają na przyjęcie, iż obniżenia ilości zapasów paliw dokonane zostało zgodnie z ww. przepisami. W czterech przypadkach postępowania nie zostały zakończone w 2011 r. i zostaną ocenione w 2012 r.

W pięciu przypadkach, na przedsiębiorstwa zgłaszające obniżenie zapasów paliw, zostały nałożone kary pieniężne w związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami w zakresie przekazywania Prezesowi URE informacji o obniżeniu zapasów, w szczególności w związku z nie dochoowaniem terminu przekazania tych informacji w terminie, o którym mowa w art. 10 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne.

W 2011 r. Prezes URE rozpatrzył trzy wnioski od przedsiębiorstw energetycznych w sprawie wskazania dłuższego niż określony w art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne terminu na uzupełnienie zapasów paliw do wielkości określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowania administracyjne w tych sprawach zakończone zostały wydaniem trzech decyzji odmownych. Należy przy tym podkreślić, że podejmowanie działań mających na celu utrzymywanie zapasów paliw, a w razie konieczności ich obniżenia, działań ukierunkowanych na bezzwłoczne odbudowanie naruszonych zapasów, jest jednym z ustawowych obowiązków wytwórców energii mającym na celu zapewnienie niezawodności zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło oraz – w szczególności w odniesieniu do wytwórców systemowych – zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Obowiązek utrzymywania i uzupełniania zapasów paliw powinien być realizowany niezależnie od istniejących regulacji prawnych upoważniających (fakultatywnie) Prezesa URE do wydania decyzji w przedmiocie wskazania dłuższego niż określony w art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne terminu na uzupełnienie zapasów paliw.

1.6.7. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji w ramach działań, do których należą m.in.:

- 1) pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
- 3) prowadzenie kontroli stanu zapasów węgla w elektrowniach,
- 4) prowadzenie bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach sektora tworzonej na podstawie rocznych sprawozdań (są to głównie dane o charakterze ekonomicznym, pozyskiwane z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i ARE SA),
- 5) podejmowanie nieperiodycznych badań związanych z wyjaśnianiem nadzwyczajnych sytuacji zagrażających bezpieczeństwu pracy KSE,
- 6) pozyskiwanie i analiza informacji na temat zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych oraz informacji o wydanych lub rozpatrywanych warunkach przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnych.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2010 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 37 GW, przy czym w 2011 r. nastąpił jej wzrost o ponad 4,5%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2011 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2011 r. było mniejsze niż w latach poprzednich, a wskaźnik ten wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Jednocześnie należy nadmienić, że nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 marca 2010 r. nałożyła na przedsiębiorstwa

energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, obowiązek dotyczący raportowania Prezesowi URE o planach inwestycyjnych na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

W związku z powyższym przeprowadzone badanie ankietowe będące wynikiem realizacji przez Prezesa URE zadania wynikającego z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej wykazało, że po 2015 r. istnieje ryzyko okresowego braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. W porównaniu do badania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przeprowadzonego przez Prezesa URE w 2008 r., sytuacja uległa poprawie w związku ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną, związanym ze spowolnieniem gospodarczym spowodowanym światowym kryzysem finansowym. Zła sytuacja może jednak wystąpić w okresach nasilonych remontów planowych jednostek wytwórczych oraz w przypadku wystąpienia ekstremalnych warunków pogodowych, które powodują trudności z przesyłaniem energii elektrycznej oraz chłodzeniem jednostek wytwórczych w obiegach otwartych. Ryzyko wystąpienia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej może wystąpić również w przypadku dynamicznego wzrostu zapotrzebowania na energię i dotyczy w szczególności lokalnych obszarów zasilania, które charakteryzują się ponadprzeciętnym wzrostem zapotrzebowania na moc szczytową, leżących w dużych odległościach od systemowych źródeł wytwórczych.

Należy mieć na uwadze, iż wyniki przygotowanej analizy możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc nie uwzględniają obecnych zdolności importu energii elektrycznej, jak również dostępności rezerwy interwencyjnej. Tym samym uwzględnienie powyższych kwestii powinno przyczynić się do poprawy przedstawionego bilansu mocy, co najmniej do 2016 r. Jednocześnie należy podkreślić, że w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE powodujących konieczność podjęcia działań interwencyjnych przez operatora systemu przesyłowego, możliwości importu mogą być uwarunkowane występowaniem odpowiednich nadwyżek mocy dyspozycyjnej w sąsiadujących systemach elektroenergetycznych, których wykorzystanie jest uzależnione od zgody sąsiednich operatorów systemów przesyłowych.

W przypadku realizacji wszystkich zadeklarowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne planów inwestycyjnych, powinna zostać zapewniona wystarczająca nadwyżka rezerw mocy w systemie, która umożliwiłaby długoterminowe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednocześnie należy podkreślić, że przedstawione powyżej wnioski nie biorą pod uwagę m.in. dynamicznego rozwoju generacji wiatrowej w KSE zarówno w sieci przesyłowej, jak i w sieciach dystrybucyjnych ze względu na utrudnioną możliwość określenia dyspozycyjności takich źródeł w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc.

W latach 2008–2010 operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych (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. przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz zapewnienia wyższego poziomu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

W wyniku prowadzonej kontroli realizacji obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła w zakresie utrzymywania zapasów paliw (węgiel kamienny, węgiel brunatny, olej opałowy) w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców, stwierdzono przypadki braku dochowywania przez przedsiębiorstwa energetyczne należytej staranności przy utrzymywaniu zapasów paliw. Wobec przedsiębiorstw energetycznych nie utrzymujących odpowiednich zapasów paliw, Prezes URE podejmował w 2011 r. działania kontrolno-dyscyplinujące przewidziane przepisami prawa.

Reasumując, realizacja jednego z głównych priorytetów *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, jakim jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, zależy w dużej mierze 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, który umożliwia bardziej szczegółową ocenę stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być dodatkowe 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.

2. GAZOWNICTWO

2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja

Bilans produkcji, importu i zużycia gazu ziemnego

W 2011 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło, według danych pozyskanych w toku przeprowadzonych cyklicznych badań monitorujących, 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 wschodniego⁴⁹⁾ oraz dostawy wewnątrzspółnotowe 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 (dalej PGNiG 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 1 579,74 mln m³, co stanowiło ok. 14% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Jednocześnie, 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 (wg polskiej normy), 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. Aby uniknąć wprowadzania ograniczeń dostaw gazu dla wszystkich klientów przemysłowych (podziemne magazyny gazu były wypełnione jedynie w ok. 15%, jako efekt bardzo mroźnego grudnia 2010 r., kiedy zanotowano rekordowe miesięczne zużycie gazu), wprowadzono kilkudniowe ograniczenie na podstawie umowy handlowej jedynie dla PKN Orlen SA.

Ponadto, 31 marca 2011 r. PGNiG SA wystąpiło do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegotiacji ceny gazu ziemnego dostarczanego przez OOO „Gazprom eksport” na mocy kontraktu z 25 września 1996 r. kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej, w celu jej obniżenia. Jednakże stronom nie udało się osiągnąć porozumienia. W związku z powyższym, 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. Powodem wstrzymania dostaw, jaki podała strona ukraińska, jest obowiązująca ustawa z 8 lipca 2010 r. o zasadach funkcjonowania rynku gazu ziemnego określająca prawne, ekonomiczne i organizacyjne zasady funkcjonowania rynku gazu ziemnego na Ukrainie. 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 Ukrainy, co według strony ukraińskiej uniemożliwiło realizację dostaw gazu ziemnego do Polski. Do chwili obecnej trwają prace nad wznowieniem dostaw gazu dla rejonu Hrubieszowa przez NAK „Naftogaz Ukrainy”. Jednakże, pomimo wstrzymania dostaw z kierunku ukraińskiego wszyscy odbiorcy w Polsce dotychczas zasilani z tego kierunku mieli zapewnione dostawy z innych źródeł.

Ponadto, z tytułu przyjętych w Polsce rozwiązań na rzecz bezpieczeństwa dostaw, w tym ustawy o zapasach, na PGNiG SA nałożony jest obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowo-

⁴⁹⁾ Zgodnie ze zmianami zapisów w artykule 1 do Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rządem RP a Rządem FR z 25 sierpnia 1993 r., import gazu realizowany jest poprzez dostawy gazu rosyjskiego i/lub innego pochodzenia do RP na podstawie kontraktu wieloletniego kupna sprzedaży [...].

wych gazu⁵⁰⁾. 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. PGNiG SA powinno utrzymywać zapas obowiązkowy w ilości 555,8 mln m³.

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

Tabela 33. Struktura dostaw gazu w 2011 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Import, w tym:	10 915,28
– Kontrakt „Jamalski”	9 335,54
Nabycie wewnątrzspółnotowe / 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
a) EWE Energia Sp. z o.o. (dawna Media Odra Warta Sp. z o.o.)	4,41
b) FX Energy Poland Sp. z o.o.	84,70
c) CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o.	16,63
d) DPV Service Sp. z o.o.	0,34
e) inne (usługa magazynowania w sieci, rozliczenie z tytułu przekazania paliwa gazowego)	4,59

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

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 34. 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 35. 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 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 (znaczące 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.

Ponadto, należy mieć na uwadze prowadzone w 2011 r. działania na rzecz poszukiwania i wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych, które w niedalekiej perspektywie mogą mieć wpływ na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Polsce, a pojawienie się dodatkowych ilości taniego gazu ziemnego na rynku może być istotnym bodźcem dla gospodarki, który nada nowy impet inwestycjom w infrastrukturę gazową w Polsce. W 2011 r. kilkanaście firm na terenie naszego kraju prowadziło na podstawie udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji, prace poszukiwawcze niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego: w rejonie Lubelszczyzny, Mazowsza, Pomorza i Monokliny Przedśudeckiej. Obszar objęty planowanymi pracami wynosi ponad 37 tys. km², co stanowi prawie 12% obszaru Polski. Według stanu na 31 grudnia 2011 r. Minister Środowiska

⁵⁰⁾ 4 grudnia 2011 r. (w odpowiedzi na zastrzeżenia Komisji Europejskiej) weszła w życie nowelizacja ustawy o zapasach, mająca na celu ułatwienie liberalizacji, zwiększenie konkurencji na rynku gazu oraz poprawienie sytuacji odbiorców gazu w Polsce. Temat ten opisany został w rozdziale 2.4.

udzielił 257 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie ropy naftowej i gazu ziemnego (w tym 109 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu łupkowego). Potwierdzenie w niedalekiej przyszłości wydobywalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce oraz możliwość eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu będzie 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, a także możliwości przysyłania gazu z przeznaczeniem dla odbiorców europejskich przy wykorzystaniu w tym celu interkonektorów na połączeniach z zachodnimi i południowymi sąsiadami Polski. Dla właściwego spożytkowania potencjału, jakim jest gaz łupkowy, właściwym rozwiązaniem wydają się w szczególności inwestycje z wykorzystaniem gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Jednocześnie w celu upłynnienia rynku gazu ziemnego, w tym gazu pochodzącego ze złóż niekonwencjonalnych, możliwa byłaby zmiana charakteru pracy oraz pełne wykorzystanie obecnych i nowobudowanych połączeń gazowych poprzez wdrożenie i zapewnienie przepływów dwukierunkowych: Lasów, Cieszyn – poprzez ewentualną zmianę kierunku przepływu oraz Jamał – poprzez ewentualną zmianę sposobu wykorzystania. Niewątpliwym wpływem na rozwój rynku gazu łupkowego ma stymulowanie popytu, w tym szukanie optymalnych rozwiązań pozwalających na wykorzystanie ilości gazu ze złóż niekonwencjonalnych, które pojawią się w momencie rozpoczęcia jego wydobywania.

2.1.1. Rynek hurtowy

Hurtowy segment rynku gazu ziemnego w 2011 r. w Polsce to nadal segment jednego sprzedawcy. Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, była zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA i funkcjonowała wyłącznie w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG (dalej GK PGNiG).

Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG w zasadzie nie zajmowały się sprzedażą hurtową. W ich przypadku można analizować prowadzoną działalność handlową w oparciu o udział w rynku detalicznym. Co prawda, odnotowano niewielkie ilości gazu ziemnego kupowanego w celu dalszej odsprzedaży, które dotyczyły czterech podmiotów, jednakże podmioty te nie korzystały z zasady TPA. Dotyczyło to sprzedaży skroplonego gazu ziemnego – LNG. W 2011 r. gaz ziemny w postaci LNG sprzedawany był w celu dalszej odsprzedaży w relatywnie niewielkich ilościach, tj. 22 103,7 ton (ok. 30,5 mln m³ gazu w warunkach normalnych).

Obrót gazem ziemnym w 2011 r. realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych, a forma sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy czy *hubów*, istotna z punktu widzenia możliwości wymiany handlowej i nabierająca coraz większego znaczenia w Unii, nie funkcjonowała w Polsce. Ceny paliwa gazowego 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.

W 2011 r. działalność przesyłowa na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej realizowana była przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA (dalej OGP Gaz-System SA)⁵¹). Działalność OGP Gaz-System SA obejmowała zarządzanie krajowym systemem przesyłowym, zgodnie z decyzją Prezesa URE z 13 października 2010 r., na mocy której spółka została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego gazowego do 31 grudnia 2030 r. Na jej podstawie spółka zarządzała sieciami wysokiego ciśnienia o łącznej długości 9 850 km. W tab. 36 przedstawiono opłaty za świadczenie usługi przesyłania gazu ziemnego⁵²).

⁵¹) Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego. Ustawa stanowi, że operator systemu przesyłowego powinien działać w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Podmiotem spełniającym te kryteria działającym na terytorium RP jest OGP Gaz-System SA.

⁵²) W kalkulacji nie uwzględniono opłat za przesył do i z PMG.

Tabela 36. Opłaty za świadczenie usługi przesyłania gazu ziemnego (netto)⁵³⁾

Symbol odbiorcy	Zużycie [GJ/rok]	Współczynnik obciążenia [h]	Opłata sieciowa ustalona na podstawie stawek opłat obowiązujących		
			zakres	[zł]	[zł/GJ]
I4 – 1	418 600,0	4 000		1 191 903,00	2,85
I1	418,6	8 760	Min	25 906,08	61,89
			Max	3 836 036,54	9 163,97
D3	83,7	8 760	Min	25 380,75	303,23
			Max	786 982,16	9 402,42

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Ponadto w 2011 r., zgodnie z decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. w sprawie wyznaczenia OGP Gaz-System SA na operatora systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r., spółka realizowała zadania operatorskie na polskim odcinku gazociągu tranzytowego o długości 683,9 km, służącym do przesyłu gazu ziemnego do Niemiec, a także do realizacji dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez dwa punkty dostaw, zlokalizowane we Włocławku i Lwówku. Właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa Zachodnia jest firma System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz SA (dalej SGT EuRoPol Gaz SA) w Warszawie. Zakres zadań i obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego został określony w ustawie – Prawo energetyczne, w tym w art. 9c i 9g ustawy oraz w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie 1775/2005.

Odnoszenia wymaga fakt podpisania 25 października 2010 r. stosownej umowy o powierzeniu funkcji operatora na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia między spółką SGT EuRoPol Gaz SA i spółką OGP Gaz-System SA. Zawarta na okres do końca 2019 r. umowa określa podział obowiązków pomiędzy OGP Gaz-System SA jako operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, oraz SGT EuRoPol Gaz SA będącym właścicielem tej infrastruktury.

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 (tab. 37). 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.

⁵³⁾ Dla Klienta I1 oraz D3 minimalne opłaty ustalono na podstawie maksymalnego współczynnika obciążenia równego ilości godzin w roku (8 760 h). Wówczas moc zamówiona przez klienta jest najmniejszą mocą umożliwiającą przesłanie żądanej ilości m³ gazu w roku. Maksymalne opłaty ustalono na podstawie najniższego współczynnika obciążenia wynoszącego 1, wówczas moc zamówiona jest równa ilości gazu przesyłanego w okresie.

Tabela 37. Magazynowanie gazu ziemnego

Lp.	Nazwa magazynu	Rodzaj magazynu	Pojemność czynna [mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [mln m ³]	Stan magazynowy minimalny [mln m ³]	Stan magazynowy maksymalny [mln m ³]	Stan na koniec okresu sprawozdawczego [mln m ³]
1	Wierzchowice	W szcerpanym złożu gazu E	575,00	273,53	510,17	89,76	599,92*	496,39
2	Brzeźnica	W szcerpanym złożu gazu E	65,00	53,42	57,37	7,63	65,00	36,80
3	Strachocina	W szcerpanym złożu gazu E	150,00	162,13	312,18	21,73	333,89**	240,18
4	Swarzów	W szcerpanym złożu gazu E	90,00	78,28	88,34	1,67	90,00	45,42
5	Husów	W szcerpanym złożu gazu E	350,00	225,35	367,17	-17,17	350,00	287,94
6	Mogilno	W kawernach solnych gazu E	377,89	252,99	399,48	72,94	420,61***	401,09
RAZEM gaz E ⁵⁴⁾			1 607,89	1 045,70	1 734,71	176,56	1 859,42	1 507,82
7	Daszewo	W szcerpanym złożu gazu Ls ⁵⁵⁾	30,00	8,55	27,47	2,46	29,93	29,93
8	Bonińkowo	W szcerpanym złożu gazu Lw ⁵⁶⁾	200,00	56,67	142,61	8,67	151,27	133,31
RAZEM gaz Ls, Lw			230,00	65,22	170,08	11,13	181,20	163,24
RAZEM gaz E, Ls, Lw			1 837,89	1 110,92	1 904,79	187,69	2 040,62	1 671,06

* Obejmuje gaz, który zostanie przekwalifikowany na pojemność buforową. Ilość zostanie określona po zakończeniu rozbudowy.

** Obejmuje gaz zmagazynowany w ramach rozbudowywanego magazynu.

*** Obejmuje gaz, który zostanie przekwalifikowany na pojemność buforową po zakończeniu testów komory Z-9. Ilość zostanie określona po zakończeniu testów.

Źródło: 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. Ogólna charakterystyka budowanych i rozbudowywanych magazynów gazu przedstawiono w tab. 38.

Tabela 38. 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.

Ponadto, w 2011 r. prowadzone były przez przedsiębiorstwo Polskie LNG SA intensywne prace inwestycyjne w zakresie budowy terminala do odbioru skroplonego gazu ziemnego LNG. Należy zaznaczyć, że również w tym przypadku przeprowadzone zostały przez spółkę działania, mające na celu określenie zapotrzebowania na usługi, które realizowane były w odniesieniu do dalszego funkcjonowania terminala LNG tj. usług w zakresie regazyfikacji oraz usług dodatkowych zapewniających dostęp do nowobudowanej infrastruktury⁵⁷⁾.

⁵⁴⁾ E – gaz ziemny wysokometanowy (GZ-50).

⁵⁵⁾ Ls – gaz ziemny zaazotowany (GZ-35).

⁵⁶⁾ Lw – gaz ziemny zaazotowany (GZ-41,5).

⁵⁷⁾ W wyniku przeprowadzonej przez spółkę Procedury Udostępnienia Terminalu LNG w Świnoujściu 18 marca 2010 r. zawarta została umowa pomiędzy spółką Polskie LNG SA a PGNiG SA na świadczenie usługi regazyfikacji gazu skroplonego w terminalu LNG w Świnoujściu. Usługa będzie realizowana przez okres 20 lat, począwszy od 1 lipca 2014 r.

W 2011 r. przyjęto nowelizację ustawy o zapasach, zakładając m.in., że przyjęte 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 został zwiększony maksymalny limit wielkości przywozu gazu ziemnego (w ciągu roku kalendarzowego) uprawniający do ubiegania się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu z poziomu 50 mln m³ do poziomu 100 mln m³ gazu ziemnego.

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, której integralnym elementem jest m.in. Program Uwalniania Gazu (ang. *Gas Release Program*). Zagadnienie to zostało szerzej opisane w części III pkt 2.8. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego.

2.1.2. Rynek detaliczny

Pozycję dominującą w sektorze w 2011 r., i tym samym na rynku, zajmowała GK PGNiG, w skład której wchodzi m.in. 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.

W tab. 39 przedstawiono informacje o przedsiębiorstwach posiadających największe udziały rynkowe w 2011 r.

Tabela 39. Liczba i udziały rynkowe największych przedsiębiorstw w 2011 r.

Liczba przedsiębiorstw o udziale w danym rynku gazu ziemnego przekraczającym 5%	Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [%]
1	96,38

Źródło: URE.

Dokonując całościowej analizy rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego w 2011 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, które stanowiły 96,94%, ogółu odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2011 r. wyniósł 25,35%. Natomiast, największy udział w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi – 61,52%, wśród których dominowały przedsiębiorstwa sektora paliwowego, w tym firmy rafineryjne i petrochemiczne oraz zakłady chemiczne (azotowe). Ponadto, PGNiG SA sprzedaje gaz do OGP Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2011 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) OGP Gaz-System SA oraz operatorów dystrybucyjnych GK PGNiG wynosiły 227,1mln m³. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu GK PGNiG do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 40.

Tabela 40. Wielkość i struktura sprzedaży gazu GK PGNiG odbiorcom końcowym w 2011 r. (dane dot. ilości gazu w mln m³)

Wyszczególnienie	Ilość	Liczba odbiorców
RAZEM	14 380,99	6 666 469
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego z GK PGNiG	312,21	69
spoza GK PGNiG	312,21	69
2. OSP – (OGP Gaz-System SA)	91,13	26
3. OSD	100,84	19
4. Eksport	26,71	
5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego	8 729,83	41 673
Zakłady azotowe	2 374,61	20
Elektrownie i elektrociepłownie	1 133,44	361
Ciepłownie	271,82	1 720
Inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	863,43	39 021
Inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	1 946,74	525
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	2 139,79	26
6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego	1 390,13	158 769
Mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 243,05	158 711
Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	147,08	58
Duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)		
7. Gospodarstwa domowe	3 730,14	6 465 913

* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG, 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, 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 przedsiębiorstwa te prowadzą głównie działalność na obszarach nieobsługiwanych przez PGNiG SA tj. 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.

Reasumując, rynek gazu detalicznego w Polsce ukształtowany dokonany w latach poprzednich przemianami własnościowymi, należy do rynków o dużej koncentracji. Taka struktura rynku sprawia, że działania ukierunkowane na promowanie i zwiększenie konkurencji napotyka ją na wiele większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Obawa, że w obecnej strukturze przedsiębiorstwo dominujące może wykorzystywać swoją pozycję, uzasadnia potrzebę utrzymania regulacji do czasu zaistnienia realnych zmian na rynku, w szczególności w kontekście kryteriów art. 49 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, czemu służą działania umożliwiające dywersyfikację dostaw gazu i pojawienie się na rynku nowych podmiotów⁵⁸⁾. W konsekwencji prowadzi to do rozwoju rynku gazu w kierunku realnej konkurencji, przy jednoczesnym zachowaniu akceptowalnego dla obu stron, tj. przedsiębiorstw i odbiorców poziomu cen, jak również do rozwoju infrastrukturalnego tego rynku.

Mając na uwadze powyższe, w tym potrzebę zmian ukierunkowanych na promowanie i zwiększenie konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego Prezes URE podjął w 2011 r. działania zmierzające do zmiany obecnego stanu rzeczy i przygotował Mapę drogową uwolnienia

⁵⁸⁾ Na podstawie art. 49 ust. 1. ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Art. 49 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne wskazuje, iż zwolnienie, o którym mowa w ust. 1 może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.

cen gazu ziemnego w Polsce, której podstawowym elementem jest stworzenie warunków do przeprowadzenia przez PGNiG SA Programu Uwalniania Gazu (ang. *Gas Release Program*). Program realizowany jest w kontekście celu, jaki ma być osiągnięty w przyszłym roku na rynku gazu w Polsce, a więc wykreowania wystarczającej płynności na rynku hurtowym gazu ziemnego, umożliwiającej stwierdzenie przez Prezesa URE, zgodnie z normą art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, że rynek gazu ziemnego lub jego określony segment spełnia kryteria rynku konkurencyjnego (zagadnienie to zostało szerzej opisane w części III pkt 2.8. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego).

2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.2.1. Koncesje

W świetle art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:
 - a) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro,
 - b) obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych⁵⁹⁾.

W przypadku wykonywania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zgodnie z art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym do 3 grudnia 2011 r. Prezes URE udzielał koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wnioskodawcy, który posiadał własne pojemności magazynowe lub zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o których mowa w art. 24 ust. 1 w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach.

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne⁶⁰⁾ od 4 grudnia 2011 r. Prezes URE udziela koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wnioskodawcy, który:

- 1) posiada własne pojemności magazynowe lub
- 2) zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o których mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 tej ustawy, lub

⁵⁹⁾ Art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b zmieniony w wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 205, poz. 1208), zmieniającej nin. ustawę z 30 października 2011 r.

⁶⁰⁾ Art. 33 ust. 1a zmieniony w wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392), zmieniającej nin. ustawę 4 grudnia 2011 r.

3) został zwolniony z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach⁶¹⁾.

Ponadto w świetle art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym nowelizacją dokonaną ustawą 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 ustaw⁶²⁾, wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z ustawą wymienioną w art. 33 ust. 1a pkt 2 (tj. ustawą o zapasach), lub zawierać informację o wydaniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy wraz z dołączoną kopią tej decyzji.

Z kolei w świetle dodanego ww. nowelizacją ust. 1b wnioskodawca, który rozpoczyna prowadzenie działalności gospodarczej wyłącznie w zakresie wywozu gazu ziemnego, jest zwolniony z obowiązku dołączenia do wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą informacji o wydaniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a ustawy wymienionej w art. 33 ust. 1a pkt 2.

Warunki formalne dotyczące uzyskania koncesji w zakresie paliw gazowych są analogiczne do opisanych w pkt 1.2.1. (dla energii elektrycznej).

Powyższa nowelizacja dokonała również zmian w przepisach regulujących kwestie ubiegania się o wydanie promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W świetle dodanego ust. 6 w art. 43 ustawy – Prawo energetyczne wniosek o udzielenie promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z ustawą wymienioną w art. 33 ust. 1a pkt 2, lub zawierać zobowiązanie do wystąpienia do ministra właściwego do spraw gospodarki o wydanie decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy.

Udzielanie koncesji

Na koniec grudnia 2011 r. przedsiębiorcy posiadali 166 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego oraz magazynowania paliw gazowych.

Prezes URE realizuje obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych (departamentu) oraz oddziałów terenowych⁶³⁾.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2011 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają poniższe tabele.

⁶¹⁾ Jednakże w myśl art. 4 ust. 1 ustawy 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), do postępowań wszczętych na podstawie art. 33 ust. 1a zmienianej ustawy – Prawo energetyczne i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe.

⁶²⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392.

⁶³⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

Tabela 41. Liczba koncesji udzielonych w 2011 r. i koncesji ważnych (URE) na koniec 2011 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu w 2011 r.	Koncesje ważne na koniec 2011 r. (dotyczy urzędu jako całości)
	[szt.]	[szt.]
Wytwarzanie	0	1
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	1	58
Obrót	10	78
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	4	22
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	6
Razem	17	166

Źródło: URE.

Tabela 42. Liczba udzielonych promes koncesji w 2011 r. w zakresie działania departamentu

Paliwa gazowe	2011
Dystrybucja	4
Obrót	3
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	3
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2
Razem	12

Źródło: URE.

W 2011 r. w porównaniu do lat poprzednich nastąpił znaczny wzrost liczby wniosków składanych do Prezesa URE w sprawie udzielenia koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub o udzielenie promes koncesji na ten rodzaj działalności.

Aktywność nowych przedsiębiorców na rynku paliw gazowych w 2011 r. w porównaniu do lat poprzednich uległa zdecydowanej poprawie. Poza przedsiębiorcami, którzy już posiadają koncesje lub promesy koncesji i rozszerzają obszar swojego działania, zainteresowanie wejściem na rynek gazu w Polsce wykazali również nowi przedsiębiorcy. W 2011 r. do Prezesa URE wpłynęło szesnaście wniosków o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi na terytorium RP oraz sześć wniosków na obrót gazem ziemnym z zagranicą, w tym trzy od podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Nie bez znaczenia dla wzrostu aktywności nowych podmiotów w 2011 r. było zwiększenie dostępnych mocy przesyłowych na połączeniu transgranicznym w punkcie wejścia do systemu przesyłowego Lasów, umożliwienie dostępu stronom trzecim na konkurencyjnych zasadach do mocy przesyłowych polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, wprowadzenie na tym gazociągu usługi wirtualnego rewersu, a także perspektywa uruchomienia w przyszłości wirtualnego punktu handlu gazem.

W 2011 r. przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu, podobnie jak to miało miejsce w latach poprzednich, koncentrował się głównie na działalności związanej z obrotem paliwami gazowymi zarówno gazem ziemnym sieciowym, jak i LNG.

Na podstawie udzielonych koncesji i ich promes oraz funkcjonujących koncesji można stwierdzić, że na rynku paliw gazowych konkurencja nadal jest znacznie ograniczona, jednakże w kolejnych latach należy spodziewać się poprawy w tej materii. Świadczyć o tym może rozpoczęty w 2011 r. proces stopniowej likwidacji barier prawnych i technicznych, które w poprzednich latach znacznie utrudniały wejście nowych podmiotów na rynek.

Obowiązujące do 3 grudnia 2011 r. przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o zapasach ograniczały postęp w tym obszarze rynku energii⁶⁴). Natomiast celem zliberalizowanych przepisów, które weszły w życie 4 grudnia 2011 r. jest poprawa warunków do rozwoju konkurencji na rynku gazu w Polsce.

⁶⁴) Od czasu wejścia w życie przepisów ustawy – Prawo energetyczne uzależniającej udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą od posiadania własnych pojemności magazynowych lub zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 33 ust. 1a), w związku z uwarunkowaniami technicznymi, tj. koniecznością budowy własnych magazynów lub zawarciem umowy o udostępnienie pojemności magazynowych, wnioskodawcy ubiegający się o takie koncesje nie byli w stanie spełnić wymogów faktycznych, aby je otrzymać.

Zmiany koncesji

W 2011 r. wydano 35 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności w związku z przejęciem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej, a także w związku z procesami konsolidacji w grupach kapitałowych⁶⁵⁾,
- rozszerzenia zakresu udzielonych promes koncesji w związku z planowaną realizacją inwestycji na nowych obszarach,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza.

Stwierdzenia wygaśnięcia koncesji

W 2011 r. Prezes URE stwierdził wygaśnięcie dwunastu koncesji w zakresie paliw gazowych w związku z wykreśleniem przedsiębiorców z właściwych ewidencji lub rejestrów lub w związku z bezprzedmiotowością decyzji wydanych spółkom przejmowanym w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu Spółek Handlowych (dalej „Ksh”), tj. przez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą w zamian za akcje spółki przejmującej, które zostaną wydane wspólnikom spółek przejmowanych (łączenie przez przejęcie), do których znajdują zastosowanie przepisy art. 494 § 2 Ksh, w związku z art. 618 ww. ustawy, dotyczące możliwości przejścia koncesji ze spółki przejmowanej na spółkę przejmującą⁶⁶⁾.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji

W 2011 r. Prezes URE w jednym przypadku odmówił udzielenia promesy koncesji na magazynowanie paliw gazowych, natomiast w dwóch przypadkach odmówił zmiany promes koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz na dystrybucję paliw gazowych, uzasadniając swoje decyzje brakiem dysponowania przez przedsiębiorcę środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz brakiem udokumentowania możliwości ich pozyskania.

Umorzenie postępowań

W 2011 r. Prezes URE umorzył na wniosek przedsiębiorcy jedno postępowanie w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami gazowymi.

2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2011 r. taryfy dla paliw gazowych, ustalane przez przedsiębiorstwa zajmujące się ich obrotem oraz taryfy dla usług dystrybucji bądź regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego kalkulowane były 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 gazowymi⁶⁷⁾, zwanym dalej „rozporządzeniem taryfowym”. Natomiast taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych oraz magazynowania paliwa gazowego, oprócz zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym, uwzględniały również postanowienia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci

⁶⁵⁾ W październiku 2011 r. spółka KRI SA, z GK CP Energia, przejęła cztery spółki z tej GK. Kolejne dwie spółki zostały przejęte przez KRI SA w styczniu 2012 r.

⁶⁶⁾ W myśl art. 494 § 2 Ksh, na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki. Przy czym stosownie do art. 618 ww. ustawy, przepisy art. 494 § 2 Ksh stosuje się do koncesji, zezwoleń i ulg przyznanych po dniu wejścia w życie ustawy, tj. po 1 stycznia 2001 r., chyba że przepisy dotychczasowe przewidywały przejście takich uprawnień na spółkę przejmującą lub na spółkę nowo zawiązaną.

⁶⁷⁾ Dz. U. Nr 28, poz. 165.

przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie 1775/2005⁶⁸⁾, zwane dalej „rozporządzeniem 715/2009”, które – na mocy art. 288 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej⁶⁹⁾ – mają zastosowanie do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących wyżej wskazane działalności w państwach członkowskich.

Zatem w ustalonych w 2011 r. taryfach za usługi przesyłania, w miejsce dotychczasowych grupowych lub dystansowych stawek opłat przesyłowych, pojawiły się stawki typu wejście – wyjście (popularnie zwanymi „stawkami *entry-exit*”). Ponadto, w taryfach tych zamieszczone zostały 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.

Natomiast taryfa za świadczone usługi magazynowania umożliwiła rozliczenie usług ciągłych i przerywanych, krótko- i długoterminowych, świadczonych w formie pakietów (w tym pakietu elastycznego) i rozdzielnie.

W 2011 r. w procesie taryfowym spółek dystrybucji gazu GK PGNiG (zwanymi dalej „Spółkami Gazownictwa”) 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. i obejmować rok taryfowy:

- 2011/2012 (od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2012 r.),
- 2012/2013 (od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r.),
- 2013/2014 (od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r.).

Założenia tego modelu będą jednolicie stosowane we wszystkich latach taryfowych, przy czym Spółki Gazownictwa w kolejnych latach taryfowych, każdorazowo, opracowywać będą oraz przedkładać do akceptacji Prezesa URE wnioski taryfowe przygotowane w oparciu o założenia zdefiniowane w modelu.

W ramach wydłużonego okresu regulacji uzgodnione zostały następujące kwestie:

- metodologia kalkulacji średnioważonego kosztu kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną (WACC),
- indywidualne ścieżki dojścia do pełnego wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów (WRA), wynikającej z ksiąg rachunkowych Spółek, ustalonej na bazie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) na kolejne lata okresu regulacji,
- bazowy poziom kosztów operacyjnych zależnych od Spółek (tzw. OPEX_o), będący podstawą do wyznaczenia ww. kosztów na kolejne lata okresu regulacji,
- indywidualne wskaźniki poprawy efektywności kosztowej „X_n” na kolejne lata okresu regulacji.

Zasady kalkulacji WACC określa przepis § 6 ust. 4 rozporządzenia taryfowego. Przy czym wzór ten nie jest precyzyjny, gdyż nie jest to ani wzór na WACC przed, ani po opodatkowaniu. Mając na względzie fakt, że zdecydowana większość regulatorów w Unii Europejskiej (którzy – podobnie jak to ma miejsce w Polsce dla energii elektrycznej i ciepła – ustalają zarówno zasady ustalania WACC, jak i parametry niezbędne do jego ustalenia) przy kalkulacji WACC stosuje formułę właściwą dla WACC przed opodatkowaniem oraz zważywszy na postanowienia art. 23 ust. 2 pkt 2 i pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne⁷⁰⁾ – Prezes URE uznał za zasadne stosowanie począwszy od 2011 r. WACC przed opodatkowaniem.

Pozostałe parametry niezbędne do ustalenia WACC, tj. stopę wolną od ryzyka, premię za ryzyko zaangażowania kapitału własnego i obcego oraz współczynnik asset beta Prezes URE określił w następującej wysokości:

- 1) stopę wolną od ryzyka w wysokości równej średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, o najdłuższym terminie wykupu, wyznaczoną w oparciu o notowania tych obligacji w roku kalendarzowym poprzedzającym rok złożenia wniosku taryfowego na Rynku Tresury BondSpot Poland [r_f],
- 2) premię za ryzyko udostępnienia kapitału:
 - a) własnego w wysokości 5,0% [$r_m - r_f$];
 - b) obcego w wysokości 1% [$DP = K_d - r_f$] (w przypadku przedsiębiorstwa OGP Gaz-System SA, za koszt kapitału obcego Prezes URE uznał koszt obsługi umowy leasingowej),

⁶⁸⁾ Dz. Urz. UE L 211/36.

⁶⁹⁾ Dz. Urz. UE C 115/47.

⁷⁰⁾ Zgodnie z którymi – dla przedsiębiorstw przedkładających taryfy do zatwierdzenia – do zakresu działania Prezesa URE należy ustalanie wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału.

3) miarę ryzyka zaangażowania kapitału equity $\beta = \text{asset } \beta * (1 + \text{kapitał obcy}/\text{kapitał własny})$, gdzie $\text{asset } \beta = 0,4$,

4) kapitał własny i obcy – właściwe dla danego przedsiębiorstwa średnie wielkości w roku taryfowym. Wynagrodzeniu podlega zarówno zaangażowany w działalność dystrybucyjną majątek przedsiębiorstwa (WRA) jak i kapitał obrotowy. Wynagradzane WRA stanowi suma:

- 1) wartości księgowej majątku dystrybucyjnego netto według stanu na 31 grudnia roku poprzedzającego dany rok taryfowy (obejmującego wartości niematerialne i prawne oraz rzeczowe aktywa trwałe bez środków trwałych w budowie),
- 2) połowy wartości nakładów inwestycyjnych netto, uzgodnionej z Prezesem URE w Planie Rozwoju na dany rok, jednak nie wyższej niż prognozowane przez Spółki Gazownictwa na rok kalendarzowy, w którym rozpoczyna się dany rok taryfowy, pomniejszona o połowę wartości amortyzacji planowanej przez Spółki w danym roku taryfowym.

Natomiast w zakresie kapitału obrotowego wynagradzaniu podlega jego wartość według stanu na 31 grudnia roku poprzedzającego dany rok taryfowy, jednak nie wyższa niż 1% WRA.

Wysokość zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną w okresie taryfowym będzie ograniczana i dla danego roku nie może przekroczyć różnicy między poziomem dopuszczalnego przychodu regulowanego w tym roku a sumą następujących kosztów właściwych dla danego roku: OPEX, amortyzacji majątku dystrybucyjnego, różnicy bilansowej oraz podatków i opłat.

Dopuszczalny wzrost przychodu regulowanego w roku taryfowym 2011/2012, w stosunku do przychodu regulowanego stanowiącego podstawę kalkulacji taryf w roku 2010/2011, dla pięciu Spółek Gazownictwa określony został na poziomie odpowiadającym przyrostowi wolumenu dystrybuowanych paliw w analogicznym okresie. Oznaczało to wzrost tego przychodu od 4,7% do 9,6%. W przypadku jednej Spółki wzrost przychodu regulowanego w ww. okresie określony został na 3%.

Dla roku 2012/2013, w stosunku do roku 2011/2012, oraz dla roku 2013/2014, w stosunku do roku 2012/2013, wzrost przychodu regulowanego nie może przekroczyć 6%.

Dla danego roku taryfowego koszty operacyjne zależne od Spółki ($OPEX_t$), tj. koszty: usług obcych, materiałów i energii z wyłączeniem kosztów różnicy bilansowej, wynagrodzeń, ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń oraz pozostałe koszty rodzajowe będą ustalane z uwzględnieniem:

- wartości rzeczywistych kosztów operacyjnych zależnych od Spółki, poniesionych w roku 2010,
- średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym dany rok taryfowy,
- wskaźnika poprawy efektywności kosztowej Spółki, który ustalony został na dany rok taryfowy na podstawie dokonanej za okres 2008–2010 analizy oceny efektywności kosztowej Spółek Gazownictwa,
- wskaźnika zmiany skali działalności Spółki na dany rok taryfowy, określonego 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.

W roku taryfowym 2011/2012 OPEX uwzględni dodatkowo wskaźnik efektywności sektorowej.

Natomiast przychód regulowany pozostałych przedsiębiorstw, w tym Spółki OGP Gaz-System SA oraz SGT EuRoPol Gaz SA, analogicznie jak w latach ubiegłych, ustalany był metodą kosztową. Główną przyczyną była ich nieporównywalność do innych przedsiębiorstw działających na rynku polskim.

W przypadku metody kosztowej podstawą kalkulacji taryf przedsiębiorstw sieciowych są planowane koszty uzasadnione, tj. koszty, które ze względów techniczno-organizacyjnych lub ekonomicznych przedsiębiorstwa te muszą ponieść dla sprawnego prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym koncesją oraz zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z przesyłaniem, dystrybucją, regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego lub magazynowaniem.

Taryfy 2011

Prezes URE realizuje obowiązki w zakresie dotyczącym taryfowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy Departamentu Taryf (departamentu) oraz oddziałów terenowych⁷¹⁾.

W 2011 r. w departamencie prowadzonych było 57 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa gazownicze lub zmiany taryf, lub zmiany terminu ich obowiązywania. 49 spośród prowadzonych postępowań zostało zakończonych.

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. A zatem 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 bowiem termin zatwierdzenia 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 43. 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 [zł/1 000 m ³]	od 15 lipca	do 14 lipca [zł/kWh]	od 15 lipca	
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

Źródło: URE.

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 importowe⁷²⁾, po których gaz ten nabywany jest za granicą, co kursy walutowe (USD i euro). 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 – pochodzących ze źródeł krajowych – gazów zaazotowanych (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 wysokometanowego⁷³⁾ 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 gazowymi⁷⁴⁾ odpowiednio o: 12,2% dla gazu wysokometanowego; 11,9% dla gazu zaazotowanego GZ-41,5 i 11,7% dla gazu zaazotowanego GZ-35 oraz

⁷¹⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

⁷²⁾ Które zmieniają się z początkiem każdego kwartału a ich kalkulacja oparta jest o średnie ceny kroczące dla dwóch produktów ropopochodnych z dziewięciomiesięcznego okresu bezpośrednio poprzedzającego dany kwartał.

⁷³⁾ 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.

⁷⁴⁾ Które ustalane są z uwzględnieniem cen gazu oraz stawek opłat abonamentowych.

- spadku średnich stawek sieciowych⁷⁵⁾ 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 najslabiej 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%.

Szczegółowe informacje w zakresie dynamiki średnich cen dostawy paliw gazowych prezentują poniższe tabele.

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego w skali całego kraju				
Lp.	Symbol grupy taryfowej	Średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w % kol. (4:3)-1
		do 15 lipca 2011 r.	od 15 lipca 2011 r.	
1	2	3	4	5
1	W-1	2,4671	2,5991	5,4
2	W-2	1,8798	1,9970	6,2
3	W-3	1,6449	1,7637	7,2
4	W-4	1,5802	1,7105	8,2
5	W-5	1,6087	1,7646	9,7
6	W-6	1,4924	-	-
7	W-6A	1,4924	1,6246	8,9
8	W-6B	1,3213	1,4353	8,6
9	W-7	1,3543	-	-
10	W-7A	1,3543	1,4762	9,0
11	W-7B	1,2307	1,3446	9,3
12	W-8A	1,225	1,3460	9,9
13	W-9A	1,2145	1,3369	10,1
14	W-10A	1,1613	1,2761	9,9
Razem W		1,5725	1,6979	8,0
1	E-1A	1,1073	1,2320	11,3
2	E-2A	1,0770	1,2059	12,0
Razem E		1,0619	1,1813	11,2
Razem gaz wysokometanowy		1,3775	1,5006	8,9
dla odbiorców przyłączonych do sieci				
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,4623	2,5774	4,7
2	W-2	1,9047	2,0162	5,9
3	W-3	1,7238	1,8335	6,4
4	W-4	1,5928	1,7031	6,9
5	W-5	1,5907	1,7231	8,3
6	W-6A	1,5289	1,6413	7,4
7	W-7A	1,3641	1,4707	7,8
8	W-7B	1,1993	1,3062	8,9
9	W-8A	1,2568	1,3673	8,8
10	W-9B	1,173	1,2806	9,2
Razem W		1,6204	1,7334	7,0
Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,4154	2,5463	5,4
2	W-2	1,9701	2,0798	5,6
3	W-3	1,6906	1,8009	6,5
4	W-4	1,6085	1,7309	7,6
5	W-5	1,6252	1,7826	9,7
6	W-6A	1,4998	1,6310	8,7
7	W-7A	1,3439	1,4591	8,6
8	W-7B	1,2597	1,3700	8,8
9	W-8A	1,2359	1,3591	10,0
10	W-9A	1,2153	1,3397	10,2
Razem W		1,5931	1,7142	7,6

⁷⁵⁾ Które kalkulowane są na podstawie kosztów zakupu usług przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowych.

Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o. o.				
1	W-1	2,3037	2,4279	5,4
2	W-2	1,8709	1,9923	6,5
3	W-3	1,6224	1,7445	7,5
4	W-4	1,5688	1,6955	8,1
5	W-5	1,6194	1,7627	8,8
6	W-6A	1,4992	1,6225	8,2
9	W-8A	1,2056	1,3224	9,7
10	W-9B	1,1387	1,2491	9,7
11	W-10A	1,1824	1,2929	9,3
Razem W		1,5843	1,7069	7,7
Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,6563	2,8077	5,7
2	W-2	1,7818	1,9014	6,7
3	W-3	1,5811	1,7039	7,8
4	W-4	1,5372	1,6913	10,0
5	W-5	1,5609	1,7425	11,6
7	W-6A	1,4420	1,5943	10,6
8	W-6B	1,2560	1,3896	10,6
9	W-7A	1,3167	1,4526	10,3
10	W-7B	1,2056	1,3369	10,9
11	W-8A	1,1707	1,3015	11,2
12	W-9A	1,2145	1,3481	11,0
13	W-10A	1,1277	1,2507	10,9
Razem W		1,5163	1,654	9,1
Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,5089	2,6494	5,6
2	W-2	1,9095	2,0391	6,8
3	W-3	1,6856	1,8139	7,6
4	W-4	1,6121	1,7525	8,7
5	W-5	1,6207	1,7850	10,1
7	W-6A	1,5325	1,6773	9,4
8	W-7A	1,3871	1,5171	9,4
9	W-8A	1,2149	1,3405	10,3
Razem W		1,6237	1,7602	8,4
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,5548	2,6737	4,7
2	W-2	1,8365	1,9474	6,0
3	W-3	1,6972	1,8080	6,5
4	W-4	1,6031	1,7176	7,1
5	W-5	1,6605	1,8012	8,5
6	W-6A	1,5059	1,6191	7,5
7	W-7A	1,4027	1,5160	8,1
8	W-7B	1,2305	1,3383	8,8
10	W-8	1,2596	1,3795	9,5
11	W-9A	1,2274	1,3372	8,9
12	W-10A	1,1624	1,2730	9,5
Razem W		1,5598	1,6738	7,3
Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ-41,5				
W skali całego kraju				
1	S-1	1,7726	1,8561	4,7
2	S-2	1,3460	1,4284	6,1
3	S-3	1,2183	1,2986	6,6
4	S-4	1,0851	1,1933	10,0
5	S-5	1,1681	1,2235	4,7
6	S-6	1,0685	1,1400	6,7
7	S-7	0,9610	1,0407	8,3
8	S-7B	0,9655	1,0492	8,7
9	S-8	0,9354	1,0162	8,6
10	S-9	0,7658	0,8614	12,5
Razem S		1,1584	1,2392	7,0
11	Lw-1	0,8599	0,9123	6,1
12	Lw-2	0,8208	0,9123	11,1
Razem Lw		0,8271	0,9130	10,4
Razem		1,0756	1,1576	7,6

dla odbiorców przyłączonych do sieci				
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	S-1	1,7738	1,8537	4,5
2	S-2	1,3553	1,4415	6,4
3	S-3	1,2334	1,3152	6,6
4	S-4	1,0765	1,1911	10,6
5	S-5	1,1799	1,2323	4,4
6	S-6	1,0861	1,1556	6,4
7	S-7	0,9610	1,0407	8,3
8	S-8	0,9354	1,0162	8,6
9	S-9	0,7658	0,8614	12,5
Razem S		1,1456	1,2278	7,2
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	S-1	1,7685	1,8642	5,4
2	S-2	1,3279	1,4032	5,7
3	S-3	1,1944	1,2723	6,5
4	S-4	1,1009	1,1974	8,8
5	S-5	1,1440	1,2055	5,4
6	S-6	1,0403	1,1151	7,2
7	S-7A	0,9655	1,0492	8,7
Razem S		1,1723	1,2517	6,8
Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ – 35				
W skali całego kraju				
1	Z-1	1,6051	1,6853	5,0
2	Z-2	1,2057	1,2676	5,1
3	Z-3	1,0672	1,1323	6,1
4	Z-4	0,9827	1,0649	8,4
5	Z-5	0,9921	1,0480	5,6
6	Z-6	0,9562	1,0166	6,3
7	Z-7A	0,9294	0,9916	6,7
Razem Z		1,0567	1,1229	6,3
1	Ls-1	0,6730	0,7564	12,4
Razem Ls		0,673	0,7564	12,4
Razem		1,0512	1,1175	6,3
dla odbiorców przyłączonych do sieci				
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	Z-1	1,3764	1,4575	5,9
2	Z-2	1,2553	1,3255	5,6
3	Z-3	1,1062	1,1749	6,2
4	Z-4	0,9908	1,0954	10,6
5	Z-5	-	-	-
6	Z-6	1,0289	1,0825	5,2
Razem Z		1,1397	1,2093	6,1
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	Z-1	1,6174	1,6976	5,0
2	Z-2	1,2034	1,2649	5,1
3	Z-3	1,0664	1,1314	6,1
4	Z-4	0,9826	1,0645	8,3
5	Z-5	0,9921	1,0480	5,6
6	Z-6	0,9531	1,0138	6,4
7	Z-7A	0,9294	0,9916	6,7
Razem Z		1,0549	1,1209	6,3

Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy		Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy	
	moc [b]	roczna ilość gazu [a]		moc [b]	roczna ilość gazu [a]
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa					
Gaz wysokometanowy			Gaz zaazotowany (S – GZ-41,5 Z – 35)		
W-1	b ≤ 10	0 ≤ a ≤ 300	S-1, Z-1	b ≤ 20	0 ≤ a ≤ 400
W-2		300 < a ≤ 1 200	S-2, Z-2		400 < a ≤ 1 600
W-3		1 200 < a ≤ 8 000	S-3, Z-3		1 600 < a ≤ 10 650
W-4		a > 8 000	S-4, Z-4		a > 10 650
W-5	10 < b ≤ 65	-	S-5, Z-5	25 < b ≤ 65	-
W-6	65 < b ≤ 600	-	S-6, Z-6	65 < b ≤ 800	-
W-7	b > 600	-	S-7, Z-7	b > 800	-

Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa					
W-8	$b \leq 3\ 300$	-	S-8, Z-8	$25 < b \leq 65$	-
W-9	$3\ 300 < b \leq 10\ 000$	-	S-9, Z-9	$65 < b \leq 800$	-
W-10	$b > 10\ 000$	-			-
Sieć przesyłowa					
E-1	$0 < b \leq 1\ 500$	-	L-1	$0 < b \leq 5\ 000$	-
E-2	$b > 1\ 500$	-	L-2	$b > 5\ 000$	-

W omawianej wyżej taryfie przedsiębiorstwo dokonało ujednoczenia cykli odczytowych w zakresie liczby odczytów w poszczególnych grupach taryfowych (od 1 do 3) na terenie wszystkich obszarów dystrybucyjnych. Ponadto, odbiorcy kwalifikowani ze względu na wielkość zużycia do jednej z grup oznaczonych indeksem 1, 2 lub 3, otrzymali możliwość wyboru jednego z trzech cykli odczytowych (np. dla grup z indeksem 1 i 2 odbiorcy mogą wybrać grupę taryfową z jednym lub dwoma odczytami w roku oraz z rozliczeniem miesięcznym w oparciu o odczyt dokonany osobiście przez odbiorcę).

Odnosnie taryfy przedsiębiorstwa OGP Gaz-System SA zatwierdzonej w 2011 r. – wynikająca z niej średnia stawka za przesyłanie paliw gazowych⁷⁶⁾, w stosunku do stawki ustalonej na podstawie taryfy zatwierdzonej w 2010 r., zmalała. Spadek ten wynikał z planowanego wzrostu ilości przesyłanego gazu, w stosunku do ilości przyjętej do kalkulacji poprzedniej taryfy, wyższego niż wzrost przychodu regulowanego.

Taryfa przedsiębiorstwa SGT EuRoPol Gaz SA, która została zatwierdzona w 2011 r. i weszła w życie od 1 sierpnia 2011 r., skalkulowana została na podstawie przychodu regulowanego uzgodnionego w postępowaniu taryfowym zakończonym w grudniu 2010 r. W postępowaniu tym przedsiębiorstwo wnioskowało o zatwierdzenie taryfy od 1 stycznia do 31 grudnia 2011 r., na który to termin Prezes URE nie wyraził zgody, skracając go do 31 maja 2011 r.

Główną przyczyną skrócenia terminu były postanowienia art. 13 ust. 1 rozporządzenia 715/2009, które zobowiązywały wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej do stosowania – najpóźniej od 3 września 2011 r. – w rozliczeniach z użytkownikami sieci przesyłowych stawek ustalonych dla poszczególnych punktów wejścia i wyjścia do/z systemu przesyłowego. Oznaczało to, że po tej dacie stosowanie dystansowych stawek opłat przesyłowych, które przedsiębiorstwo ustaliło w swojej taryfie, było niedopuszczalne. Ustalenie w taryfie SGT EuRoPol Gaz SA stawek typu *entry-exit* umożliwiło realizowanie na polskim odcinku gazociągu Jamalskiego usługi tzw. przesyłu zwrotnego, który pozwala pozyskiwać na rynku europejskim gaz tańszy niż ten z kierunku wschodniego.

Nie bez znaczenia była również zasadność wejścia w życie taryfy wskazanego przedsiębiorstwa w tym samym terminie, co taryfy kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zważywszy, że:

- OGP Gaz-System SA wyznaczony został operatorem sieci, którego właścicielem jest SGT EuRoPol Gaz SA,
- cena gazu wysokometanowego skalkulowana przez PGNiG SA uwzględnia koszty świadczenia usług przesyłania gazu wysokometanowego sieciami SGT EuRoPol Gaz SA.

Natomiast postępowanie o zatwierdzenie na 2012 r. taryfy ustalonej przez SGT EuRoPol Gaz SA, wszczęte 30 listopada 2011 r. nie zostało zakończone w 2011 r.

Przychód regulowany, na podstawie którego kalkulowane były taryfy Spółek Gazownictwa, które weszły w życie od 15 lipca 2011 r., dla pięciu z nich był wyższy od przychodu, na podstawie którego skalkulowane zostały taryfy tych Spółek obowiązujące do 14 lipca ub.r., o wskaźnik odpowiadający przyrostowi wolumenu dystrybuowanych przez nich paliw w analogicznym okresie i wahał się od 4,7% do 9,6%. W przypadku jednej Spółki wzrost przychodu był niższy i wyniósł 3%. Wskazany wzrost przychodu regulowanego oznaczał, że w pięciu Spółkach średnie stawki za świadczone usługi dystrybucji⁷⁷⁾ nie uległy zmianie, w stosunku do stawek wynikających z taryfy zatwierdzonej w 2010 r., zaś w Spółce o najniższym wzroście przychodu regulowanego stawka dystrybucyjna spadła o 3,7%.

W zakresie taryfy za usługi magazynowania paliwa gazowego, w 2011 r. prowadzone były dwa postępowania. Pierwsze o wydłużeniu do 30 września 2011 r. okresu obowiązywania taryfy, który upływał 31 maja 2011 r., drugie o zatwierdzenie nowej taryfy, która weszła w życie od 1 grudnia 2011 r. z terminem obowiązywania do 31 marca 2012 r. Ograniczenie okresu obowią-

⁷⁶⁾ Będąca ilorazem planowanych przychodów z działalności przesyłowej do ilości przesyłanych paliw gazowych.

⁷⁷⁾ Będąca ilorazem całkowitego przychodu regulowanego do całkowitych wolumenów dostaw gazu ziemnego.

zywania ww. taryfy do czasu zakończenia zimowego okresu poboru, w stosunku do standardowego okresu jednego roku, związane było z planowanym zwiększeniem – od kwietnia 2012 r. – pojemności czynnej PMG Strachocina, co spowoduje zmianę parametrów technicznych usług oferowanych w tej instalacji magazynowej, która wymagałaby korekty taryfy. Powodem zatwierdzenia okresu obowiązywania taryfy na okres krótszy niż rok były również plany PGNiG SA w zakresie zmiany koncepcji funkcjonowania operatora systemu magazynowania, którą oczekiwało sfinalizować w pierwszym kwartale 2012 r.

Nowa taryfa opracowana została zgodnie z wytycznymi zawartymi w art. 15 rozporządzenia 715/2009 i umożliwia rozliczenie usług ciągłych i przerywanych, krótko- i długoterminowych, świadczonych w formie pakietów i rozdzielnie.

Usługi magazynowania oferowane w formie pakietów obejmują 0,5 mln m³ pojemności czynnej łącznie z odpowiednią mocą zatłaczania i odbioru, różną dla każdej z udostępnianych instalacji magazynowych. W przypadku pakietu elastycznego jednostkowa pojemność czynna 0,5 mln m³ zaoferowana została łącznie z mocą zatłaczania i odbioru ustaloną w przedziałach, natomiast w rozdzielonej usłudze magazynowania przedsiębiorstwo zaoferowało oddzielnie: pojemność czynną, moc zatłaczania lub moc odbioru.

Łączna liczba oferowanych pakietów przewidzianych w usłudze ciągłej wyniosła 1 232, co odpowiada 616 mln m³ pojemności czynnej, natomiast w usłudze przerywanej 1 932 pakietów, co odpowiada 966 mln m³ pojemności czynnej. Dodatkowo przedsiębiorstwo zaoferowało 52 pakiety w usłudze przerywanej w umowach krótkoterminowych (od września do czerwca) w KPMG Mogilno, obejmujące 26 mln m³ pojemności czynnej tego magazynu.

Średnia stawka magazynowa⁷⁸⁾ wynikająca z zatwierdzonej taryfy, w stosunku do stawki ustalonej na podstawie taryfy stosowanej do 1 grudnia 2011 r., zmalała o 3%.

W 2011 r. dwa postępowania taryfowe zostały umorzone. Pierwsze z nich dotyczyło zmiany taryfy, której okres obowiązywania wygasł. Drugie zaś zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu, które nie posiadało koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej, dla której ustaliło taryfę. W tym przypadku wniosek przedsiębiorstwa był zatem przedwczesny, a postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy – bezprzedmiotowe.

Postępowania administracyjne prowadzone przez departament w 2011 r. zakończyły się:

zatwierdzeniem taryf	
– spółek obrotu	– 5
– przedsiębiorstw sieciowych	– 8
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	– 9
zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf	
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	– 9
zatwierdzeniem zmiany okresu obowiązywania taryf	
– spółek obrotu	– 1
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	– 13
zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf i okresu ich obowiązywania	
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	– 2
umorzeniem postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy	
– spółek obrotu	– 1
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	– 1

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo gazownicze obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podobnie jak w latach ubiegłych, w 2011 r. kontrola postanowień art. 44 Prawa energetycznego – zobowiązujących przedsiębiorstwa energetyczne do prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla każdej z wykonywanych działalności koncesjonowanych, a także do grup odbiorców określonych w taryfie – prowadzona była w ramach kontroli bieżącej. W tym celu wykorzystano dane zawarte w prowadzonym przez Prezesa URE monitoringu przedsiębiorstw gazowniczych. W jego ramach przedsiębiorstwa – raz na kwartał – zobowiązane były przedstawiać informacje dotyczące

⁷⁸⁾ Stanowiąca iloraz przychodów za świadczenie usług magazynowania do ilości zmagazynowanego paliwa.

wartości przychodów, kosztów i wyniku finansowego realizowanych w związku z prowadzoną działalnością koncesjonowaną, w rozbiu na poszczególne grupy taryfowe. Zebrane dane podlegały weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji była również wykorzystywana przy sprawdzeniu poprawności założeń przyjętych we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych, które były rozpatrywane w 2011 r. Podkreślić należy, że w przypadku gdyby prowadzona analiza prowadziła do wniosku, iż przedsiębiorstwo nie wypełnia obowiązków wynikających z postanowień art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, wówczas – w ramach posiadanych zasobów i środków – prawdopodobne byłoby dokonanie kontroli materiałów źródłowych w siedzibie tego przedsiębiorstwa.

2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

Prowadzenie przez Prezesa URE postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemów gazowych w 2011 r., podobnie jak w 2010 r., było uwarunkowane zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonymi w styczniu 2010 r.

Kwestie związane z zasadami wyznaczenia operatorów systemów zostały syntetycznie przedstawione w części dotyczącej energii elektrycznej, a tu znajdują odpowiednie zastosowanie.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSDg) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców i sprzedający w ciągu roku powyżej 100 mln m³ paliw gazowych mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że art. 9d w odniesieniu do operatorów systemów gazowych został doprecyzowany poprzez dodanie ust. 1a i 1b, w których wyraźnie zaznaczono, że ww. operatorzy nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych (ust. 1a). Jednakże zgodnie z brzmieniem ust. 1b operatorzy systemów gazowych mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym lub systemie dystrybucyjnym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

W 2011 r. Prezes URE wyznaczył jedenastu lokalnych OSD gazowych oraz przedłużył trzem prawnie wydzielonym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na OSD.

Wyznaczanie operatorów systemów skraplania gazu ziemnego

W 2011 r. Prezes URE wyznaczył jednego operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

2.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw

Podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności przedsiębiorstw są modele ekonometryczne, które pozwalają na ocenę ich efektywności w zakresie kosztów operacyjnych, różnic bilansowych oraz nakładów inwestycyjnych.

W 2011 r. zakończone zostały prace – powołanego w II połowie 2009 r. – Zespołu Projektowego, w skład którego wchodził przedstawiciel Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz Urzędu Regulacji Energetyki i którego zadaniem było wypracowanie modelu regulacji działalności Spółek Gazownictwa GK PGNiG, który wszedłby w życie w 2011 r. i umożliwił wydłużenie rocznego okresu regulacji – stosowanego do 2010 r. – do okresu 3-4 lat, określając jasne procedury oraz obiek-

tywne parametry oceny kosztów operacyjnych sześciu ww. Spółek. Ponadto, jego zadaniem było określenie precyzyjnych formuł indeksujących bazową wartość kosztów operacyjnych w kolejnych latach okresu regulacji oraz ustalenie ścieżki dojścia do wynagradzania majątku tych Spółek wg wartości księgowej ustalonej na podstawie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Rachunkowej.

Dla potrzeb oceny efektywności kosztowej Spółek Gazownictwa, w ramach których przeprowadzona została analiza porównawcza Spółek:

- koszty operacyjne podzielone zostały na siedem obszarów funkcjonalnych, tj. eksploatacja: gazociągów, stacji gazowych, urządzeń pomiarowych oraz pozostałych urządzeń, handlowa obsługa odbiorców, zarządzanie przepływami gazu oraz działalność dodatkowa. Przy czym w procesie szacowania luki efektywności pominięto koszty związane z eksploatacją urządzeń pomiarowych oraz działalnością dodatkową z uwagi na to, że charakteryzowały się dużym zróżnicowaniem pomiędzy Spółkami, a jednocześnie ich wartość była niewielka,
- wprowadzono pięć parametrów głównych (długość sieci wraz z przyłączami, liczba stacji redukcyjno-pomiarowych, liczba odbiorców, wolumen dostaw gazu oraz zamówiona moc godzinowa), w ramach których zidentyfikowano łącznie 21 parametrów szczegółowych.

Analiza porównawcza historycznej efektywności kosztowej Spółek Gazownictwa za lata 2008–2010 została przeprowadzona w oparciu o zestaw 18 mierników efektywności przypisanych do siedmiu obszarów funkcjonalnych Spółek Gazownictwa (w tym trzy dla obszarów, których koszty zostały pominięte).

Miernikami oceny efektywności kosztowej Spółek Gazownictwa w poszczególnych obszarach zostały koszty⁷⁹⁾:

- eksploatacji gazociągów, które odniesione zostały do długości sieci, ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki, ilości dystrybuowanego gazu oraz zamówionych mocy,
- eksploatacji stacji, które odniesione zostały do: ilości stacji gazowych, ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki, ilości dystrybuowanego gazu,
- eksploatacji pozostałych urządzeń, które odniesione zostały do: ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki, ilości dystrybuowanego gazu,
- handlowej obsługi odbiorców, które odniesione zostały do: ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki, ilości dystrybuowanego gazu,
- zarządzania przepływami gazowymi, które odniesione zostały do: długości sieci, ilości stacji gazowych, ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki, ilości dystrybuowanego gazu,
- eksploatacji urządzeń pomiarowych, które odniesione zostały do: ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki, ilości dystrybuowanego gazu,
- działalności dodatkowej, które odniesione zostały do ilości odbiorców przyłączonych do sieci Spółki.

Kalkulacja luki efektywnościowej, której celem było wyznaczenie indywidualnych wskaźników poprawy efektywności kosztowej X_n na poszczególne lata okresu regulacji odbywała się w trzech etapach. W pierwszym z nich – na podstawie wag mierników w danym obszarze – określono lukę efektywności Spółki w każdym z obszarów, w drugim – na podstawie wag obszarów – lukę efektywności na poziomie Spółki i wreszcie w trzecim – wyznaczono indywidualne dla każdej ze Spółek wskaźniki poprawy efektywności kosztowej X_n na lata 2011–2013.

W wieloletnim modelu regulacji Spółek Gazownictwa przyjęto założenie, iż koszty różnicy bilansowej ustalone będą na podstawie wolumenów, planowanych przez Spółki Gazownictwa na potrzeby różnicy bilansowej – nie wyższych niż 2% wolumenu dostaw ogółem – oraz średnich cen paliw indeksowanych wskaźnikiem inflacji. 2% ograniczenie, o którym mowa wyżej, jest założeniem rygorystycznym, opartym na informacjach w tym zakresie dotyczących operatorów gazowych sieci dystrybucyjnych z terenu Unii Europejskiej – jest substytutem modelu pozwalającego ocenić pożądany poziom różnic bilansowych.

Natomiast model ekonometryczny służący wyznaczeniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został bezpośrednio opracowany w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2009 r. i wciąż obowiązuje.

⁷⁹⁾ Przy czym koszty eksploatacji pozostałych urządzeń oraz koszty działalności dodatkowej w procesie szacowania luki efektywnościowej Spółek Gazownictwa wyłączone zostały z analizy.

2.2.5. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych ich zadań

W 2011 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 715/2009 (część II pkt 2.3.3) i ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie przejrzystości, ale także związane było z prowadzonymi w urzędzie postępowaniami wszczętymi na wniosek przedsiębiorstw energetycznych.

W okresie objętym sprawozdaniem, toczyły się następujące postępowania przed Prezesem URE, związane z działalnością operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych dotyczące:

- odmowy świadczenia usługi przesyłania paliwa gazowego,
 - odmowy zawarcia umowy kompleksowej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
 - odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego,
 - nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych.
- Szerzej postępowania te opisane zostały w części IV pkt 1.2. niniejszego sprawozdania.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD i OSP

Prezes URE monitorował w 2011 r. na podstawie art. 9d ustawy – Prawo energetyczne realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w szczególności 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 organizację skupiającą europejskich regulatorów – ACER.

2.3. Zagadnienia związane z transgranicznym przesyłem gazu ziemnego

2.3.1. Rynki regionalne gazu ziemnego, udział Polski w rynkach regionalnych gazu ziemnego

Inicjatywy Regionalne powołane zostały w 2006 r. jako wspólne przedsięwzięcie Komisji Europejskiej i Europejskiej Grupy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ang. *Energy Regulators Group for Electricity and Gas* – ERGEG), mające na celu stworzenie jednego wewnętrznego rynku energii w UE. Podstawowym założeniem Regionalnych Inicjatyw Gazowych, funkcjonujących obecnie w strukturze organizacji zrzeszającej wszystkich regulatorów we Wspólnocie, tj. Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *Agency for the Co-*

operation of Energy Regulators – ACER)⁸⁰⁾, jest wspólne działanie regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz uczestników rynku w celu zidentyfikowania dominujących problemów w funkcjonowaniu rynku gazu, a następnie wypracowaniu odpowiednich rozwiązań usprawniających integrację rynków we Wspólnocie, tj. tworzenie jednolitego wewnętrznego rynku gazu umożliwiającego swobodny handel gazem ziemnym w skali międzysystemowej i transgranicznej. Ponadto, zadaniem Regionalnych Inicjatyw Gazowych jest także identyfikowanie regionalnych priorytetów z zakresu infrastruktury energetycznej i koordynowanie inwestycji transgranicznych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz udzielanie wsparcia krajom członkowskim w przypadkach ewentualnego kryzysu gazowego.

W zakresie rynku gazu ziemnego Inicjatywy obejmują obecnie trzy regionalne rynki gazu: Północno-Zachodni (ang. *North-West Region*); Południowy (ang. *South Region*) i Południe, Południowy-Wschód (ang. *South, South-East Region*). Polska reprezentowana przez przedstawicieli Prezesa URE w Regionalnych Inicjatywach Gazowych jest aktywnym członkiem Rynku Południe, Południowy-Wschód. Jednocześnie, zgodnie z przyjętą strukturą Regionalnych Inicjatyw Gazowych, nadzór nad prowadzonymi pracami sprawowany był przez regulatorów poszczególnych państw regionu, skupionych w Komitecie Koordynacyjnym (ang. *Regional Coordination Committee – RCC*). Prace nad przygotowaniem metod i procedur wdrażania prowadzone były w ramach Komitetów Sterujących (w przypadku regionu Południe, Południowy-Wschód jest to tzw. Joint Advisory Panel) oraz Grupy Wdrożeniowej (*Implementation Group – IG*). Ponadto, istotną rolę doradczą oraz swoiste forum dyskusyjne stanowi Grupa Uczestników Rynku (ang. *Stakeholders Group*) w spotkaniach której brali udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz zainteresowani uczestnicy rynku.

W 2011 r. zadania realizowane w ramach Regionalnych Inicjatyw Gazowych 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 Wspólnocie, z których najważniejsze ujęto poniżej:

a) Rynek Północno-Zachodni (*North-West*):

- monitorowanie zgodności i realizacji przez operatorów systemów przesyłowych zasad wynikających z III pakietu w zakresie przejrzystości i publikowania informacji;
- przedłożenie przez operatorów systemów przesyłowych Planu Inwestycyjnego (*Gas Regional Investment Plan*);
- procedura *Open Season* ukierunkowana na zbadanie możliwości zwiększenia przepustowości na połączeniu międzysystemowym pomiędzy Francją i Luksemburgiem,

b) Rynek Południowy (*South*):

- procedura alokacji na połączeniu międzysystemowym pomiędzy Hiszpanią i Portugalią, na podstawie Wytycznych Ramowych i projektu Kodeksu Sieci ENTSOG, w tym zakończenie studium dotyczącego taryfy przesyłowej na tym połączeniu;
- procedura *Open Season* ukierunkowana na krótkoterminową zdolność przesyłową na połączeniu międzysystemowym pomiędzy Francją i Hiszpanią, w tym zakończenie Regionalnego Planu Inwestycyjnego;

⁸⁰⁾ W marcu 2011 r. z chwilą formalnego rozpoczęcia działalności Agencji ds. Współpracy Regulatorów powołanej na podstawie III pakietu energetycznego tj. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. nr 713/2009/WE ustanawiającego Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Rada Regulatorów przeszła do realizacji swoich zadań. W odniesieniu do rynku gazu ziemnego celem ACER jest wspieranie krajowych organów regulacyjnych, zgodnie z art. 39 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, w wykonywaniu na poziomie wspólnotowym zadań regulacyjnych, które wykonują one w państwach członkowskich, oraz koordynacja, w razie potrzeby, działań tych organów. Do jej zadań należy w szczególności: udział w tworzeniu europejskich kodeksów sieci gazu ziemnego; podejmowanie wiążących decyzji w sprawie zasad i warunków dostępu do infrastruktury transgranicznej oraz warunków jej bezpiecznej eksploatacji, w przypadku gdy krajowe organy regulacyjne nie mogą dojść do porozumienia lub wnieść do Agencji o interwencję; wydawanie opinii dla różnych podmiotów działających na rynku gazu ziemnego; udzielanie porad instytucjom europejskim na temat kwestii związanych z gazem ziemnym; monitorowanie wewnętrznego rynku gazu ziemnego oraz przedstawianie wyników tego monitorowania.

- monitorowanie zgodności i realizacji przez operatorów systemów przesyłowych, magazynowych i dystrybucyjnych zasad wynikających z III pakietu w zakresie przejrzystości i publikowania informacji,
- c) Rynek Południe, Południowy-Wschód (*South, South-East*):
 - 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 oraz listami Komisji Europejskiej do Regulatorów i Europejskiej Rady Regulatorów (ang. *Council of European Energy Regulators* – CEER), wysłanymi odpowiednio 18 i 20 kwietnia 2011 r. podjęto w ramach działań każdego z regionów prace nad poszczególnymi Planami Działań. Poniżej przedstawiono główne zadanie oraz ich założenia ujęte w Planach Działań, które realizowano przez poszczególne regiony w 2011 r. oraz w perspektywie roku 2014:

- a) Rynek Północno-Zachodni zawiera trzy główne priorytety:
 - implementacja Kodeksów Sieci;
 - spotkania Komitologii ws. Wytycznych Ramowych i Kodeksów Sietciowych;
 - wdrażanie projektów pilotażowych: 1) redukcja obecnej liczby platform wymiany handlowej i utworzenie poprzez konsolidację regionalnej platformy umożliwiającej rezerwację (alokację) i realizację umów, 2) alokacja zdolności przesyłowej z wykorzystaniem projektów pilotażowych, 3) finalizowanie Wytycznych Ramowych w zakresie bilansowania i ich wdrażanie z wykorzystaniem „projektów testowych”,
- b) Rynek Południowy skupia się na:
 - harmonizacji mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej;
 - harmonizacji procedur zarządzania ograniczeniami;
 - inwestycjach w nową infrastrukturę (10-letnie Plany Rozwoju – TYNDP i projekty europejskiego interesu);
 - bilansowaniu;
 - taryfach;
 - współpracy międzyoperatorskiej;
 - przejrzystości (publikacji informacji);
 - rozwoju hubów i handlu z wykorzystaniem platform wymiany handlowej,
- c) Rynek Południe, Południowy-Wschód realizuje zadania z zakresu:
 - alokacji zdolności przesyłowej i produktów powiązanych;
 - integracji rynków;
 - współpracy międzyoperatorskiej;
 - infrastruktury i inwestycji;
 - oraz bezpieczeństwa dostaw gazu.

Ponadto, w 2011 r. Prezes URE przeprowadził analizę i szeroką dyskusję opublikowanego w grudniu 2010 r. przez Komisję Europejską dokumentu pt. „Przyszła rola Inicjatyw Regionalnych”, mającego *de facto* zainicjować ocenę dotychczasowej formuły współpracy regionalnej w ramach Inicjatyw Regionalnych i wprowadzić pewne modyfikacje w odniesieniu do ich struktury lub sposobu zarządzania. Komisja zaproponowała przekształcenie dotychczasowej struktury regionalnych rynków gazu, w wyniku czego Polska przestałaby być członkiem Rynku Południowego/Południowo-Wschodniego i zostałaby włączona do dwóch nowych regionów:

- I. Rynku Środkowo-Wschodniego, w którym uczestniczyć mają Niemcy, Polska, Czechy, Słowacja i Austria oraz
- II. Rynku Krajów Bałtyckich (BEMIP), w strukturze którego mają się znaleźć Szwecja, Finlandia, Estonia, Litwa, Łotwa, Polska, Niemcy oraz Dania.

Celem takiego podejścia była potrzeba zapewnienia poprawy efektywności funkcjonowania rynków regionalnych i dostosowanie ich do nowych uwarunkowań, wynikających ze zmian

celów strategicznych stawianych uczestnikom inicjatyw, a także zmian otoczenia instytucjonalnego (m.in. powstanie nowych instytucji – ENTSOG, ACER). Za główne cele Inicjatyw Regionalnych obok aspektów związanych z rozbudową infrastruktury uznano m.in.: przyspieszenie implementacji II i III pakietu energetycznego, w tym kodeksów sieciowych oraz zapewnianie konkurencyjności rynku energii poprzez wdrożenie mechanizmu *market coupling* (łączenie rynków krajowych w jeden zintegrowany system). Ponadto, Komisja Europejska wskazała, że Inicjatywy Regionalne powinny realizować projekty pilotażowe, które pozwolą na zbadanie proponowanych rozwiązań i ułatwią ich późniejsze wdrożenie w skali całej UE. Jednakże, w ramach dalszych analiz i uzgodnień powyższa koncepcja nie została wdrożona w życie i w 2011 r. działania Regionalnych Inicjatyw gazowych realizowane były w niezmienionej strukturze.

W realizacji działań w ramach Regionalnych Inicjatyw Gazowych podkreślenia wymaga fakt zaangażowania i współpracy Prezesa URE – jako regulatora, z Ministrem Gospodarki jako tzw. *competent authority* oraz operatorem systemu przesyłowego i innymi uczestnikami rynku m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu. Ma to swoje umocowanie w Załączniku IV do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2010 w sprawie współpracy regionalnej, który stanowi, że opiera się ona na „istniejącej współpracy regionalnej obejmującej przedsiębiorstwa gazowe, państwa członkowskie i krajowe organy regulacyjne w celu poprawy m.in. bezpieczeństwa dostaw oraz integracji wewnętrznego rynku energii np. trzech regionalnych rynków gazu” w ramach Regionalnych Inicjatyw Gazowych.

Mając powyższe na uwadze, Prezes URE organizował w 2011 r. spotkania z operatorem systemu przesyłowego, których celem było zwiększenie efektywności działań realizowanych w ramach prac Regionalnych Inicjatyw Gazowych. Jednocześnie, operator systemu przesyłowego zainicjował prace nad pierwszą edycją regionalnych planów inwestycyjnych (ang. *Gas Regional Investment Plan* – GRIP). Dotychczas zakończono prace nad trzema planami obejmującymi region Europy: Północno-Zachodni (ang. *North-West Gas Regional Investment Plan*), Południowy (ang. *South Gas Regional Investment Plan*), a także Europy Środkowo-Wschodniej (ang. *Central Eastern Europe Gas Regional Investment Plan*). Ponadto, OGP Gaz-System SA koordynował prace nad planem regionalnym w regionie Morza Bałtyckiego (ang. *BEMIP Gas Regional Investment Plan*), który ma zostać opublikowany w marcu 2012 r.

2.3.2. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych

Na podstawie art. 24 rozporządzenia 715/2009, Prezes URE jest zobowiązany zapewnić przestrzeganie rozporządzenia, w szczególności w odniesieniu do art. 16 określającego zasady dotyczące mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych i procedur zarządzania ograniczeniami przesyłowymi odnoszącymi się do operatorów systemów przesyłowych (OSP). Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20a ustawy – Prawo energetyczne 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 Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

W 2011 r. Prezes URE monitorował współpracę 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 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 sprawie wyznaczenia OGP Gaz-System SA.

W tab. 44 przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA.

Tabela 44. 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	doła/godzina	1 013,7	1 013,7	0,0	8,1	986,9
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	doła/godzina	17,5	17,5	0,0	0,0	4,2
Severomoravske plynarske	Czechy	Branice	Polska	doła/godzina	1,4	0,6	0,8	0,8	0,2
Severomoravske plynarske	Czechy	Cieszyn	Polska	doła/godzina	241,0	230,3	10,8	3,5	212,0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowice	Polska	doła/godzina	5 588,1	4 204,8	1 383,3	1 383,3	3 742,4
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	doła/godzina	236,5	236,5	0,0	0,0	73,4
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	doła/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	doła/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	doła/godzina	3 066,0	1 740,7	1 325,3	1 325,3	1 719,6
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	doła/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 tab. 44 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 spoza GK PGNiG, jakkolwiek należy mieć na uwadze, że są one obciążone pewnymi ograniczeniami np. połączenie z niemieckim systemem przesyłowym w Lasowie było wykorzystywane w ponad 97%, uniemożliwiając przesył dodatkowych ilości gazu. Sytuacja ta może jednak ulec poprawie ze względu na zwiększenie możliwości przesyłu gazu na połączeniach międzysystemowych z krajami Wspólnoty tj. Niemcami i Czechami.

Mając na uwadze 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* (badania rynku). 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

jące 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 wyniku przeprowadzonej procedury, w której udział wzięło 28 przedsiębiorstw z Polski, Niemiec, Czech, Słowacji, Węgier, Francji, Wielkiej Brytanii, Szwajcarii oraz Austrii, 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 z IV poziomem pewności dostaw (zgodnie z postanowieniami obowiązującej taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych). 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 jeszcze nie zostały zakończone, ale 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. W zależności od wyników przeprowadzonych analiz w odniesieniu do punktu Lasów, OGP Gaz-System SA będzie wnioskował o przyznanie odstępstwa w całości lub w części od obowiązku wdrożenia zdolności przepływu w obu kierunkach na mocy przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE.

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 Podbeskidzia⁸¹⁾. 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, który umożliwi przesył ok. 500 mln m³ gazu ziemnego rocznie, łączy się na granicy polsko-czeskiej z przygotowywanym przez NET4GAS, s.r.o. – operatorem czeskim (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.

⁸¹⁾ 14 września 2011 r. w polskim Cieszynie oraz w czeskiej miejscowości Chotebuz odbyło się otwarcie połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami.

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.

Ponadto, odnotowania wymaga 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 – Litwa⁸²⁾. Analiza wyników dostarczyła ma 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). BEMIP jest jednym z priorytetów rozwoju infrastruktury energetycznej wyznaczonych przez Unię Europejską w ramach Drugiego Strategicznego Przeglądu Energetycznego. Jego celem jest integracja rynków energii i gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zakończenie izolacji krajów bałtyckich od europejskiego rynku energii⁸³⁾.

Działania z wykorzystaniem stanowiących już standard w Unii Europejskiej procedur (*Open Season*, Udostępniania przepustowości), pozwalają na efektywną ocenę zapotrzebowania rynku gazu na nowe moce, a właściwe ich wdrożenie w oparciu o stosowne analizy, z uwzględnieniem ekonomiki i optymalizacji efektywności realizowanych projektów inwestycyjnych, stanowi podstawę do podjęcia decyzji o realizacji planów inwestycyjnych, w tym połączeń międzysystemowych.

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 Jamał-Europa Zachodnia) i spółką OGP Gaz-System SA. Zawarta na okres do końca 2019 r. umowa określa podział obowiązków pomiędzy OGP Gaz-System SA, jako operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego oraz SGT EuRoPol Gaz SA będącym właścicielem tej infrastruktury.

W tab. 45 przedstawiono zdolności przesyłowe na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

⁸²⁾ 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.

⁸³⁾ W ramach działań na forum BEMIP prowadzone są rozmowy pomiędzy spółkami gazowymi z krajów rejonu Morza Bałtyckiego (Polska, Litwa, Łotwa, Estonia) w celu ustalenia możliwych ram współpracy w zakresie zdefiniowania projektu połączenia międzysystemowego, umożliwiającego państwom bałtyckim dostęp do europejskiego rynku gazu, które byłoby akceptowalne dla wszystkich podmiotów oraz uwzględniało obecne warunki rynkowe.

Tabela 45. 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)

Zarezerwowane w punkcie wejścia do systemu	Zdolności przesyłowe [mld m ³ /rok]		
	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.

W ramach monitorowania przez Prezesa URE zasad zarządzania i rozdziału przepustowości zbadano również realizację usługi wirtualnego przesyłu wstecznego (ang. *virtual reverse flow*) na gazociąg 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 Łwówku i wynosiła 15 965 tys. m³/d.

Zgodnie z zatwierdzoną przez Prezesa URE 31 sierpnia 2011 r. Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej 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. Jednakże, wnioskowane ilości oraz moce przekroczyły dostępną przepustowość. W wyniku przeprowadzonego przez OGP Gaz-System SA procesu podpisana została jedna umowa przesyłowa dotycząca usługi krótkoterminowej.

Dodatkowo, 18 października 2011 r. OGP Gaz-System SA poinformował uczestników rynku, iż ze względu na fakt, że SGT EuRoPol Gaz SA (właściciel polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia – SGT) zaoferował od 1 stycznia 2012 r. zdolności przesyłowe SGT na warunkach ciągłych, OGP Gaz-System SA w uzgodnieniu z Urzędem Regulacji Energetyki, 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 procedurą opisaną w pkt. 7.3.1 i 7.3.2 części I Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia.

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

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

Monitorowanie wypełniania obowiązków publikacyjnych przez OSP w odniesieniu do krajowego systemu gazowego oraz do Systemu Gazociągów Tranzytowych

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. Rozporządzenie to nakłada na OSP obowiązek podawania do wiadomości publicznej informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności oraz procedury zarządzania ograniczeniami. Ponadto rozporządzenie zobowiązuje OSP do upubliczniania szczegółowych informacji dotyczących m.in.:

- oferowanych przez OSP usług i stosowanych warunków, wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom sieci do uzyskania skutecznego dostępu do sieci,
- podstaw, metod kalkulacji i struktury taryf (za wyjątkiem, jeżeli dokonuje tego odpowiedni organ krajowy),
- technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia, w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie,
- informacji *ex-post* i *ex-ante* odnośnie podaży i popytu, opartych na nominacjach, prognozach oraz zrealizowanych przepływach do i z systemu.

Operator systemu przesyłowego jest zobowiązany ujawniać informacje wymagane na mocy ww. rozporządzenia w sposób zrozumiały, wymiennie jasny i łatwo dostępny oraz na niedyskryminacyjnych zasadach.

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 przesyśle paliwa gazowego,
- danych archiwalnych odnośnie wskaźników średniego rocznego wykorzystania zdolności przesyłowej oraz miesięcznych wskaźników maksymalnego i minimalnego wykorzystania zdolności przesyłowej od roku 2007.

Wszelkie przekazane dane 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 wystą-

pił z wnioskiem o zatwierdzenie przez Prezesa URE punktów właściwych⁸⁴⁾ 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:

- 1) powstałe po dacie wydania niniejszej decyzji punkty właściwe systemu gazociągów przesyłowych i systemu gazociągów tranzytowych wymagają zatwierdzenia przez Prezesa URE,
- 2) powstałe po dacie wydania niniejszej 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 niniejszą 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 tzw. gazociągu jamalskiego. Poza tym, była jednym z elementów mających wpływ na rozpoczęcie świadczenia przez OSP usług przesyłowych za pomocą rewersu wirtualnego.

W związku z podpisaniem 25 października 2010 r. umowy pomiędzy OGP Gaz-System SA a SGT EuRoPol Gaz SA (właściciel polskiej części gazociągu jamalskiego) powierzającej funkcję operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał-Europa OGP Gaz-System SA oraz wyznaczenie tej spółki przez Prezesa URE 17 listopada 2010 r. 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. 31 sierpnia 2011 r. Prezes URE zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa (IRiESP SGT). Zatwierdzenie instrukcji umożliwiło oferowanie przez OGP Gaz-System SA na niedyskryminacyjnych zasadach dostępnej przepustowości na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, dając tym samym operatorowi możliwość wypełnienia obowiązków informacyjnych nałożonych przez rozporządzenie 715/2009.

Prezes URE, realizując swoje zadania ustawowe, przeprowadził badanie zgodności informacji upublicznionych przez OGP Gaz-System SA na swojej stronie internetowej z obowiązkami wynikającymi z obowiązujących przepisów w zakresie upubliczniania informacji w odniesieniu do polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W wyniku przeprowadzonego monitoringu stwierdzono, że OGP Gaz-System SA spełnia wymagania wynikające z rozporządzenia 715/2009. 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,
- 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, zarówno w odniesieniu do KSG, jak i do SGT, wymagane informacje odnośnie stawek opłat oraz metodologii kalkulacji i struktu-

⁸⁴⁾ 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.

ry taryf dla usług przesyłania paliw gazowych, załączając dodatkowo odpowiednie kalkulatory opłat za usługi przesyłania oraz usługi dodatkowe.

Monitorowanie wypełniania obowiązków publikacyjnych przez OSM

Wraz z wejściem w życie rozporządzenia 715/2009 rozszerzony został katalog podmiotów podlegających obowiązkowi publikowania określonych informacji o operatorów systemów magazynowych i operatorów systemu LNG. Zgodnie z rozporządzeniem ww. operatorzy są obowiązani podawać do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące:

- oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom instalacji LNG oraz instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji,
- niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
- zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG i instalacji magazynowych w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie,
- ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub instalacji LNG, lub w grupie instalacji magazynowych – jeżeli taki dostęp jest oferowany użytkownikom, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji magazynowych i instalacji LNG, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich (informacje aktualizowane przynajmniej raz dziennie),
- ustalania, metod obliczania i struktury taryf w odniesieniu do infrastruktury w ramach regulowanego dostępu stron trzecich.

Analogicznie do badania OSP, Prezes URE przeprowadził w 2011 r. badanie monitorujące sposób wypełniania przez operatora systemu magazynowego PGNiG SA Oddział Operator Systemu Magazynowania (zwanego dalej OSM) obowiązków publikacyjnych wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, którego wyniki wskazały na brak publikacji części wymaganych informacji. W marcu 2011 r. PGNiG SA zwrócił się do Prezesa URE, w oparciu o art. 19 ust. 4 rozporządzenia 715/2009, z wnioskiem o poufne traktowanie danych oraz udzielenie zezwolenia na niepodawanie do publicznej wiadomości informacji wskazanych ww. artykule (m.in. ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych, ilości gazu wprowadzone i pobrane, dostępna zdolność w instalacjach magazynowych). Szerszy opis powyższej sprawy znajduje się w części II pkt 2.4.5. niniejszego sprawozdania. W związku z decyzją odmowną Prezesa URE odnośnie ww. wniosku, OSM był zobowiązany do upublicznienia wszystkich wymaganych przez rozporządzenie 715/2009 informacji. Powtórnie przeprowadzone przez Prezesa URE w grudniu 2011 r. badanie wykazało, że OSM uzupełnił na swojej stronie internetowej brakujące informacje.

2.4. Przestanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

2.4.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiewzięcia energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa. Projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki ener-

getycznej państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Plany rozwoju są także podstawowym źródłem wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstwa w zakresie planowanych inwestycji służących przyłączaniu nowych odbiorców jak też o przedsięwzięciach niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System SA)

W 2011 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System SA uzgodniony na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r. Został on uzgodniony jeszcze w 2009 r. i szczegółowa informacja na temat tego planu znajduje się w sprawozdaniu Prezesa URE za 2009 r. W 2011 r., w stosunku do informacji w tym zakresie zawartych w wymienionym sprawozdaniu, nic nie uległo zmianie.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2011 r. obowiązywały plany rozwoju OSD 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. Szczegółowa informacja na ich temat znajduje się w sprawozdaniu Prezesa URE za 2009 r. i 2010 r. Mimo uzgodnienia wysokości nakładów tylko na dwa lata, tj. 2010 i 2011, oszacowania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych OSD dokonano na okres od 2009 r. do 2013 r. 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.

Tabela 46. Zestawienie nakładów inwestycyjnych (suma: sześciu OSD oraz OSP) w cenach bieżących

ROK	NAKLĄDY 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	–

Źródło: URE.

Przedsiębiorstwa gazownicze pełniące funkcje OSD

W 2011 r. Prezes URE uzgodnił cztery projekty planów rozwoju przedsiębiorstw gazowniczych pełniących funkcję OSD. Dodatkowo projekt planu rozwoju jednego przedsiębiorstwa gazowniczego pełniącego funkcję OSD jest nadal w fazie uzgodnień.

2.4.2. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa gazociągu bezpośredniego, zdefiniowanego w art. 3 pkt 11e ww. ustawy (gazociąg, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego), wymaga przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego,

nego, uzyskania zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji. W ramach postępowania o udzielenie takiej zgody Prezes URE uwzględnia następujące przesłanki:

- wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej,
- odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych istniejącą siecią gazową podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

W 2011 r. nie wpłynął żaden wniosek ani nie wydano żadnej decyzji w sprawie wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

2.4.3. Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych

Na mocy postanowień ustawy o zapasach, Prezes URE weryfikuje bądź ustala zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających w okresie od 1 października 2010 r. do 30 września 2012 r. – co najmniej 20-tu dniom średniego dziennego przywozu tego gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, umożliwiające podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw tego gazu na rynek.

Weryfikacja wskazanych zapasów dotyczy przedsiębiorstw, które importują już gaz, natomiast ich ustalenie odnosi się do przedsiębiorstw podejmujących dopiero działalność we wskazanym zakresie.

W pierwszym przypadku wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego ustala samo przedsiębiorstwo na podstawie wielkości przywozu, w okresie od 1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku, która wynika ze – sporządzanych przez przedsiębiorstwo – sprawozdań statystycznych. Informację o ustalonych wielkościach zapasów przedsiębiorstwo przedkłada Prezesowi URE, do 15 maja danego roku, w celu jej weryfikacji (art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach).

Natomiast w przypadku drugim – stosownie do postanowień art. 25 ust. 5 ww. ustawy – wielkość zapasów obowiązkowych ustala Prezes URE:

- na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września na podstawie deklaracji przedsiębiorstwa, dotyczącej planowanej wielkości przywozu,
- od 1 października do 30 września kolejnego roku na podstawie średniej ilości jego przywozu z dotychczasowego okresu prowadzenia działalności.

W 2011 r. Prezes URE na mocy ustawy o zapasach wydał jedną decyzję, którą zaakceptował ustaloną przez PGNiG SA wielkość zapasów, które to przedsiębiorstwo obowiązane jest utrzymywać w okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r.

2.4.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Jak stanowi art. 53 ustawy o zapasach (w treści ustalonej ustawą 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 ustaw⁸⁵⁾), jeżeli w ocenie operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych działania, o których mowa w art. 50 i art. 52 tejże ustawy, nie spowodują przywrócenia stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, operator ten, z własnej inicjatywy lub na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zgłasza ministrowi właściwemu do spraw gospodarki potrzebę wprowadzenia ograniczeń w po-

⁸⁵⁾ Dz. U. Nr 234, poz. 1392.

borze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach ograniczenia w poborze gazu ziemnego mogą być wprowadzone przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na jaki będą wprowadzane te ograniczenia.

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach, plany wprowadzania ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Natomiast zgodnie z art. 58 ust. 17 ww. ustawy, operatorzy o których mowa w ust. 1 tegoż przepisu, aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają te plany, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁸⁶⁾ (dalej „rozporządzenie”), przedkładane przez operatorów plany ograniczeń składają się z dwóch części, przy czym pierwsza część planu zawiera informacje dotyczące okresu obowiązywania planu, trybu wprowadzania ograniczeń przez operatora systemu gazowego, sumarycznych, maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 – określonych w danym planie dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, sporządzone w formie zestawienia. Natomiast druga część planu ograniczeń zawiera informacje o maksymalnych godzinowych i dobowych ilościach poboru gazu ziemnego, w stopniach zasilania od 2 do 10, dla poszczególnych odbiorców ujętych w planie.

Zgodnie z art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach, podmioty obowiązane do sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

W myśl § 4 ust. 2 ww. rozporządzenia w przypadku niedoboru gazu ziemnego w systemie gazowym lub wystąpienia skrajnie niskich temperatur, ograniczeniami w poborze gazu ziemnego nie są objęci odbiorcy:

- a) pobierający gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi mniej niż 417 m³/h,
- b) gazu ziemnego w gospodarstwach domowych,
– w okresie trwania ograniczeń.

Prezes URE decyzjami wydanymi w grudniu 2011 r., zatwierdził plan wprowadzania ograniczeń przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego gazowego (tj. przedsiębiorcę – OGP Gaz-System SA) oraz odpowiednie plany przedstawione przez jedenastu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych.

2.4.5. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych

Zgodnie z akapitem 1 art. 19 ust. 4 rozporządzenia 715/2009 operatorzy systemów magazynowych mają obowiązek podawania do publicznej wiadomości informacji o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej (lub w grupie instalacji magazynowych, jeśli taki dostęp jest oferowany użytkownikom), ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności

⁸⁶⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

instalacji magazynowych. Zapis art. 19 ust. 4 akapit 2 rozporządzenia 715/2009 wskazuje, że krajowy organ regulacyjny może zezwolić operatorowi systemu magazynowania na niepodawanie do publicznej wiadomości danych, o których mowa w akapicie 1 przepisu, o ile użytkownik systemu jest jedynym użytkownikiem instalacji magazynowej, użytkownik ten przedłożył krajowemu organowi regulacyjnemu uzasadniony wniosek dotyczący poufnego traktowania danych, o których mowa w akapicie 1 przepisu, a krajowy organ regulacyjny uznał wniosek za zasadny. PGNiG SA zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o poufne traktowanie danych, o których mowa w akapicie 1 art. 19 ust. 4 rozporządzenia 715/2009 dla instalacji magazynowych stanowiących części bezziornikowych magazynów gazu ziemnego: PMG „Husów”, PMG „Wierzchowice” i PMG „Mogilno”, a w przypadku uznania wniosku za zasadny, PGNiG SA wniosło o udzielenie zezwolenia na niepodawanie do publicznej wiadomości informacji wskazanych w art. 19 ust. 4 rozporządzenia 715/2009. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego Prezes URE wydał decyzję odmowną, tj. odmówił traktowania jako poufne danych, o których mowa w akapicie 1 art. 19 ust. 4 rozporządzenia 715/2009 dla instalacji magazynowych stanowiących części bezziornikowych magazynów gazu ziemnego: PMG „Husów”, PMG „Wierzchowice” i PMG „Mogilno”. 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.

2.4.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2011 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 30 ust. 1 ustawy o zapasach, dwukrotnie przeprowadził kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Do dnia wejścia w życie nowelizacji ustawy o zapasach, do posiadania zapasów obowiązkowych gazu były zobowiązane przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub dokonujące przywozu gazu ziemnego, a także przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w obszarze magazynowania gazu ziemnego.

Pierwsza kontrola została przeprowadzona w 21 przedsiębiorstwach według stanu zapasów na 31 maja 2011 r. Badanie wykazało, że tylko jedno przedsiębiorstwo, PGNiG SA utrzymywało obowiązkowe zapasy gazu w wielkości, która nie była zgodna z ustaloną decyzją Prezesa URE wymaganą wielkością obowiązkowych zapasów gazu dla tego przedsiębiorstwa. Niedobór zapasów w stosunku do wymaganych wielkości na 31 maja 2011 r. wyniósł 110 600 tys. m³. W związku z powyższym, przedsiębiorstwo PGNiG SA zostało wezwane przez Prezesa URE do przekazania odpowiednich wyjaśnień oraz przedstawienia dodatkowych dokumentów w tej kwestii. W odpowiedzi spółka PGNiG SA wyjaśniła, że niedobór gazu (około 95%) w magazynach dedykowanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych wynikał ze zwiększonego poboru gazu w okresie zimowym tj. od początku grudnia 2010 r. do początku marca 2011 r. Jednocześnie, spółka poinformowała o odtworzeniu w pełni zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zgodnie z art. 26 ust. 3-4 ustawy o zapasach oraz przedstawiła kopię decyzji Ministra Gospodarki, zgodnie z którą termin do uzupełnienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego został przedłużony do 31 sierpnia 2011 r. Spółka przedłożyła również szczegółową informację o zmagazynowanych zapasach (w tym dokumenty potwierdzające parametry jakościowe gazu), które utrzymywane były w trzech magazynach – Mogilno, Wierzchowice, Husów. Inne badane przedsiębiorstwa (20) nie utrzymywały zapasów gazu, w tym dziesięć przedsiębiorstw w ogóle nie rozpoczęło działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, w związku z czym nie było zobowiązane do utrzymywania zapasów. Jedno przedsiębiorstwo realizowało obrót gazem ziemnym z zagranicą jedynie w formie eksportu gazu, w rezultacie także nie było zobowiązane

do utrzymywania zapasów gazu. Pozostałe dziewięć przedsiębiorstw zostało zwolnionych z utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu na podstawie decyzji Ministra Gospodarki.

Kolejną kontrolę, Prezes URE przeprowadził według stanu zapasów na 30 września 2011 r. Kontrolą zostało objętych dwadzieścia przedsiębiorstw posiadających ważną koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Tak jak w poprzednim badaniu, jedynym przedsiębiorstwem utrzymującym obowiązkowe zapasy gazu było PGNiG SA, które na 30 września 2011 r. posiadało wymaganą decyzją Prezesa URE wielkość zapasów. Dziewiętnaście przedsiębiorstw nie utrzymywało zapasów gazu, w tym jedno przedsiębiorstwo realizowało obrót gazem ziemnym z zagranicą jedynie w formie eksportu gazu, dziewięć przedsiębiorstw nie rozpoczęło działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego, siedem przedsiębiorstw zostało zwolnionych z utrzymywania zapasów gazu przez Ministra Gospodarki. Dwa przedsiębiorstwa, które zostały zwolnione z utrzymywania zapasów gazu przez Ministra Gospodarki oświadczyły dodatkowo, że nie rozpoczęły działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego.

W związku z wejściem w życie 4 grudnia 2011 r. nowelizacji ustawy o zapasach, w odniesieniu do dotychczasowych przepisów regulujących kwestię utrzymywania i kontroli zapasów obowiązkowych gazu zaszły znaczące zmiany. Zakres podmiotów podlegających pod obowiązek utrzymywania zapasów został ograniczony wyłącznie do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą dokonujących przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Nowe przepisy wprowadzają także, przy spełnieniu określonych w ustawie warunków, możliwość utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza Polską, na terytorium państw członkowskich UE oraz Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Dodatkowo został zwiększony maksymalny limit wielkości przywozu gazu ziemnego (w ciągu roku kalendarzowego) uprawniający do ubiegania się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu z poziomu 50 mln m³ do poziomu 100 mln m³ gazu ziemnego rocznie. Prezes URE podjął działania mające na celu skuteczne wypełnianie obowiązków regulacyjnych nałożonych na podstawie nowelizacji przepisów ustawy o zapasach.

2.4.7. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne 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, które za pomocą przydzielonych narzędzi, jest stale monitorowane przez Prezesa URE.

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, 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 przedsiębiorcę 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, 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 oraz OGP Gaz-System SA wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstwa, 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 kolejnym dla regulatora 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 okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r. PGNiG SA utworzyło zapas obowiązkowy w ilości 555,8 mln m³ (wyniki monitorowania wielkości zapasów paliw gazowych zostały omówione w pkt 2.4.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego).

- **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 ustawą – Prawo energetyczne 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 instalacjach magazynowych w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ustawy, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni i uzupełnienia (do wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 albo ust. 5) w przypadku uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie 4 miesięcy, licząc od końca miesiąca, w którym nastąpiło ich uruchomienie. Zaintere-

sowane przedsiębiorstwa energetyczne mają możliwość utworzenia zapasu obowiązkowego gazu w instalacjach magazynowych operatora systemu magazynowania.

W ramach monitorowania bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców końcowych, Prezes URE działając na podstawie przepisów ustawy o zapasach przeprowadził w 2011 r. dwie kontrole zapasów paliw gazowych, zgromadzonych w magazynach na terenie Polski. Przebieg oraz wyniki przeprowadzonej kontroli zostały szczegółowo opisane w punkcie 2.4.6. niniejszej części sprawozdania.

Monitorowanie stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy, zgodnie z wielkościami określonymi w § 1 ust. 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy⁸⁷⁾. Powyższe wielkości określają na okres od 2001 r. do 2020 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w latach 2010–2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 70%.

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. W koncesjach udzielanych przez Prezesa URE na OGZ zamieszczony został warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji.

W 2011 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez Koncesjonariuszy, tym razem dotyczący wypełnienia ww. obowiązku w 2010 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy na podstawie informacji przedstawionych przez koncesjonariuszy ustalono, iż dwóch z nich w 2010 r. nie wypełniło obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu.

Wobec ww. koncesjonariuszy zostaną wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, a tym samym naruszenie warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

2.4.8. Pozostałe działania Prezesa URE w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W 2011 r. realizowane były 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. Rozporządzenie to zawiera rozwiązania służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu, których wprowadzenie nie pozostaje bez wpływu na działalność poszczególnych przedsiębiorców, w tym zwłaszcza na OGP Gaz-System SA oraz PGNiG SA. Jednocześnie celem rozporządzenia było zapobieganie oraz łagodzenie potencjalnych skutków kryzysu spowodowanego przerwaniem dostaw gazu. Zgodnie z zapisami rozporządzenia państwa członkowskie powinny wspierać działania ukierunkowane na dywersyfikację źródeł energii oraz dróg i źródeł zaopatrzenia w gaz, w szczególności mając na uwadze działania priorytetowe określone w Drugim strategicznym przeglądzie energetycznym. Ponadto, rozporządzenie powierza przedsiębiorstwom gazowniczym i właściwym organom państw członkowskich zadania zagwarantowania skutecznego funkcjonowania rynku gazu przez jak najdłuższy czas w przypadku zakłóceń w dostawach, zanim właściwy organ podejmie środki mające zaradzić sytuacji, w której rynek nie jest w stanie dłużej zapewnić wymaganych dostaw gazu.

⁸⁷⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

2.4.9. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Przeprowadzając ocenę stanu bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego w Polsce należy wziąć pod uwagę zmiany legislacyjne, jakie miały miejsce w minionym okresie, zarówno w prawodawstwie krajowym, jak i wspólnotowym. Zmiany te, dotyczące funkcjonowania całego sektora gazowego, w szczególności odnoszące się do bezpieczeństwa dostaw, w tym mechanizmów i procedur kryzysowych oraz zakresu dotyczącego wspierania inwestycji infrastrukturalnych, jak i polityki energetycznej Polski i innych państw europejskich oraz Komisji Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

Ponadto, niezwykle istotny wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw miały takie czynniki, jak: zapotrzebowanie rynku na paliwa gazowe, stopień dywersyfikacji i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski, stan techniczny i funkcjonalność systemu: przesyłowego, magazynowego i systemów dystrybucyjnych oraz stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim. Nie bez znaczenia jest także zakres kontroli właścicielskiej państwa oraz potencjał wydobycia krajowego, którego wzrost w kontekście prowadzonych prac poszukiwawczych gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych może stanowić o bezpieczeństwie energetycznym państwa na kolejne dziesięciolecia.

Jak wspomniano powyżej w 2011 r. nastąpiły zmiany legislacyjne mające istotny wpływ na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Polsce, odnoszące się m.in. do szeroko pojmowanego obszaru bezpieczeństwa energetycznego, w tym bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

W związku z wejściem w życie 4 grudnia 2011 r. nowelizacji ustawy o zapasach, nastąpiły znaczące zmiany w odniesieniu do dotychczasowych przepisów regulujących kwestię utrzymywania i kontroli zapasów obowiązkowych gazu. Ważnym powodem nowelizacji ustawy o zapasach były zastrzeżenia Komisji Europejskiej odnośnie dotychczas funkcjonujących przepisów dotyczących obowiązkowych zapasów gazu, które według Komisji Europejskiej były niezgodne z prawem Unii Europejskiej. W opinii Komisji przepisy prawa polskiego wykroczyły poza środki, które są konieczne do zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego i w związku z tym uznane za nieproporcjonalne. Ponadto, według Komisji, dotychczas funkcjonujące przepisy w tej kwestii uniemożliwiały efektywne działanie zasady TPA, powodując dyskryminację niektórych przedsiębiorstw i nie sprzyjały rozwojowi konkurencji na rynku. Szczegółowy opis głównych zmian w ustawie o zapasach został zawarty w punkcie 2.4.6. niniejszej części sprawozdania.

Rozwiązania przyjęte w znowelizowanej ustawie o zapasach są niezwykle istotne ze względu na potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, w szczególności w sytuacji wzmożonego zapotrzebowania na gaz lub ewentualnego kryzysu. Jednocześnie, zgodnie z przyjętym w ustawie zapisem, utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu poza granicami kraju możliwe będzie, jeśli zobowiązany podmiot dostarczy operatorowi systemu przesyłowego dokumenty potwierdzające możliwość przesłania do polskiego systemu gazowego całkowitej ilości zapasów gazu zgromadzonego poza terytorium RP. Ponadto, w celu przeprowadzenia przez Prezesa URE kontroli w zakresie wykonywania obowiązków dotyczących utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, ustawa zobowiązuje podmiot utrzymujący zapasy gazu ziemnego poza Polską, do przedłożenia na żądanie Prezesa URE m.in.: dokumentów dotyczących przywozu gazu ziemnego za rok, w którym jest przeprowadzana kontrola i rok poprzedni, umożliwiających weryfikację poprawności ustalenia poziomu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego; dokumentów umożliwiających sprawdzenie zgodności stanu faktycznego z wielkością zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ustaloną według zasad określonych w art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ustawy; dokumentów potwierdzających jakość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego; dokumentów potwierdzających możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej w okresie, o którym mowa w art. 24 ust. 2 pkt 2 oraz w art. 24a ust. 1 pkt 2, w szczególności kopii umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Jednocześnie z ustawy o zapasach usunięto zapisy dotyczące możliwości wejścia na teren nieruchomości i do obiektów przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do tworzenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, upoważnionych pracowników URE w ramach kontroli działalności tych przedsiębiorstw. Jednakże, w opinii Prezesa URE, w związku z celem jakim jest uniknięcie nieuzasadnionej dysproporcji obciążeń (magazyny w kraju i magazyny poza Polską) oraz mając na uwadze dotychczasową praktykę URE, kontrola przedsiębiorstw poprzez żądanie przedłożenia odpowiednich dokumentów oraz złożenia niezbędnych wyjaśnień jest wystarczającym i skutecznym sposobem

weryfikacji realizacji obowiązku posiadania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez zobligowane do tego przedsiębiorstwa. Tym samym, Prezes URE podjął odpowiednie działania dostosowawcze do zmian wprowadzonych w ustawie mające na celu skuteczne wypełnianie obowiązków regulacyjnych nałożonych na Prezesa URE na podstawie przepisów ustawy o zapasach.

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. Rozporządzenie to zawiera rozwiązania służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu, których wprowadzenie nie pozostało bez wpływu na działalność poszczególnych przedsiębiorstw odpowiedzialnych za bezpieczeństwo dostaw gazu, w tym zwłaszcza na operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA oraz PGNiG SA. Zadania te obejmowały:

- koordynację działań regulacyjnych między przedsiębiorstwami krajowymi a regulatorami i operatorami z państw sąsiadujących, a także przy zaangażowaniu ACER i Komisji Europejskiej w przypadku budowy i rozbudowy połączeń wzajemnych, wliczając w to działania na rzecz zapewnienia odwrotnego przepływu gazu w sieci. Służyć to ma zapewnieniu wspólnego podejścia do inwestycji realizowanych po obu stronach granicy, w sąsiadujących państwach Unii Europejskiej. Koordynacja działań dotyczyła takich obszarów jak: zapewnienie jednolitego reżimu regulacyjnego wobec inwestycji przez sąsiadujących regulatorów, określenie instrumentów wsparcia dla wypełnienia standardu N-1, wypracowanie zasad rozliczeń finansowania rozbudowy interkonektorów, w sytuacji gdy koszty poniesione w jednych państwach członkowskich służą innym państwom itp.,
- udziału w opracowaniu planu działań zapobiegawczych (ang. *Preventive Action Plan*) i planów na wypadek sytuacji nadzwyczajnych (ang. *Emergency Plan*),
- opracowywania oceny wpływu wypełniania standardów infrastruktury na przyszły proces zatwierdzania taryf i spójności z planami rozwoju sieci,
- przekazywania organowi wdrażającemu (ang. *competent authority*) rozporządzenie informacji na potrzeby opracowania oceny ryzyk związanych z bezpieczeństwem dostaw w kraju,
- realizację zadań wyznaczonych regulatorowi w planach na wypadek sytuacji nadzwyczajnych definiujących scenariusze działań na okoliczność sytuacji nadzwyczajnych.

Mając na uwadze realizację powyższych zadań Prezes URE uczestniczył przy opracowaniu dokumentu „Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego”, przygotowanego przez MG 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 określić, czy system przesyłowy spełnia standardy infrastruktury.

Nie bez znaczenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego były prowadzone w 2011 r. działania na rzecz wdrażania w państwach członkowskich Wspólnoty, w tym w Polsce, przepisów wynikających z tzw. III pakietu energetycznego. Obowiązująca od 3 marca 2011 r. legislacja wspólnotowa ujednoliciła uprawnienia krajowych organów regulacyjnych i zapewnienia ich niezależności oraz wprowadza wspólne zasady funkcjonowania i rozwoju sieci. Polska przeprowadziła prace nad dostosowywaniem i wdrażaniem stosownych rozwiązań, mających wpływ na bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, w tym m.in. mechanizmów współpracy. Jednakże brak takich rozwiązań w krajach sąsiadujących z Polską, nie będących członkami Wspólnoty sprawia, że dostawy surowca są obciążone pewnym ryzykiem, a poziom bezpieczeństwa jest niższy. Sytuacja taka dotyczy zarówno Białorusi, jak i Ukrainy. Utrudnia to pełniejsze wykorzystanie zdolności przesyłowych na połączeniach sieci OGP Gaz-System SA z sieciami operatorów białoruskiego i ukraińskiego, tym samym przekładając się na trudności w zabezpieczeniu dostaw gazu z kierunku wschodniego od podmiotów innych niż OOO „Gazprom eksport”. Wdrożenie zapisów III pakietu energetycznego poprzez ich implementację do prawa krajowego jest konieczne dla zagwarantowania funkcjonowania zintegrowanego rynku gazu oraz zapewnienia niezakłóconych i bezpiecznych dostaw paliwa gazowego. W tym kontekście niezwykle istotna jest realizacja priorytetów wspólnotowej polityki energetycznej, której rozwiązania są korzystne dla Polski. Jednakże obecny stopień rozwoju infrastruktury gazowej Polski, choć ulegający stopniowej poprawie, uniemożliwia w pełni szybką i skuteczną reakcję na zakłócenia

w dostawach. Szczególnego znaczenia nabiera tu konieczność intensyfikacji prac na rzecz dalszej rozbudowy połączeń wzajemnych oraz dywersyfikacji dróg i źródeł zaopatrzenia.

W 2011 r. Prezes URE dokonał analizy działań prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, która pozwalała stwierdzić, iż sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń, a wszystkie podmioty odpowiedzialne za dostarczanie gazu wypełniały nałożone na nie prawem obowiązki – prowadziły prace modernizacyjne i inwestycyjne w celu usprawniania pracy systemu oraz zapewnienia nowych dróg dostaw: kontynuowanie budowy terminalu LNG do odbioru drogą morską skroplonego gazu ziemnego; rozbudowa systemu przesyłowego na północy Polski; budowa gazociągu łączącego polski i czeski system gazowy w ramach procedury udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia; rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu.

Ponadto, mając na uwadze sytuacje dotyczące 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 ograniczeń⁸⁸⁾. Dodatkowo, dostawcy wprowadzili procedury obejmujące m.in. mechanizm ograniczeń kontraktowych.

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. W Polsce zaangażowanych w działalność poszukiwawczą jest kilkadziesiąt podmiotów krajowych i zagranicznych, w tym takie jak PGNiG SA, Orlen, Exxon Mobile, 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.

Z punktu widzenia zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego do Polski, także w kontekście zapisów 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 przypad-

⁸⁸⁾ 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.

ku 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.

3. CIEPŁOWNICTWO

3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja

3.1.1. Lokalne rynki ciepła

Sektor usług ciepłowniczych charakteryzuje się lokalnym zasięgiem działalności podmiotów prowadzących działalność w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło. Specyfika zaopatrzenia w ciepło wynika stąd, że ciepło jest dostarczane do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary, a jego podatność na zmiany podstawowych parametrów (temperatury i ciśnienia) skutkujących obniżeniem jakości w czasie transportu, determinuje jego dostawę rurociągami na bliskie odległości. Powoduje to, że poszczególne źródła i sieci ciepłownicze działają na ogół w obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji.

Na lokalnym rynku ciepła konkurencja pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi możliwa jest praktycznie tylko na etapie podejmowania decyzji o budowie nowych lub rozbudowie istniejących systemów ciepłowniczych. Ostatnio zaobserwowaną tendencją są projekty budowy dodatkowych mocy wytwórczych. Jeżeli zostaną one zrealizowane mogą zdarzyć się przypadki nadwyżki podaży ciepła na lokalnych rynkach. W takiej sytuacji odbiorca, na etapie podejmowania decyzji o sposobie zaopatrzenia obiektu w ciepło (i/lub chłód) będzie miał możliwość wyboru części systemu ciepłowniczego, w tym źródła, z którego będzie zasilany. Przypadek taki może mieć miejsce w sytuacji możliwości przyłączenia się do dwóch odrębnych części systemu ciepłowniczego (odrębnych źródeł ciepła, z których każde zasila wyodrębnione, przyłączone do tego źródła, sieci ciepłownicze). Natomiast w przypadku systemu ciepłowniczego zasilanego z zespołu źródeł wytwarzających ciepło i pracujących na wspólnej sieci ciepłowniczej, taki wybór nie jest możliwy, a obowiązek optymalizacji kosztów zakupu ciepła i jego dostawy będzie spoczywał na dystrybutorze ciepła. Dodatkowo należy wspomnieć o istniejących ograniczeniach, które wynikają przede wszystkim z uwarunkowań technicznych (m. in. układ i parametry istniejących sieci). Powyższe uwarunkowania są istotnym elementem działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, która co do zasady ma charakter monopolu naturalnego.

Stan bezpieczeństwa energetycznego na lokalnych rynkach ciepła to przede wszystkim zdolność przedsiębiorstw energetycznych do bieżącego i przyszłego zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców. Zdolność ta zależy od stanu infrastruktury technicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz od możliwości jej modernizacji i rozwoju, będących pochodną zwłaszcza sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych i kompetencji kadry zarządzającej. Z uwagi na lokalny wymiar działalności ciepłowniczej, istotnym czynnikiem wpływającym na poziom kondycji finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych, który w sposób szczególny w przypadku ciepłownictwa musi być brany pod uwagę, jest dostępność cenowa ciepła systemowego dla odbiorców, z którą bezpośrednio związana jest regularność wnoszenia opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze odbiorców wobec przedsiębiorstw ciepłowniczych mogą powodować trudności w zgromadzeniu środków niezbędnych do utrzymania należytego stanu technicznego urządzeń i instalacji, co w konsekwencji wymaga od tych podmiotów dołożenia szczególnej staranności w działaniach zapobiegających potencjalnym zagrożeniom w utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło. Potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest jednym z powodów, dla których działalność przedsiębiorstw funkcjonujących w obszarze zaopatrzenia odbiorców w ciepło podlega regulacji.

Silna zależność od warunków lokalnych a także zaszłości historycznych ma niewątpliwie bezpośredni wpływ na zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych obserwowanych w systemach ciepłowniczych w Polsce. Właścicielami poszczególnych elementów systemów ciepłowniczych (źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych) mogą być różne podmioty, a ich eksploatacja mogą zajmować się różne przedsiębiorstwa.

Zaprezentowany poniżej opis sektora ciepłowniczego został przygotowany w oparciu o dane za 2010 r. zebrane w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych

przeprowadzonym przez Prezesa URE w lutym 2011 r. Dane za 2011 r. dostępne będą dopiero po zakończeniu I kwartału 2012 r.⁸⁹⁾

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2010 r. na regulowanym rynku ciepła funkcjonowało 496 przedsiębiorstw posiadających koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, z czego 488 wzięło udział w badaniu. Różnica pomiędzy liczbą przedsiębiorstw koncesjonowanych a tymi, które nadsyłały wypełnione formularze sprawozdawcze wynikała z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje, zajmowały się w 2010 r. koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą. Ponadto niektóre z nich, w okresie sprawozdawczym, występowały o cofnięcie koncesji w związku z zaprzestaniem działalności lub znacznym jej ograniczeniem i tym samym odmawiały złożenia sprawozdania.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze były w większości przypadków zintegrowane pionowo i zajmowały się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją a także obrotem, w związku z tym posiadały koncesje na różne rodzaje działalności ciepłowniczej. W 2010 r. wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej prowadziło 13,3% badanych przedsiębiorstw, a 66,2% łączyło wytwarzanie ciepła z przesyłaniem i dystrybucją. Niecałe 9% podmiotów prowadziło wyłącznie działalność wytwórczą, a niecałe 12% zajmowało się przesyłaniem i dystrybucją połączonymi z obrotem. Część z tych ostatnich wytwarzała zazwyczaj ciepło we własnych źródłach, ale takich, które nie podlegały koncesjonowaniu (suma mocy zainstalowanej w tych źródłach nie przekraczała 5 MW). Z całej badanej grupy przedsiębiorstw 88,3% zajmowało się wytwarzaniem ciepła, a 91,2% świadczyło usługi dystrybucyjne.

Zgodnie z Polską Klasyfikacją Działalności⁹⁰⁾ sektor usług ciepłowniczych stanowią trzy zasadnicze grupy przedsiębiorstw:

- przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (grupa 35.3), w skład której wchodzi zarówno zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne, zajmujące się dostarczaniem do odbiorców ciepła produkowanego we własnych ciepłowniach i elektrociepłowniach oraz ciepła kupowanego od innych producentów, jak również przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła,
- przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej (grupa PKD 35.1), zajmujące się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, w których produkcja ciepła jest działalnością dodatkową,
- grupa elektrociepłowni oraz ciepłowni należących do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.

W 2010 r. przedsiębiorstwa należące do grupy PKD 35.3 stanowiły 70,3% badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw, należące do grupy PKD 35.1 – 7,4%, a pozostałe – 22,3%.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze cechuje duża różnorodność zarówno pod względem form organizacyjno-prawnych, jak i własnościowych oraz stopnia zaangażowania w działalność ciepłowniczą, a także wielkości produkcji i sprzedaży ciepła pochodzącego, zarówno ze źródeł własnych, jak i kupowanego od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych w celu dalszej odsprzedaży.

W 2010 r. prawie 30% podmiotów sektora ciepłowniczego posiadało niejednorodną strukturę właścicielską, co niewątpliwie świadczy o trwających w sektorze procesach prywatyzacyjnych. Spośród pozostałych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, charakteryzujących się jednolitą strukturą właścicielską, prawie 3/4 było własnością sektora publicznego (73%), a pozostałe pozostawały w rękach sektora prywatnego, zarówno inwestorów krajowych jak i zagranicznych. W zdecydowanej większości przedsiębiorstw sektora publicznego funkcje właścicielskie sprawowały organy samorządu terytorialnego (89%). Wśród podmiotów należących do sektora prywatnego zdecydowanie przeważała własność prywatnych inwestorów krajowych – 85% wszystkich podmiotów będących własnością sektora prywatnego. W rękach inwestorów zagranicznych pozostawało 15% podmiotów sektora prywatnego.

Pod względem form organizacyjno-prawnych, w strukturze koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2010 r. zdecydowanie przeważały podmioty prawa handlowego,

⁸⁹⁾ Dane z badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, za poprzedni rok kalendarzowy, dostępne są zawsze po zakończeniu I kwartału następnego roku, a więc po dacie, o której mowa w art. 24 ustawy – Prawo energetyczne. Badania te zostały opisane w części II sprawozdania w pkt 5.4. Statystyka publiczna.

⁹⁰⁾ Polska Klasyfikacja Działalności 2007 wprowadzona rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 grudnia 2007 r. w sprawie Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) (Dz. U. Nr 251, poz. 1885, z późn. zm.).

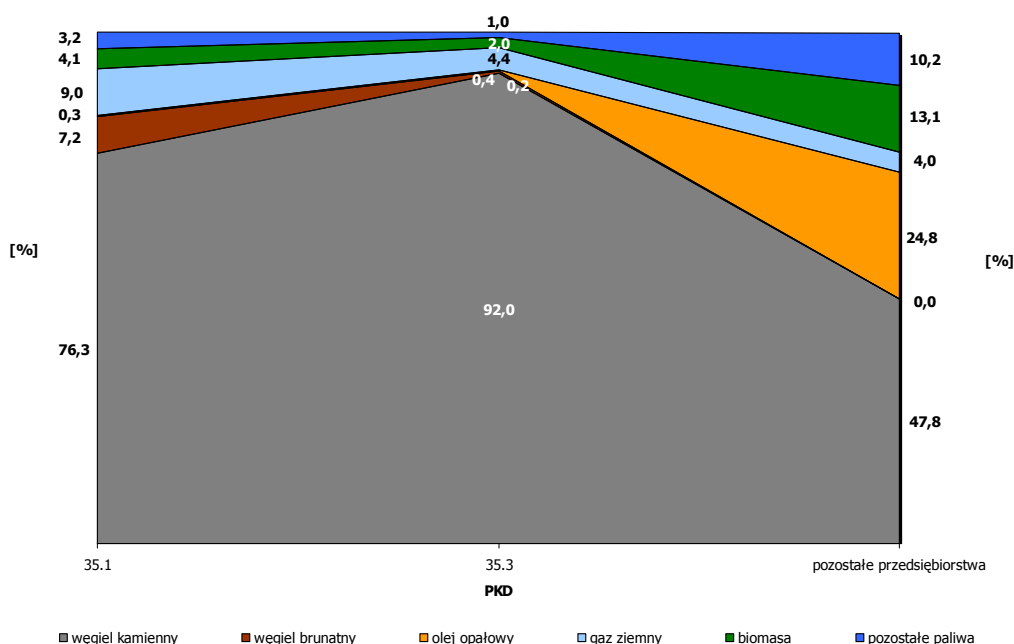
w tym: spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (71,1%) i spółki akcyjne (20,2%); nieco ponad 8% stanowiły łącznie przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne, natomiast udział przedsiębiorstw państwowych wynosił tylko 0,6%.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponują bardzo zróżnicowanym i rozdrobnionym potencjałem technicznym określanym przez dwie podstawowe wielkości, tj. zainstalowaną moc cieplną i długość sieci ciepłowniczej. Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości, jednak zdecydowaną przewagą ilościową mają źródła małe. W 2010 r. 13,1% koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwórczych dysponowało źródłami o mocy osiągalnej do 10 MW, dalsze 39,8% eksploatowało źródła o mocy od 10 do 50 MW. Tylko siedem przedsiębiorstw miało w swoich źródłach moc osiągalną powyżej 1 000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła prawie 1/4 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Były to podmioty działające również w obszarze produkcji energii elektrycznej. W 2010 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców ciepła wynosiła 59 263,5 MW, a osiągalna – 58 097,7 MW.

W źródłach ciepła podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła był nadal węgiel kamienny. Jednak udział ciepła produkowanego z wykorzystaniem węgla kamiennego systematycznie maleje, w 2010 r. wynosił on 76%. Zwiększa się natomiast udział ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy – w 2010 r. wynosił on 5,7%.

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła była najbardziej zróżnicowana w grupie koncesjonowanych przedsiębiorstw spoza energetyki, a więc przedsiębiorstw należących do grup PKD innych niż 35.1 i 35.3. W przedsiębiorstwach należących do energetyki zawodowej (grupa PKD 35.1) nadal dominującym paliwem zużywanim do produkcji ciepła był węgiel kamienny – 76,3% a w przedsiębiorstwach należących do grupy ciepłownictwa zawodowego (grupa PKD 35.3) udział węgla kamiennego był zdecydowanie największy i wynosił 92%.

Rysunek 26. Struktura produkcji ciepła według stosowanych paliw i grup PKD w 2010 r.



Źródło: URE.

Zróżnicowanie udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest także duże pod względem terytorialnym. W trzech województwach ponad 90% ciepła wytwarzane było z węgla kamiennego: w warmińsko-mazurskim (93,6%), świętokrzyskim (92,9%), opolskim (92,0%), natomiast w województwie lubuskim najmniej, bo tylko 26,7%. W województwie mazowieckim prawie 30% wytwarzanego ciepła pochodziło z oleju opałowego ciężkiego, natomiast w województwie lubuskim aż 66,3% ciepła wytworzone zostało z gazu ziemnego. Gaz ziemny w znaczących ilościach zużywany był do wytwarzania ciepła jeszcze w województwach: podkarpackim

(28,0%) i lubelskim (13,0%). Najwięcej ciepła z biomasy wytwarzane było w województwach: kujawsko-pomorskim (23,7%), pomorskim (16,5%) oraz podlaskim (13,0%).

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały w 2010 r. sieciami o łącznej długości 19 399,9 km⁹¹⁾, z czego ponad 19% przedsiębiorstw posiadało sieci krótkie o długości do 5 km. Najdłuższe sieci, o długości powyżej 50 km posiadało tylko 16,4% koncesjonowanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dystrybucji ciepła.

Wielkością charakteryzującą potencjał sektora jest również zatrudnienie. W latach 2002–2010 średnie zatrudnienie mierzone liczbą etatów przypadających na jedno koncesjonowane przedsiębiorstwo wzrosło o 14%, tj. z 71 etatów w 2002 r. do 81 etatów w 2010 r. Koncesjonowane ciepłownictwo zatrudniało łącznie w 2010 r. około 39,4 tys. osób w przeliczeniu na pełne etaty.

Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa charakteryzuje się również dużym zróżnicowaniem terytorialnym. Prawie 1/3 wartości majątku ciepłowniczego netto skupiona jest w dwóch województwach: mazowieckim i śląskim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale ciepłowniczym charakteryzują się województwa: lubuskie, opolskie, warmińsko-mazurskie, świętokrzyskie, podkarpackie.

Tabela 47. Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa według województw w 2010 r.

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]	Długość sieci [km]	Zatrudnienie [etat]	Aktywa trwałe brutto [tys. zł]	Aktywa trwałe netto [tys. zł]
Polska	58 097,7	19 399,9	39 412	42 444 443,8	17 379 405,7
Dolnośląskie	4 235,5	1 631,0	2 562	3 819 821,8	1 893 978,5
Kujawsko-pomorskie	5 406,3	1 222,2	2 566	2 530 769,3	1 196 258,7
Lubelskie	2 766,8	976,8	2 352	1 361 651,7	579 985,3
Lubuskie	946,3	293,0	850	577 848,8	389 551,2
Łódzkie	3 665,0	1 441,0	2 655	2 228 989,0	742 420,8
Małopolskie	4 137,6	1 435,0	2 688	3 122 746,7	1 582 590,0
Mazowieckie	9 587,6	3 120,5	5 083	9 292 775,9	2 962 639,9
Opolskie	1 619,2	558,6	1 063	738 520,8	331 023,8
Podkarpackie	2 156,2	712,1	1 810	1 361 775,5	487 902,8
Podlaskie	1 266,6	561,3	1 496	1 506 592,8	583 823,5
Pomorskie	3 384,8	1 305,9	2 207	3 247 072,3	1 304 037,6
Śląskie	10 527,7	3 081,7	7 039	6 456 070,0	2 640 412,4
Świętokrzyskie	1 336,7	451,0	1 558	805 627,4	466 887,3
Warmińsko-mazurskie	1 527,4	639,1	1 660	921 752,3	400 519,1
Wielkopolskie	3 127,6	1 174,5	2 121	2 657 554,3	1 133 464,8
Zachodniopomorskie	2 406,6	796,3	1 702	1 814 875,3	683 910,2

Źródło: URE.

W 2010 r. łączna wartość majątku trwałego koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła brutto 42,4 mld zł, natomiast netto – 17,4 mld zł. Prawie 74% całego majątku ciepłowniczego netto było w posiadaniu przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (grupa PKD 35.3), a niecałe 12% majątku należało do przedsiębiorstw spoza energetyki. Majątek przedsiębiorstw sieciowych i wytwórców ciepła charakteryzuje się wysokim stopniem dekapitalizacji. Jednak w ostatnich latach odnotowano zahamowanie wzrostu wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego⁹²⁾, który w 2010 r. pomimo tego kształtował się na poziomie 59,05%. Najniższym wskaźnikiem dekapitalizacji, podobnie jak w latach ubiegłych, charakteryzował się majątek ciepłowniczy w przedsiębiorstwach spoza energetyki. Reprodukacja majątku trwałego dokonywana była w 2010 r. powyżej poziomu amortyzacji, o czym świadczyła wartość wskaźnika reprodukcji majątku trwałego w sektorze⁹³⁾, który ukształtował się na poziomie 1,34.

Spśród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2010 r. ponad 72% poniosło nakłady związane z działalnością ciepłowniczą. W 2010 r. przedsiębiorstwa poniosły łącznie nakłady w wysokości 2 151,8 mln zł. Ponad 61% nakładów przedsiębiorstwa przeznaczyły na inwestycje w źródła ciepła, pozostała część w sieci dystrybucyjne. Od 2002 r. nakłady na źródła ciepła wzrosły o 79%, podczas gdy inwestycje w sieci wzrosły o 53%.

⁹¹⁾ Wielkość ta obejmuje sieci ciepłownicze łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi oraz sieci niskoparametrowe – zewnętrzne instalacje odbiorcze.

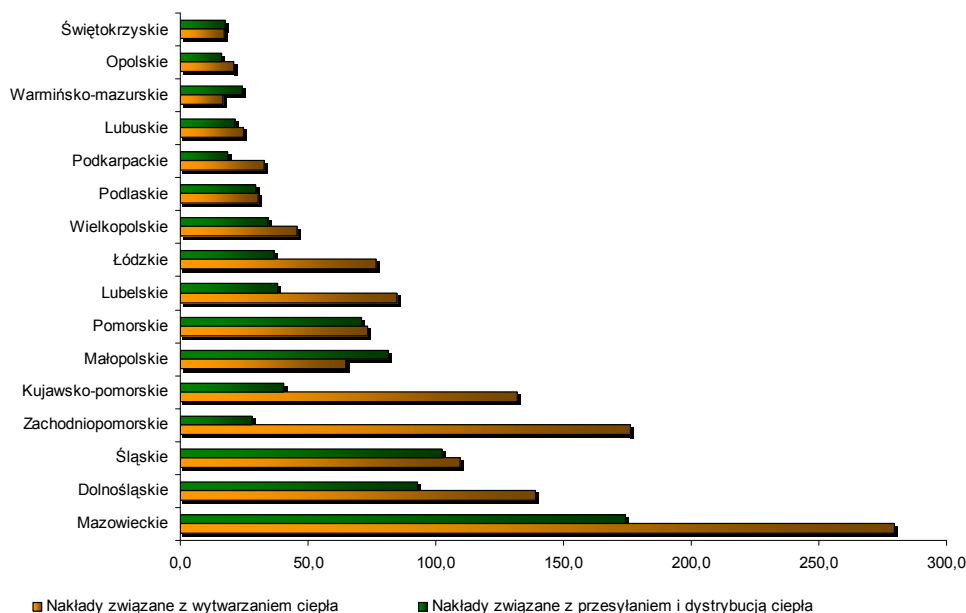
⁹²⁾ Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony ilorazem wartości umorzenia majątku do wartości księgowej aktywów trwałych brutto.

⁹³⁾ Wskaźnik reprodukcji majątku trwałego liczony ilorazem nakładów inwestycyjnych do amortyzacji.

Ponad połowa nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez koncesjonowane ciepłownictwo w 2010 r. przypadała na sektor publiczny (54,7%). Jednak zdecydowanie więcej inwestowały przedsiębiorstwa należące do sektora prywatnego. Średnio jedno przedsiębiorstwo w sektorze prywatnym ponosiło nakłady w wysokości 5,5 mln zł, a więc inwestowało o 45% więcej niż przedsiębiorstwo w sektorze publicznym.

Poziom nakładów w poszczególnych województwach został przedstawiony na rys. 27.

Rysunek 27. Nakłady inwestycyjne według województw w 2010 r. [mln zł]



Źródło: URE.

Przychody sektora ciepłowniczego w 2010 r. wzrosły o 12,5% w stosunku do roku ubiegłego i ukształtowały się na poziomie 16 448,8 mln zł. Największy udział w przychodach całego sektora stanowiły przychody z wytwarzania (55,5%), a udział przychodów z przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem kształtował się mniej więcej na tym samym poziomie i wynosił odpowiednio 21,8% oraz 22,7%. Podstawowymi elementami kształtującymi przychody w przedsiębiorstwach ciepłowniczych są wielkość sprzedaży ciepła oraz jego ceny.

Koszty sektora w 2010 r. rosły wolniej niż przychody – dynamika wzrostu kosztów była o prawie 3 punkty procentowe niższa niż przychodów i pozostała na tym samym poziomie co w roku ubiegłym. W związku z powyższym kondycja finansowa sektora w 2010 r., mierzona wynikiem finansowym brutto, uległa poprawie w stosunku do roku 2009⁹⁴).

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Podażowa strona rynku

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły (wraz z odzyskiem) w 2010 r. ponad 462,5 PJ ciepła. Spośród liczby wszystkich badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, niewiele ponad 20% wytwarzało ciepło w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Jednak przedsiębiorstwa te łącznie wytworzyły ponad 62% całej produkcji cie-

⁹⁴) Zdecydowany wpływ na wynik finansowy koncesjonowanego sektora ciepłowniczego ma wynik finansowy na działalności ciepłowniczej w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji. W tych przedsiębiorstwach nie da się jednoznacznie rozdzielić łącznych kosztów wytwarzania na część dotyczącą ciepła i część dotyczącą energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa te same ustalają klucz podziału kosztów wspólnych, aby przedstawić wynik finansowy tylko w zakresie działalności ciepłowniczej, w tym na potrzeby badania Prezesa URE. Zmiany w sposobie podziału łącznych kosztów, dokonane przez te przedsiębiorstwa w latach 2008–2009, powodują zaniżoną rentowność na działalności ciepłowniczej także w przypadku wzrostu rentowności na całej działalności (łączego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji).

pla, tj. 269,9 PJ. Ciepło w kogeneracji wytwarzane jest zarówno w elektrociepłowniach należących do elektroenergetyki zawodowej oraz ciepłownictwa zawodowego, jak i w elektrowniach po tzw. „uciepłownieniu”, a także w elektrociepłowniach należących do przedsiębiorstw spoza energetyki. Najczęściej są to duże źródła zaopatrujące w ciepło duże miasta.

Znaczną część wyprodukowanego ciepła koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze zużywały na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych – 31,9% w 2010 r. Pozostała jego część wprowadzona była do sieci ciepłowniczych zarówno własnych, jak również sieci będących własnością odbiorców. Przy czym ostatecznie do odbiorców przyłączonych do sieci, po uwzględnieniu strat podczas przesyłania, trafiło około 60,0% wyprodukowanego ciepła. Ponad 50,0% ciepła oddanego do sieci w 2010 r. było przedmiotem dalszego obrotu.

W 2010 r. wolumen sprzedanego ciepła ogółem (łącznie z odsprzedażą innym przedsiębiorstwom) wyniósł 434 483,9 TJ, a więc był o 9,6% większy od roku poprzedniego (396 419,8 TJ). Było to spowodowane w decydującej części warunkami pogodowymi, jakie zaistniały w 2010 r., co wpłynęło na wzrost sprzedaży ciepła na potrzeby ogrzewania pomieszczeń. Prawie 40% wolumenu sprzedawanego ciepła realizowane było bezpośrednio ze źródeł, natomiast pozostała część za pośrednictwem sieci ciepłowniczej. Tylko 12,3% ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł zostało dostarczone do odbiorców końcowych, natomiast w przypadku sprzedaży ciepła za pośrednictwem sieci ciepłowniczej udział ten ukształtował się na poziomie 94,7%.

W 2010 r. średnia jednoskładnikowa cena ciepła w kraju, stosowana przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, ukształtowała się na poziomie 36,50 zł/GJ, co oznacza wzrost o 3,0% w stosunku do poprzedniego roku.

W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, nośnika ciepła, stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłania i dystrybucji określone w taryfie przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma podpisaną umowę regulującą kwestie związane z dostarczaniem ciepła. Zakres usług świadczonych odbiorcom przez przedsiębiorstwa ciepłownicze ma bezpośredni wpływ na poziom cen ciepła stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, co prezentuje poniższa tabela.

Tabela 48. Ceny ciepła w 2010 r.

Województwa	Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł ⁹⁵⁾	Średnia jednoskładnikowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych ⁹⁶⁾
	[zł/GJ]	
Polska	26,59	42,86
Dolnośląskie	29,65	45,48
Kujawsko-pomorskie	29,44	46,03
Lubelskie	27,59	42,18
Lubuskie	40,65	41,82
Łódzkie	26,77	40,07
Małopolskie	23,55	40,45
Mazowieckie	22,04	36,73
Opolskie	42,35	49,04
Podkarpackie	32,51	47,11
Podlaskie	31,51	46,21
Pomorskie	26,59	47,71
Śląskie	27,81	43,56
Świętokrzyskie	26,18	48,74
Warmińsko-mazurskie	31,51	44,76
Wielkopolskie	27,89	45,58
Zachodniopomorskie	33,82	48,80

Źródło: URE.

Poziom cen i stawek opłat zależy od wielu czynników, np. wielkości i rodzaju źródła ciepła, poziomu stałych i zmiennych kosztów, kosztów strat mocy, ciepła i nośnika ciepła, charakterystyki potrzeb ciepłych odbiorców. Istotny wpływ na kształtowanie cen ciepła ma rodzaj paliwa używanego do produkcji ciepła. W 2010 r. najdroższym paliwem był olej opałowy lekki, bo-

⁹⁵⁾ Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł obliczona została jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł.

⁹⁶⁾ Średnia jednoskładnikowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych obliczona została jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła, nośnika ciepła, przychodów z przesyłania i dystrybucji oraz sumy wolumenu ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczych.

wiem średnia cena ciepła ze źródła opalanego tym paliwem była prawie 2,5 razy wyższa od ceny ciepła wyprodukowanego w źródle opalonym węglem kamiennym.

Tabela 49. Ceny ciepła wytwarzanego z różnych rodzajów paliw w 2010 r.

Województwo	Średnia cena ciepła								
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	gaz ziemny wysokometanowy	gaz ziemny zaazotowany	biomasa	biogaz	inne odnawialne źródła energii
[zł/GJ]									
Polska	28,70	19,44	68,99	23,15	48,07	33,72	29,69	-	35,61
Dolnośląskie	30,38	21,27	62,54	57,12	62,56	65,38	27,64	-	-
Kujawsko-pomorskie	31,21	-	74,42	40,45	53,30	-	32,50	-	-
Lubelskie	30,16	-	-	51,74	26,74	-	43,09	-	-
Lubuskie	32,94	42,43	98,55	-	68,70	28,57	34,93	-	-
Łódzkie	29,43	16,57	75,74	58,39	58,27	-	29,97	-	67,82
Małopolskie	25,96	-	56,85	-	52,32	-	21,40	-	31,89
Mazowieckie	23,79	-	68,59	22,45	52,90	61,07	27,84	-	59,09
Opolskie	34,51	-	73,92	-	50,64	66,12	-	-	-
Podkarpackie	32,45	-	78,70	40,84	39,18	-	30,91	-	45,25
Podlaskie	31,96	-	38,23	-	57,01	-	34,32	-	-
Pomorskie	28,13	-	88,28	26,68	58,65	-	35,62	-	-
Śląskie	29,82	-	77,72	28,13	52,96	-	25,87	-	-
Świętokrzyskie	30,48	-	75,93	-	70,80	-	25,49	-	-
Warmińsko-mazurskie	31,20	-	68,37	-	56,22	-	34,87	-	24,49
Wielkopolskie	29,65	21,85	71,00	-	55,06	58,52	27,03	-	-
Zachodniopomorskie	33,27	-	53,68	-	62,60	56,98	38,74	-	47,45

Źródło: URE.

Odbiorcy ciepła

Podaż usług ciepłowniczych na lokalnych rynkach ciepła uwarunkowana jest zapotrzebowaniem odbiorców na dostawę ciepła. W ostatnich latach obserwowana jest spadkowa tendencja zapotrzebowania na ciepło, wynikająca m.in. z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji, ze znacznego ograniczenia produkcji przemysłowej i rezygnacji z energochłonnych technologii oraz ograniczania udziału powierzchni ogrzewanych za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło w łącznej powierzchni ogrzewanej (przede wszystkich na skutek wyboru indywidualnych sposobów ogrzewania nowych obiektów na etapie decyzji inwestycyjnych).

Głównym odbiorcą ciepła pozostaje obecnie sektor bytowo-komunalny, chociaż zużycie ciepła przez odbiorców z tego sektora ulega również zmniejszaniu. Związane jest to z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła – nowoczesne, energooszczędne systemy budownictwa, przedsięwzięcia termomodernizacyjne i racjonalizatorskie. Odbiorcy lub inwestorzy budujący osiedla domów wielolokalowych, często już na etapie podejmowania decyzji o wyborze sposobu zasilania nowych obiektów, w niektórych przypadkach rezygnują z dostaw ciepła oferowanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Potrzeby cieplne odbiorców pokrywane są zarówno przez ciepło wytwarzane w scentralizowanych źródłach ciepła (i dostarczane za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców), jak też w źródłach lokalnych.

Do sieci ciepłowniczych przyłączeni są przede wszystkim odbiorcy końcowi, ale też i podmioty, którzy pośredniczą w sprzedaży ciepła. Wzajemne relacje między przedsiębiorstwami i odbiorcami ciepła zależą od organizacji systemu zaopatrzenia w ciepło, a w szczególności od zakresu działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze, jak też od zastosowanych rozwiązań technicznych w zakresie układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsca dostarczania ciepła do odbiorcy. Przedsiębiorstwa dokonują rozliczeń z odbiorcami na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczania eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

Ciepło dostarczane do odbiorców jest użytkowane do różnych celów, w zależności od charakteru potrzeb cieplnych. Potrzeby cieplne odbiorców to przede wszystkim ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń, podgrzewanie wody wodociągowej oraz potrzeby technologiczne u odbiorców

przemysłowych. Określenie ilości ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego na pokrycie kilku rodzajów potrzeb cieplnych wymaga dokonania podziału łącznej ilości dostarczonego ciepła na poszczególne potrzeby oraz instalacje odbiorcze (np. instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody użytkowej) a także, w szczególnych przypadkach na poszczególne budynki, lokale mieszkalne i niemieszkalne. Podziałów tych zwykle dokonują właściciele lub zarządcy zasobów mieszkaniowych i to oni ustalają poziom opłat za ciepło dla konsumentów ciepła – mieszkańców w budynku wielolokalowym, realizowanych zazwyczaj w systemie zaliczkowym.

Dlatego opłat ponoszonych przez indywidualnych konsumentów ciepła w lokalach nie można ustalić w prosty sposób na podstawie cen i stawek opłat stosowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Wynika to także z faktu, iż ustalone dla danej grupy odbiorców ceny i stawki opłat za ciepło są kalkulowane dla średnich warunków zużycia ciepła dla całej grupy, podczas gdy poszczególni odbiorcy z tej grupy mają indywidualną charakterystykę poboru ciepła. W 2010 r. wskaźnik wzrostu cen ciepła u odbiorców bytowo-komunalnych odnotowany przez Główny Urząd Statystyczny wynosił 5,7%, co oznacza, że ukształtował się powyżej wskaźnika wzrostu cen ciepła stosowanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (3,0%) a także powyżej wskaźnika inflacji, który wynosił w 2010 r. 2,6%⁹⁷⁾.

Na uwagę zasługuje również dokonana zmiana przepisów w zakresie przyłączania odbiorców do sieci ciepłowniczej wprowadzona ustawą o efektywności energetycznej. Nowe przepisy nakładają obowiązek przyłączania obiektów do sieci ciepłowniczej w systemach spełniających określone warunki. Od takich przyłączeń nie będą pobierane opłaty za przyłączenie do sieci. Realizacja tych przepisów może wpłynąć na zmianę liczby odbiorców przyłączanych do sieci ciepłowniczych w Polsce. Przepis ten wejdzie w życie od 1 lipca 2012 r.

3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Regulacja prawno-ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych ze względu na lokalny charakter rynku realizowana jest w oddziałach terenowych URE (OT URE). Szczegółowe dane liczbowe przedstawione są w Aneksie do niniejszego sprawozdania.

3.2.1. Koncesjonowanie

W 2011 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności polegającej na dostarczaniu ciepła do odbiorców. Obowiązkiem uzyskania koncesji objęta jest cała działalność gospodarcza związana z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej nie przekraczającej 5 MW, wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc cieplna zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Udzielanie koncesji następuje na wniosek przedsiębiorcy i opiera się wyłącznie na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności.

W 2011 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby koncesjonariuszy zajmujących się tą działalnością gospodarczą. Według stanu na 31 grudnia 2011 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadały 472 przedsiębiorstwa wobec 484 w 2010 r.

Pewną stabilizację liczby koncesjonariuszy obserwuje się od kilku lat, tj. od 2005 r. gdy graniczna wartość mocy działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji wzrosła z 1 MW do 5 MW. Od tego roku zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych – przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidację przedsiębiorstw oraz ograniczanie zakresu działalności skutkujące brakiem obowiązku posiadania koncesji.

⁹⁷⁾ Biuletyn Statystyczny GUS, Nr 2, marzec 2011.

W 2011 r. największy udział wśród decyzji administracyjnych w sprawach koncesyjnych dotyczących działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło miały rozstrzygnięcia w przedmiocie zmiany koncesji. Było to związane przede wszystkim z koniecznością zaktualizowania zapisów koncesji i dostosowania do aktualnie prowadzonego zakresu działalności oraz obowiązujących przepisów prawa. Zmiany dokonane w 2011 r. spowodowane były przede wszystkim procesami konsolidacji w sektorze ciepłowniczym, polegającymi na przejmowaniu obiektów ciepłowniczych, rozszerzaniu zakresu działalności w związku z eksploatacją nowych źródeł ciepła czy sieci ciepłowniczych, prowadzonymi pracami modernizacyjnymi infrastruktury ciepłowniczej, a także zmianami rodzaju stosowanego paliwa.

Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się zainteresowanie podmiotów funkcjonujących na rynku ciepła nowymi obszarami działalności. Przedsiębiorstwa energetyczne szukają możliwości wejścia na nowe lokalne rynki ciepła bez względu na ich wielkość. Zakres działalności niektórych firm ciepłowniczych wyraźnie przekracza tereny ich pierwotnego funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa – często wykracza poza województwa ościenne. Pozyskiwanie nowych rynków ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Mając na uwadze stale zmniejszające się zużycie ciepła przez odbiorców komunalnych, związane między innymi z termomodernizacją, firmy ciepłownicze zmuszone są szukać rozwiązań optymalizujących zasady ich funkcjonowania. Wykorzystanie wiedzy technicznej, ekonomicznej i organizacyjnej firm ciepłowniczych mających ugruntowaną pozycję na rynku ciepła, sprzyja zmianom na lokalnych rynkach ciepła.

3.2.2. Zatwierdzanie taryf

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE (art. 47 ustawy – Prawo energetyczne).

Zasadnicza zmiana przepisów prawa regulujących sposób kształtowania taryf dla ciepła, które weszły w życie w listopadzie 2010 r.⁹⁸⁾, dotyczyła przede wszystkim przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji (z energią elektryczną). Nowe przepisy wprowadziły uproszczony sposób kształtowania taryf oraz doprecyzowały kryteria, jakie należy uwzględnić przy ustalaniu wysokości zwrotu z kapitału. Podstawowym założeniem przy wprowadzeniu w życie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła było wywołanie tendencji, w której – dzięki zachęcie wynikającej z zastosowania uproszczonej procedury kształtowania i zatwierdzania taryfy dla ciepła – zmniejszać się będzie liczba źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, m.in. w wyniku konwersji klasycznych ciepłowni na źródła pracujące w kogeneracji. Rozwiązanie to powinno pozytywnie wpłynąć nie tylko na sytuację przedsiębiorstw, ale także zwiększyć bezpieczeństwo dostaw ciepła oraz poprawić ochronę środowiska naturalnego.

W roku 2011 realizowano zapoczątkowany w roku poprzednim proces zatwierdzania taryf dla ciepła przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło w kogeneracji w oparciu o nowe przepisy wprowadzające uproszczony system zatwierdzania taryf. W dynamicznie zmieniającej się sytuacji na rynku paliw, a także względnej stabilizacji ceny energii elektrycznej, relatywnie sztywne zasady ustalania taryf dla ciepła metodą uproszczoną spowodowały, że w odczuciu niektórych przedsiębiorstw ciepłowniczych, regulacja ta nie realizowała w pełni oczekiwanych efektów w postaci generowania dodatkowych, znaczących środków na działania inwestycyjne i modernizacyjne. Można jednak oczekiwać, że w kolejnych latach cena referencyjna (odzwierciedlająca z pewnym opóźnieniem czasowym zmiany kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw) wzrośnie – głównie na skutek wzrostu cen węgla kamiennego, będącego podstawowym paliwem źródeł ciepła. Powoduje to, że wiarygodna ocena skutków wprowadzenia tej regulacji (uproszczony sposób ustalania taryf dla jednostek kogeneracji) może nastąpić dopiero po dłuższym okresie jej stosowania.

W 2011 r. przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji korzystały z możliwości zastosowania uproszczonego sposobu zatwierdzania taryf dla ciepła. Ogólna zasada planowania

⁹⁸⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291), które weszło w życie 3 listopada 2010 r. Do tego dnia podstawą taryfowania w ciepłownictwie było rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423).

uzasadnionego przychodu ze sprzedaży ciepła sprowadziła się do zastosowania wzoru zawartego w § 13 ust. 1 nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, poprzez odniesienie planowanego przychodu do iloczynu średniej ceny ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji oraz wskaźnika referencyjnego (obie wielkości, publikowane są przez Prezesa URE do końca I kwartału każdego roku).

W 2011 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla ciepła ukształtowane w sposób uproszczony, o jakim mowa w § 13 ww. rozporządzenia, dla 65 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji.

W składanych Prezesowi URE wnioskach o zatwierdzenie taryfy dla ciepła w sposób uproszczony, nie wszystkie przedsiębiorstwa wykorzystywały maksymalny możliwy wzrost przychodów określony w rozporządzeniu, kierując się interesem odbiorców i oceną akceptowalności przez nich ceny ciepła. Do 31 marca 2011 r. rozporządzenie taryfowe dla ciepła przewidywało maksymalny wzrost przychodów nie przekraczający dwóch punktów procentowych powyżej inflacji, a od 31 marca 2011 r. ograniczenie wzrostu przychodów przewiduje maksymalny wzrost nie przekraczający dwóch punktów procentowych powyżej przyrostu średnich cen ciepła wytworzonego w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.

Natomiast przepis § 47 rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowi, iż w przypadku oddania do użytku jednostek kogeneracji po dniu wejścia w życie przepisów tego rozporządzenia, nowopowstałe przedsiębiorstwa korzystając z możliwości kształtowania cen ciepła w sposób uproszczony, mają prawo stosowania do obliczenia planowanego przychodu w odniesieniu do nowopowstałych jednostek kogeneracji, cenę równą cenie referencyjnej bez uwzględniania ww. ograniczeń.

W pozostałym zakresie (w odniesieniu do źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, a więc nie korzystających z uproszczonego sposobu kształtowania taryf), w części dotyczącej dostarczania ciepła ze źródeł opalanych paliwami gazowymi, na początku roku nastąpiły obniżki cen i stawek opłat za dostawę ciepła, które były stymulowane działaniami regulatora. Jednak po pierwszym kwartale 2011 r., z uwagi na obiektywne zmiany zewnętrznych warunków prowadzenia tej działalności (wzrost cen paliw na rynkach światowych) następował istotny wzrost cen paliw w Polsce. W szczególności trudnej sytuacji znalazły się przedsiębiorstwa ciepłownicze wytwarzające ciepło w źródłach opalanych węglem kamiennym oraz olejem opałowym, ponieważ ceny tych paliw wzrosły w skali roku o ponad 25%. Efektem tych obiektywnych okoliczności była konieczność systematycznych (niekiedy nawet kilkukrotnych) zmian cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, celem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności.

W konsekwencji ceny ciepła wytwarzanego w źródłach o niewielkiej mocy, opalanych olejem opałowym wzrosły, a konkurencyjność cen ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych węglem kamiennym spadła. W trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych konieczna była modyfikacja metod oceny i wymiarowania efektywności prowadzonej przez przedsiębiorstwa działalności w zakresie dostarczania ciepła, w szczególności w związku z utrzymującymi się wysokimi oczekiwaniami dotyczącymi wynagradzania pracowników przedsiębiorstw, kosztów remontów i wydatków na inwestycje i modernizacje. W toku prowadzonych w tym okresie w oddziałach terenowych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia tych taryf dla ciepła, w tym ich zmian, zaobserwowano dodatkowe, poniżej opisane, okoliczności mające wpływ na poziom cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła. Większość przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność koncesjonowaną w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców odnotowała w ostatnich latach kalendarzowych postępujący spadek sprzedaży ciepła, a zaobserwowany w 2010 r. wzrost sprzedaży ciepła, z uwagi na warunki atmosferyczne, nie miał decydującego wpływu (w zależności od przyjmowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne metodologii ustalania sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy) na wielkość sprzedaży ciepła planowaną na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzanych w 2011 r., a w konsekwencji także na wzrost cen dostarczania ciepła do odbiorców. Wyjątkiem od tej zasady były przedsiębiorstwa stosujące metodę planowania sprzedaży ciepła na podstawie wielkości sprzedaży z poprzedniego roku kalendarzowego. Kolejnym istotnym elementem kształtowania taryf dla ciepła w 2011 r. były obiektywne zmiany wysokości kosztów prowadzonej działalności będące efektem działań modernizacyjnych, co powodowało konieczność poniesienia dodatkowych kosztów amortyzacji i podatków. Istotnym elementem uzasadnionych przychodów, na podstawie których były ustalane ceny i stawki opłat w taryfach zatwierdzanych w 2011 r., był zwrot z kapitału. Prezes URE uwzględniając wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzanych w 2011 r. brał pod uwagę całokształt okoliczności wpływających

na warunki prowadzenia tego rodzaju działalności gospodarczej. Prezes URE oceniając wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału uwzględnionego w przychodach planowanych na pierwszy rok stosowania nowych taryf dla ciepła, zatwierdzanych w 2011 r., uwzględniał także zasadę ochrony interesów odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Większość przedsiębiorstw, których taryfy były zatwierdzane w 2011 r., brały pod uwagę również interes odbiorców ciepła przy ustaleniu wielkości zwrotu z kapitału w przychodach stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, a w niektórych przypadkach rezygnowały w całości lub części z realizacji kolejnego etapu „ścieżki dojścia” do uwzględnienia pełnego zwrotu z kapitału w taryfie.

W toku prowadzonych w oddziałach terenowych URE postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, w tym ich zmian, zaobserwowano, że rok 2011 charakteryzował się mniej stabilną sytuacją na rynku paliw niż rok poprzedni. Na początku roku zanotowano obniżki cen i stawek opłat za dostawę ciepła ze źródeł opalanych paliwami gazowymi, stymulowane działaniami Prezesa URE. Zmiany cen ciepła spowodowane wzrostem kosztów paliwa dotyczyły w większości przypadków ciepła wytwarzanego w oparciu o węgiel kamienny a także olej opałowy, których koszty wzrosły w skali roku o ponad 25%. Efektem tych obiektywnych okoliczności była konieczność systematycznych (nawet kilkakrotnych w ciągu roku) zmian cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, celem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności.

Ciągła niepewność na rynku cen paliw i energii w ostatnich latach spowodowała, że większość przedsiębiorstw wnioskowała o zatwierdzenie taryf na rok. Taryfy wieloletnie zatwierdzano, podobnie jak w roku ubiegłym, incydentalnie.

W 2011 r. zatwierdzono 381 taryf dla przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz przeprowadzono zdecydowanie mniej postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła – 241 zmian w stosunku do 319 zmian w roku ubiegłym. Większość tych zmian (prawie 58%) związana była ze zmianą cen w wyniku zmiany kosztów wytwarzania ciepła.

Pomimo stosowania jednolitych kryteriów oceny wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, dynamika i poziom cen i stawek opłat za dostarczane odbiorcom ciepło, determinowane były warunkami panującymi na lokalnych rynkach ciepła (tab. 50).

OT URE prowadziły systematyczny monitoring remontów, napraw, a także modernizacji sieci ciepłowniczej, a jego efekty zostały wykorzystane dla celów postępowań z obszaru taryfowania ciepła. Na etapie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie nowych taryf wnikliwie analizowane były koszty remontów i napraw sieci, a także każdorazowo sprawdzane było wykonanie nakładów inwestycyjnych w roku poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy będącej przedmiotem danego postępowania administracyjnego w sprawie jej zatwierdzenia.

Tabela 50. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2011 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	26	25,66	29	12,55
Dolnośląskie	21	34,04	21	15,76
Opolskie	8	39,30	8	14,61
Kujawsko-pomorskie	20	36,29	18	14,16
Wielkopolskie	30	33,58	29	15,09
Pomorskie	24	31,57	23	17,07
Warmińsko-mazurskie	24	35,37	22	14,18
Małopolskie	20	29,03	18	15,93
Podkarpackie	17	35,75	19	15,42
Śląskie	42	32,76	44	12,96
Łódzkie	20	31,33	19	13,18
Świętokrzyskie	15	30,21	12	16,04
Zachodniopomorskie	23	43,04	22	16,47
Lubuskie	13	34,42	12	14,59
Lubelskie	19	31,76	21	14,60
Podlaskie	12	33,48	12	15,04
Ogółem kraj	334	31,56	329	14,22

Źródło: URE.

3.2.3. Inne działania Prezesa URE

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa załatwianych w OT URE, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębiorców odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. OT URE systematycznie monitorują warunki przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczej.

W 2011 r., podobnie jak w roku ubiegłym, zaobserwowano duże zainteresowanie odbiorców ciepła, jak również właścicieli bądź najemców lokali mieszkalnych, kwestiami związanymi z prawidłowością rozliczania na poszczególnych użytkowników mieszkań kosztów dostarczania ciepła do budynków, w tym w szczególności budynków mieszkalnych. Pracownicy OT URE udzielali wyjaśnień na liczne zapytania kierowane w tym zakresie do poszczególnych oddziałów. Wśród innych zagadnień stanowiących przedmiot pytań i wątpliwości zgłaszanych do OT URE, należy

w szczególności wymienić kwestie dotyczące sposobu ustalania cen w taryfach, trybu weryfikacji kosztów dokonywanej przez OT w trakcie postępowania administracyjnego w zakresie taryfowania ciepła, odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Wyżej wymienione zagadnienia stanowiły również przedmiot bezpośrednich spotkań w siedzibach OT URE, które najczęściej odbywały się z inicjatywy przedsiębiorstw energetycznych i pozostałych uczestników rynku.

Oddziały Terenowe kontynuowały współpracę z Powiatowymi Rzecznikami Konsumentów, którzy informowani są na bieżąco o wszczętych postępowaniach w zakresie zatwierdzenia kolejnych taryf dla ciepła, o wydawanych decyzjach dotyczących zatwierdzonych taryf oraz o wynikach postępowań wyjaśniających prowadzonych na wnioski odbiorców z rejonu działania rzecznika i OT.

Ponadto przedstawiciele OT kontynuowali swoją działalność w wojewódzkich zespołach/radach ds. bezpieczeństwa energetycznego powołanych przez poszczególnych Wojewodów. W trakcie posiedzeń tych zespołów poruszane są m.in. zagadnienia związane z oceną stanu wykonania i uchwalenia gminnych projektów do planu zaopatrzenia w ciepło, dokonywana jest również ocena stanu technicznego infrastruktury ciepłowniczej poszczególnych województw i jej wpływu na ciągłość i niezawodność dostaw. Omawiane są również problemy w realizowaniu planowanych inwestycji w zakresie ciepłownictwa.

Przedstawiciele OT URE wzięli udział w licznych konferencjach, seminariach, spotkaniach i szkoleniach dotyczących problematyki związanej z dostarczaniem ciepła, organizowanych w szczególności przez przedsiębiorstwa ciepłownicze oraz stowarzyszenia skupiające jednostki samorządu terytorialnego.

W 2011 r. OT URE podejmowały również szereg przedsięwzięć o charakterze informacyjno-edukacyjnym. Pracownicy OT URE brali udział w projektach i warsztatach edukacyjnych, nad którymi niejednokrotnie sprawował patronat honorowy Prezes URE. Projekty te, skierowane do różnych grup odbiorców (zarówno przedsiębiorców jak i odbiorców w gospodarstwach domowych), dotyczyły m.in. zagadnień z zakresu efektywności energetycznej w tym kwestii związanych z oszczędzaniem energii oraz zagadnień z zakresu praw i obowiązków odbiorców energii, sposobu dokonywania rozliczeń za dostarczane nośniki energii (w tym ciepło).

4. PALIWA CIEKŁE, BIOPALIWA CIEKŁE I BIODOPALIVA

4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych

4.1.1. Ogólna charakterystyka rynku

Produkcja i Sprzedaż. Hurtowa sprzedaż paliw jest prowadzona w około 75% przez Polski Koncern Naftowy „ORLEN” i Grupę Lotos, którzy to przedsiębiorcy są również głównymi producentami paliw i jako jedyni na terenie kraju produkują paliwa ciekłe z ropy naftowej.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Liczba stacji paliw, jak również ich struktura właścicielska nie zmieniła się znacząco w stosunku do roku 2010. Na terenie kraju funkcjonuje około 6 760 stacji paliw, z czego około 3 100 to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, w dalszym ciągu dominuje Polski Koncern Naftowy „ORLEN”, posiadający obecnie około 1 750 stacji. Drugim polskim operatorem pod względem ilości użytkowanych stacji paliw jest Grupa Lotos, która posiada łącznie około 370 stacji w całej Polsce.

Koncerny zagraniczne posiadają natomiast ponad 1 390 stacji paliw. Liderem pod tym względem jest koncern BP. W jego barwach działa w sumie ponad 400 stacji paliw. Drugie miejsce zajmuje koncern Shell, który posiada około 380 stacji. Na trzecim miejscu plasuje się Statoil z liczbą około 350 stacji (w tym 80 pod logo 1-2-3). Czwartą pozycję zajmuje Lukoil z liczbą ponad 110 stacji. Piąte miejsce należy do sieci samoobsługowych stacji Neste – posiada ona w Polsce ponad 100 stacji paliw.

Niezależni operatorzy operują w Polsce na ponad 3 100 stacjach paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to około 690 obiektów. Wzrasta również ilość stacji zlokalizowanych przy sklepach wielkopowierzchniowych (hipermarketach). Obecnie liczba takich stacji paliw to 150 obiektów⁹⁹⁾.

Zauważalny jest również dalszy wzrost liczby stacji franczyzowych. Tendencja ta wynika z faktu, iż wielu prywatnych przedsiębiorców, wobec konkurencji ze strony koncernów, a nierzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Ceny. Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych. Ceny paliw ciekłych zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, od wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu USD oraz euro.

Jakość paliw. W 2011 r. do URE wpłynęły łącznie 32 informacje, przekazane przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, dotyczące podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegającym na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. Zauważalny jest zatem zdecydowany spadek liczby ujawnionych przypadków naruszania przez przedsiębiorców warunków koncesji obligujących do zapewnienia właściwej jakości paliw wprowadzanych do obrotu, bowiem w 2010 r. Prezes URE otrzymał informacje o 71 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, które dotyczyły wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości. Prezes URE nie dysponuje jednak informacjami na temat ogólnej ilości kontroli przeprowadzonych w 2011 r. przez inspektorów Inspekcji Handlowej w tym zakresie.

⁹⁹⁾ Dane zaczerpnięte z www.popihn.pl – Stacje paliw w Polsce w latach 2005–2011.

Wnioski. Od kilku już lat obserwowana jest stała dominacja w handlu hurtowym dwóch firm, tj. Polskiego Koncernu Naftowego „ORLEN” oraz Grupy Lotos. Na rynku detalicznym zauważalna jest natomiast ogólna tendencja zmiany udziału stacji paliw użytkowanych przez przedsiębiorców niezrzeszonych, na rzecz stacji należących do koncernów paliwowych (zarówno własnych, jak i eksploatowanych w ramach umów franczyzowych) oraz stacji skupionych w sieciach niezależnych.

4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania

Uwzględniając charakter regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, dotyczących szeroko rozumianego monitorowania podmiotów działających na rynku paliw ciekłych, należy wskazać, iż Prezes URE podejmuje działania w tym zakresie począwszy od etapu udzielania koncesji, co wiąże się w szczególności z badaniem sytuacji finansowej wnioskodawców, oceną kwestii związanych z posiadaniem możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności, zapewnieniem zatrudnienia osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych (art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne), wyeliminowaniem możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez wnioskodawców skazanych prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą (art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne). Nie mniej istotne jest monitorowanie działalności podmiotów, które uzyskały koncesję Prezesa URE, mające na celu zapewnienie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami udzielonej koncesji i przepisami różnych gałęzi prawa (przykładowo można wskazać tu na przepisy szeroko rozumianego Prawa budowlanego, przeciwpożarowe, metrologiczne, ochrony środowiska i Prawa wodnego, bezpieczeństwa i higieny pracy, regulacje dotyczące zapewnienia właściwej jakości paliw ciekłych). Działania te mają na celu wyegzekwowanie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami koncesji i przepisami prawa, niejednokrotnie konkretyzując się w postaci kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, bądź też, w razie potrzeby, polegają na wyeliminowaniu z rynku paliw ciekłych przedsiębiorców, którzy dopuścili się rażących nieprawidłowości w trakcie wykonywania działalności (cofnięcie koncesji).

Kwestie dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych zostały uregulowane w art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, przy czym regulacje prawne dotyczące obowiązku koncesjonowania nie uległy zmianie w odniesieniu do 2010 r. W dalszym ciągu, zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne, nie wymaga uzyskania koncesji wykonywanie działalności w zakresie obrotu gazem płynnym (LPG), jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro (art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – Prawo energetyczne) oraz działalność gospodarcza w zakresie obrotu benzyną lotniczą oznaczoną symbolem PKWiU 23.20.11-40 oraz objętą kodem CN 2710 11 31, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 1 000 000 euro (art. 32 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne).

Regulacje prawne dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych, co do zasady nie sprawiały przedsiębiorcom trudności w ich interpretacji i stosowaniu, co przejawiało się w skutecznym identyfikowaniu działalności, której wykonywanie wymaga posiadania koncesji.

Problemy, podobnie jak w latach poprzednich, dotyczyły w dużej mierze prawidłowego zdefiniowania działalności polegającej na magazynowaniu paliw ciekłych, tj. działalności, która – w rozumieniu Prawa energetycznego – polega na usługowym przechowywaniu w zbiornikach eksploatowanych przez przedsiębiorcę paliwa, którego właścicielem jest inny przedsiębiorca. Magazynowaniem paliw nie jest natomiast przechowywanie paliw ciekłych będących własnością przedsiębiorcy, które następnie zostaną przez niego wprowadzone do obrotu.

Pewne trudności dotyczyły także zidentyfikowania działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie podlega obowiązkowi koncesyjnemu. Pod pojęciem „wytwarzania paliw ciekłych” należy bowiem rozumieć wszelkiego rodzaju procesy technologiczne, bez względu na stopień ich skomplikowania, zmierzające do uzyskania substancji wypełniającej definicję paliwa ciekłego. Zatem każde połączenie co najmniej dwóch różnych substancji (w tym produktów będących paliwami ciekłymi) o różnych właściwościach fizykochemicznych i/lub przeznaczeniu, które powoduje powstanie paliwa ciekłego o parametrach innych niż przynajmniej jeden z półproduktów/produktów skomponowanych, jest wytwarzaniem paliwa ciekłego. Istotne jest również, z czego nie zawsze zdają sobie sprawę

przedsiębiorcy, iż w przypadku posiadania koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, dla wprowadzania do obrotu wytworzonego paliwa, brak jest konieczności posiadania odrębnej koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Ponadto nadal zauważalny jest również brak wiedzy, iż znakowanie lub barwienie wyrobów energetycznych – paliw ciekłych przeznaczonych do celów opałowych lub napędowych, w zakresie uregulowanym przepisami ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym¹⁰⁰⁾, tj. dla celów podatkowych, nie jest wytwarzaniem paliw ciekłych w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Podobnie jak określony w ustawie o podatku akcyzowym jako produkcja – rozlew gazu płynnego do butli gazowych – również nie stanowi wytwarzania paliw ciekłych w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Rynek paliw ciekłych charakteryzuje się dużą dynamiką dotyczącą zarówno form, jak i sposobów prowadzenia działalności. Skutkuje to częstymi zmianami w przedsiębiorstwach wykonujących tę działalność gospodarczą. Dlatego też w 2011 r. największą ilość prowadzonych postępowań administracyjnych stanowiły postępowania w sprawie zmiany, cofnięcia, czy stwierdzenia wygaśnięcia koncesji.

Najczęstszą przyczyną zmian w koncesjach były zmiany siedziby, zmiany składu osobowego spółek osobowych lub formy prawnej (przekształcenia), zmiana nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności koncesjonowanej. Pojawiały się także wnioski o zmianę koncesji spowodowane komercjalizacją przedsiębiorcy, połączeniem lub przejęciem w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych, jak również przekształceniem gospodarstw pomocniczych w instytucje gospodarki budżetowej w sposób i w trybie przewidzianym przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 21 września 2010 r. w sprawie sposobu i trybu przekształcenia gospodarstw pomocniczych państwowych jednostek budżetowych w instytucje gospodarki budżetowej¹⁰¹⁾.

Co warto podkreślić, zgodnie z obecnymi uregulowaniami, nie jest możliwe nabycie koncesji jako składnika przedsiębiorstwa, w szczególności poprzez zawarcie umowy sprzedaży, gdyż stanowiłoby to obejście przepisów prawa. Teza ta znajduje potwierdzenie w orzecznictwie SOKiK, SA w Warszawie, WSA i NSA.

W nielicznych przypadkach postępowania w sprawie zmiany koncesji kończono wydaniem decyzji o odmowie zmiany koncesji, bądź też pozostawieniem wniosku bez rozpatrzenia. Najczęstszą przyczyną odmowy udzielenia koncesji lub odmowy jej zmiany, podobnie jak w latach ubiegłych, był brak posiadania lub brak możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych lub możliwości technicznych pozwalających na prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie, w jakim przedsiębiorca wnioskował o udzielenie lub zmianę koncesji.

W minionym roku, podobnie jak w roku poprzednim, złożonych zostało wiele wniosków dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania koncesji, w szczególności udzielonych w drodze decyzji wydanych w latach 2003–2004. Należy równocześnie podkreślić, iż większość przedsiębiorców wykazała się znajomością prawa w tym zakresie, składając wniosek o przedłużenie ważności koncesji nie później, niż na 18 miesięcy przed terminem wygaśnięcia koncesji, co jednoznacznie wynika z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne, Natomiast w przypadku złożenia przez przedsiębiorców wniosku po upływie ww. terminu, przedsiębiorca zobowiązany był złożyć wniosek o udzielenie nowej koncesji.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2011 r. stwierdzono spadek wpływu wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych w porównaniu do roku poprzedniego. Łącznie udzielono 8 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmiany 13 koncesji, przy czym zmiany te w większości przypadków dotyczyły zmiany siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej, jak również przedłużenia terminu obowiązywania udzielonych koncesji. Ponadto, w 2011 r. cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie 17 koncesji (m.in. na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym Prezes URE cofa koncesję

¹⁰⁰⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 108, poz. 626, z późn. zm.

¹⁰¹⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 181, poz. 1217.

w przypadku cofnięcia przez właściwego naczelnika urzędu celnego zezwolenia na prowadzenie składu podatkowego lub jego wygaśnięcia), przy czym liczba ta odnosi się zarówno do przedsiębiorców, którzy zakończyli wykonywanie działalności koncesjonowanej (koncesje cofnięte na wniosek przedsiębiorcy, jak i wygasłe z upływem terminu ich ważności).

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2011 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 51.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

Koncesję na przesyłanie paliw ciekłych posiada w dalszym ciągu tylko jeden przedsiębiorca. W 2011 r. do urzędu nie został również skierowany wniosek o udzielenie koncesji w tym zakresie.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2011 r. Prezes URE udzielił 10 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano również 14 zmian decyzji. Ponadto cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie 22 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych, przy czym analogicznie, jak w przypadku koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, liczba ta obejmuje koncesje cofnięte na wniosek przedsiębiorcy, jak i wygasłe z upływem terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2011 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 51.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2011 r. skoncentrowane było przede wszystkim na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy: (1) wybudowali nowe miejsca sprzedaży paliw, (2) planowali wykonywać działalność w oparciu o przejętą istniejącą już infrastrukturę techniczną, (3) złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi kończyła się ich udzieleniem. Odmowa następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem (w szczególności możliwości technicznych oraz finansowych) lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną, albo nie dawał rękojmi prawidłowego wykonywania działalności. Umorzenie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpatrzenia, zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2011 r. udzielił 821 koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji w 31 przypadkach, natomiast 20 postępowań zostało umorzonych. Dokonano również 390 zmian obowiązujących koncesji, w tym w 41 przypadkach dokonano zmiany okresu ich obowiązywania.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2011 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 51.

Tabela 51. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone przez Prezesa URE w 2011 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2011 r. [szt.]
Wytwarzanie	8	86
Magazynowanie	10	55
Przesyłanie	0	1
Obrót	821	8 556
Razem	839	8 698

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji, inne działania Prezesa URE w obszarze koncesjonowania

Koncesja udzielona przedsiębiorstwu wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji (art. 42 Prawa energetycznego). O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się z reguły od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem urzędu. Kierowana do nich w takich przypadkach korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia.

Jedną z przyczyn zmiany liczby ważnych koncesji jest również upływ terminu ich obowiązywania, przy czym należy uwzględnić, iż w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji.

Przesłanki dla cofnięcia koncesji określone zostały w art. 41 ustawy – Prawo energetyczne. W zdecydowanej większości przypadków podejmowanie decyzji w sprawie cofnięcia koncesji następowało, gdy przedsiębiorcy:

- zaprzestali wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej,
- nie uiszczali opłat koncesyjnych, lub w inny rażący sposób naruszali warunki udzielonej koncesji,
- oraz, gdy wydano prawomocne orzeczenie zakazujące przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją.

W 2011 r. cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie 774 koncesji na obrót paliwami ciekłymi (koncesje cofnięte na wniosek przedsiębiorcy, jak i wygasłe z upływem terminu ich ważności), jak również do przedsiębiorców, którym została udzielona nowa koncesja z uwagi na niezłożenie w terminie wynikającym z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne stosownego wniosku o przedłużenie ważności dotychczas posiadanej koncesji. Liczba ta zatem wskazuje na rzeczywistą ilość koncesji cofniętych, bądź sytuacji stwierdzenia wygaśnięcia tych koncesji jako decyzji administracyjnych, przy czym nie jest równoznaczna z ilością koncesjonariuszy, którzy całkowicie zaprzestali wykonywania działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych.

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych, jak również monitorowania tego sektora rynku *sensu largo*, istotna jest także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Przebiega to dwutorowo: z jednej strony od instytucji państwowych i służb wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje o poszczególnych przedsiębiorcach posiadających koncesję; z drugiej natomiast strony, organy administracji i służby nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania czynności nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesje¹⁰²⁾.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje trójakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do indywidualnie ocenionego przypadku, nałożyć karę pieniężną, cofnąć koncesję, jak również ograniczyć jej zakres. Na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może bowiem zmienić (ograniczyć) zakres udzielonej koncesji w przypadkach określonych w art. 58 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej tj. w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa oraz w wyznaczonym terminie nie usunął stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność gospodarczą objętą koncesją. Cofnięcie koncesji stanowi niewątpliwie najdotkliwszą sankcję, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Kary pieniężne nakładane są zaś na przedsiębiorców, którzy nie przestrzegają obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2011 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE, pomimo, iż działanie takie stanowi wykroczenie z art. 60¹ Kodeksu wykroczeń i co do zasady nie podlega

¹⁰²⁾ Najwięcej takich informacji nadesłał Prezes UOKiK – w odniesieniu do przedsiębiorców wprowadzających do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości, ale także Inspektoraty Ochrony Środowiska, Urząd Dozoru Technicznego, Urzędy Miar, Urzędy Celne, organy ścigania, organy podatkowe, organy nadzoru budowlanego.

kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie przedsiębiorcy wykonującego działalność bez stosownej koncesji Prezesa URE w zakresie wymagającym jej uzyskania, do sądu powszechnego. Jednocześnie jednak istotną z punktu widzenia Prezesa URE informacją jest wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy nieposiadającemu wymaganej prawem koncesji. Zgodnie bowiem z warunkami koncesji na obrót paliwami ciekłymi koncesjonariusz nie może zawierać umów kupna – sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami energetycznymi, które nie posiadają koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka jest wymagana przepisami Prawa energetycznego. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE wobec tego koncesjonariusza postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

W 2011 r. prowadzono korespondencję z Policją, Urzędami Celnymi, Izbami Celnymi, Urzędem Kontroli Skarbowej, Prokuraturą oraz udzielano odpowiedzi na zapytania w zakresie koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Wzorem lat ubiegłych, w ramach funkcjonujących w większości województw Platform Paliwowych będących jednym z modułów informatycznego systemu wspomagania zarządzania kryzysowego, kontynuowano wymianę informacji pomiędzy jednostkami organizacyjnymi administracji rządowej obu województw, odpowiedzialnymi za monitorowanie i kontrolowanie procesu dystrybucji paliw ciekłych.

Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Izbą Paliw Płynnych, Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego, Krajową Izbą Biopaliw itp.

4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych

4.2.1. Podstawy prawne

Zagadnienia dotyczące monitorowania rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych zostały uregulowane w Rozdziale 6 ustawy o biopaliwach. Zauważyć należy, iż regulacje prawne dotyczące przedstawionej niżej materii uległy w 2011 r. istotnym zmianom w odniesieniu do stanu prawnego istniejącego w 2010 r.¹⁰³⁾ Z uwagi jednak na fakt, iż przepisy te w przeważającej większości weszły w życie 1 stycznia 2012 r., a zatem znajdują zastosowanie do stanów faktycznych zaistniałych po tej dacie, zostaną one szczegółowo zaprezentowane w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za rok 2012.

W 2011 r. ustawa o biopaliwach zobowiązywała Prezesa URE do prowadzenia monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych na podstawie:

- A.** Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału przez wytwórców biokomponentów¹⁰⁴⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów użytych surowców, wytworzonych oraz wprowadzonych do obrotu biokomponentów, a także kosztów związanych z wytwarzaniem biokomponentów.
- B.** Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹⁰⁵⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, oraz sposobu ich rozdysponowania a także kosztów związanych z wytworzeniem paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

¹⁰³⁾ Istota oraz zakres zmian dokonanych w ustawie o biopaliwach przez przepisy ustawy z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw zostały przedstawione w dalszej części sprawozdania.

¹⁰⁴⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów.

¹⁰⁵⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- b) importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów.

C. Danych z systemów administracji celnej, przekazywanych przez Ministra Finansów w formie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach), które powinny zawierać informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹⁰⁶).

Prezes URE prowadzi monitoring rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych również w oparciu o dane pozyskiwane od podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy. Warto podkreślić, iż w wyniku nowelizacji przepisów ustawy o biopaliwach dokonanej ustawą z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, od 1 stycznia 2012 r., obowiązuje przepis art. 30b ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach, który *expressis verbis* obliguje podmioty podlegające dyspozycji art. 23 ust. 1 tej ustawy do przekazywania Prezesowi URE, w terminie 90 dni po zakończeniu roku kalendarzowego, sprawozdań rocznych, zawierających informacje określone w ust. 1 pkt 1-4 tego przepisu i sporządzanych według wzoru opracowanego i udostępnionego przez ten organ. Powyższe stanowi wyraz jednoznacznego, ustawowego usankcjonowania dotychczasowej praktyki w zakresie wymogu składania przez podmioty określone w art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach *Sprawozdania podmiotu realizującego Narodowy Cel Wskaźnikowy*. Analogiczne usankcjonowanie nastąpiło wobec sprawozdań, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach, o czym niżej.

Należy podkreślić, że również w 2011 r. informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych od Ministra Finansów były sporządzone wyłącznie według kodów CN i nie uwzględniały podziału na biokomponenty, paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe, zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 3-11 i pkt 23 oraz ust. 2 ustawy o biopaliwach. Powyższe powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach jest ograniczona. Taki stan rzeczy jest wysoce niepokojący. Doświadczenia Prezesa URE związane z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie monitorowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) wskazują, iż informacjom z systemów administracji celnej nie można nadać przymiotu danych kompleksowych, przez co istnieje duże ryzyko nie zidentyfikowania podmiotu, na którym spoczywa obowiązek przewidziany w art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Katalog podmiotów przekazywany przez Ministra Finansów do dyspozycji Prezesa URE w trybie określonym w art. 30 ust. 3 powołanej ustawy nie ma zatem charakteru zamkniętego, o czym wyraźnie świadczą przypadki, w których Prezes URE, na skutek informacji pozyskanych w toku odrębnych postępowań, dokonuje indywidualnej identyfikacji podmiotu nie wskazanego w żadnym z raportów kwartalnych Ministra Finansów za dany rok rozliczeniowy, a obowiązanego do wykonania NCW. Dodatkowo podkreślić należy, iż ryzyko powstania luki w systemie monitorowania realizacji NCW wzrasta wraz z nasilającym się w coraz większym stopniu zjawiskiem polegającym na podejmowaniu przez poszczególnych przedsiębiorców działalności gospodarczej w celu zrealizowania zaledwie kilku istotnych transakcji w zakresie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zaimportowanych, względnie nabytych wewnątrzspółnotowo paliw lub biopaliw ciekłych.

Przedstawiony stan faktyczny, wskazujący na działania zmierzające do obejścia przepisów prawa przewidujących obowiązek realizacji NCW sprawia, iż po raz kolejny krytycznie ocenić trzeba wiarygodność danych przekazywanych Prezesowi URE w trybie art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach. Mimo obszernej korespondencji, kierowanej w tej kwestii przez Prezesa URE do Ministra Finansów, obrazującej zarówno powagę, jak i istotę problemu, stwierdzić należy, iż rok 2011 nie odbiegał w analizowanym względzie od poprzednich okresów sprawozdawczych. W tym stanie rzeczy, pozostaje zatem wyrazić nadzieję, iż sankcja administracyjna w postaci kary pieniężnej przewidzianej w art. 33 ust. 1 pkt 8a ustawy o biopaliwach, przewidzianej za niedopełnienie obowiązku, o którym mowa w art. 30b ust. 1 tej ustawy, w brzmieniu obowiązującym od 1 stycznia 2012 r., stanowić będzie środek o charakterze dyscyplinującym podmioty podlegające realizacji NCW do wypełnienia określonej treści obowiązku

¹⁰⁶ Minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi Agencji Rynku Rolnego, sporządzone według kodów CN, na podstawie danych z systemów administracji celnej, sprawozdanie kwartalne zawierające informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach).

sprawozdawczego, a w konsekwencji wymiennie przyczyni się do uszczelnienia systemu identyfikacji podmiotów obowiązanych do wypełnienia dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

Niezależnie od powyższego, mając na względzie konieczność ułatwienia prezentacji i standaryzacji danych (w trybie art. 30 ust. 1 i ust. 2 ustawy o biopaliwach), oraz ich ujednoczenia i zapewnienia ich porównywalności, należy wskazać, iż w odniesieniu do obowiązku sprawozdawczego za kolejne kwartały 2011 r., Prezes URE w dalszym ciągu udostępniał, opracowane w latach minionych z uwzględnieniem zakresu regulacji ustawowych, formularze sprawozdawcze, oddzielnie dla wytwórców biokomponentów (oznaczone symbolem DPE-4.1) i oddzielnie dla producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (oznaczone symbolem DPE-4.2).

Dodatkowo, w związku z wejściem w życie powołanej powyżej ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, Prezes URE, na podstawie upoważnienia wprowadzonego do ustawy o biopaliwach, w 2011 r. opracował i udostępnił nowe wzory sprawozdań kwartalnych dla wytwórców biokomponentów i producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, znajdujące zastosowanie do Sprawozdań kwartalnych składanych od 1 stycznia 2012 r.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE (art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach)¹⁰⁷, które powinny stanowić m.in. podstawę dla sporządzania i przedstawiania Radzie Ministrów, przez Ministra Gospodarki, corocznych raportów dla Komisji Europejskiej¹⁰⁸.

Natomiast niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie przez przedsiębiorców obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej (por. pkt 5.3.).

Ponadto, realizując obowiązek wynikający z przepisów 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 736/96¹⁰⁹, Prezes URE przekazał Komisji Europejskiej informacje dotyczące infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania biopaliw ciekłych, w zakresie instalacji, które mogą produkować lub rafinować biopaliwa ciekłe¹¹⁰.

4.2.2. Biokomponenty

W 2011 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzane przez wytwórców biokomponentów.

Zgromadzone dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2011 r. zawarte zostało w tab. 52.

Tabela 52. Biokomponenty – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Bioetanol	Ester
Ilość biokomponentów wytworzonych przez ogół wytwórców	[tona]	495 665	131 900	363 765
Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców na terytorium kraju	[tona]	442 932	86 833	356 099
Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców podmiotom zagranicznym	[tona]	37 164	21 399	15 765

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych: w I, II, III i IV kwartale 2011 r., odpowiednio od 41, 38, 37 i 35 wytwórców, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹⁰⁷ W myśl znowelizowanego art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach, raporty kwartalne Prezesa URE przekazywane są ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska, a także Prezesowi Agencji Rynku Rolnego, w terminie do 75 dni po zakończeniu kwartału.

¹⁰⁸ Raporty te dotyczyły realizacji zobowiązań Polski wynikających z przepisów dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, co wynika wprost z art. 32 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Dyrektywa 2003/30/WE utraciła moc 1 stycznia 2012 r.

¹⁰⁹ Dz. Urz. UE seria L 180 z 15.7.2010, str. 7.

¹¹⁰ Instalacje o zdolności co najmniej 50 000 ton/rok.

4.2.3. Biopaliwa ciekłe

W 2011 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzane przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Zebrane dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2011 r. zawarte zostało w tab. 53.

Tabela 53. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[tona]	140 713,71	0,00	2 544,94	138 168,77
biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	399 427,72	8,85	3 375,92	396 042,95
biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[tona]	5 736,07	0,00	0,00	5 736,07

* Wybrane floty, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych w I, II, III i IV kwartale 2011 r., odpowiednio od 64, 54, 51 i 49 producentów, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Istotną kompetencją Prezesa URE, która umożliwia realizację zobowiązań Polski wynikających z przepisów dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, jest monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), tj. zapewnienia co najmniej minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych, zbytych w innej formie lub zużytych na potrzeby własne, liczonego według wartości opałowej.

Zobowiązanymi do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego są przedsiębiorcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, którzy sprzedają lub zbywają je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywają na potrzeby własne. Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych (por. pkt 5.3).

Jednocześnie Rada Ministrów, co trzy lata, do 15 czerwca danego roku, określa, w drodze rozporządzenia, NCW na kolejne sześć lat, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy Unii Europejskiej w tym zakresie¹¹¹⁾. Aktualnie obowiązuje rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r.¹¹²⁾, z którego wynika, że wysokość NCW na 2010 r. wynosiła 5,75%, zaś w 2011 r. – 6,20%.

W 2011 r. podjęto działania zmierzające do rozliczenia realizacji tego obowiązku w 2010 r., kierując do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji w tym zakresie oraz kontynuowano czynności rozliczeniowe (łącznie cztery postępowania) za lata 2008–2009. W celu ujednoczenia sposobu prezentacji danych dotyczących realizacji NCW w 2010 r. oraz usprawnienia procesu przekazywania tych danych, wykorzystano specjalny formularz sprawozdawczy (oznaczony symbolem DPE-4.3), opracowany w URE.

¹¹¹⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹¹²⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008–2013 (Dz. U. Nr 110, poz. 757).

Jednocześnie, w związku z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw¹¹³⁾, Prezes URE, na podstawie nowowprowadzonych do ustawy o biopaliwach regulacji prawnych, w 2011 r. opracował i udostępnił nowe wzory sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW w 2011 r. i w latach następnych, uwzględniając przy tym możliwość zastosowania, w odniesieniu do wymaganego w danym okresie rozliczeniowym poziomu NCW, współczynnika redukcyjnego, przewidzianego w aktualnym stanie prawnym na poziomie 0,85 dla lat 2012–2013.

Na podstawie informacji i danych liczbowych zebranych w 2011 r. od 34 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW w 2010 r., ustalono, że udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych na potrzeby własne w 2010 r. wyniósł 5,84%. 32 spośród 34 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, udokumentowało wykonanie tego obowiązku na wymaganym prawem poziomie.

Z ustaleń dokonanych w 2011 r. wynika, iż w grupie 34 podmiotów zobowiązanych do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2010 r. znalazły się:

- sześć podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie poniżej 5,75% lub nie udokumentowały realizacji,
- siedem podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie od 5,75% do 5,99%,
- siedem podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie od 6,00% do 6,99%,
- cztery podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie od 7,00% do 29,99%,
- jeden podmiot, który osiągnął NCW na poziomie od 30,00% do 99,99%,
- dziewięć podmiotów, które osiągnęły Narodowy Cel Wskaźnikowy na poziomie 100%.

W stosunku do dwóch podmiotów, które nie zrealizowały w 2010 r. Narodowego Celu Wskaźnikowego na wymaganym prawem poziomie Prezes URE wszczął stosowne postępowania w przedmiocie wymierzenia kary pieniężnej. W stosunku do podmiotów, które nie udokumentowały w sposób należyty zrealizowania tego obowiązku prowadzone są postępowania wyjaśniające.

Ogółem, podmioty zobowiązane do realizacji NCW w roku 2010 udokumentowały sprzedaż, zbycie w innej formie lub zużycie na potrzeby własne – według wartości wagowych – 11 062,29 tys. ton czystego oleju napędowego oraz 885,70 tys. ton estru metylowego, 3 928,30 tys. ton czystych benzyn silnikowych i 240,40 tys. ton bioetanolu.

Z kolei, na podstawie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu danego kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, zawierających informacje m.in. dotyczące ilości i rodzajów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz sposobu ich rozdysponowania (por. pkt 4.2.1. i 4.2.3.) ustalono, iż szacunkowy poziom wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2011 r. wyniósł 6,51%.

Należy jednak dodać, że wstępne informacje dotyczące realizacji NCW za rok 2011 będą dostępne w II kwartale 2012 r., co wynika z uwarunkowań formalno-prawnych monitorowania realizacji NCW, w tym terminu do składania sprawozdania o którym mowa w treści art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach¹¹⁴⁾.

¹¹³⁾ Ustawa z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw.

¹¹⁴⁾ Przepis ten został dodany przez art. 3 pkt 5 ustawy z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw.

5. INNE ZADANIA PREZESA URE

5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Na kontrolę dokonywaną przez Prezesa URE należy w pierwszej kolejności spojrzeć przez pryzmat zadań i uprawnień, jakie temu organowi przysługują zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie wykonywania obowiązków przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedających tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium RP, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej jak i kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy. Kompetencje Prezesa URE upoważniają go do kontroli przestrzegania warunków prowadzenia działalności podmiotów, którym zostały udzielone koncesje. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne umożliwiają Prezesowi URE prowadzenie kontroli działalności przedsiębiorstw energetycznych poprzez analizę ich sytuacji w procesie udzielania koncesji lub jej zmiany, a także podejmowanie odpowiednich działań w przypadku zgłoszenia przez inne organy państwa czy też odbiorców (np. w formie skarg) faktu dokonywania naruszeń prawa przez podmioty podlegające koncesjonowaniu lub podejrzenia nieprzestrzegania przez te podmioty przepisów prawa, czy też warunków udzielonej koncesji. Następstwem ujawnienia nieprawidłowości są natomiast stosowne, opisane poniżej, działania interwencyjne przy wykorzystaniu dostępnych instrumentów prawnych.

5.1.1. Kontrola stosowania taryf

Zgodnie z brzmieniem art. 47 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, a Prezes URE zatwierdza taryfę, bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46 tej ustawy.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem ich zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Prezes URE sprawuje ponadto bieżącą kontrolę nad posiadaniem taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych przez przedsiębiorstwa, które uzyskały koncesje na prowadzenie działalności w tym zakresie. A mianowicie, działając na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa te proszone są o przedstawienie ogólnych informacji nt. prowadzonej działalności, tj. podanie w szczególności:

- czy została podjęta działalność gospodarcza w zakresie objętym koncesjami,
- planowanej ilości odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- planowanej rocznej dostawy paliw gazowych lub energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa pouczane są o konieczności ustalenia taryf i przedłożenia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, jak również o sankcjach wynikających z art. 56 ust. 1 pkt 5 i 5a ustawy – Prawo energetyczne za stosowanie cen i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.

Jednocześnie, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),
- 2) sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- 3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 4) sprawdzanie czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- 5) analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy i opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy itp., o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat, itd.

Ponadto, Prezes URE prowadzi stały, bieżący nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności w związku z wątpliwościami odbiorców, co do prawidłowości ich stosowania. Najczęstszymi przypadkami są kontrole pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w niej warunkami, dotyczącymi: zasad kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych, zmiany grupy taryfowej, sposobu rozliczeń, udzielania bonifikat z tytułu przerw w dostawie energii elektrycznej oraz sposobu naliczania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i za przekroczenia mocy umownej.

5.1.2. Działania interwencyjne

Energia elektryczna

W 2011 r. prowadzono dwa **postępowania wyjaśniające**, dotyczące tego samego przedsiębiorcy, mające na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorstwo energetyczne wykonuje działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w udzielonej koncesji. Ponadto do URE pod koniec grudnia 2011 r. wpłynęła trzecia sprawa dotycząca podejrzenia naruszenia przez przedsiębiorcę warunków koncesji na obrót energią elektryczną w związku z dokonaniem zakupu energii elektrycznej od wytwórcy energii odnawialnej nie posiadającego stosownej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Postępowanie wyjaśniające w ww. zakresie zostanie przeprowadzone w pierwszym kwartale 2012 r.

Przedmiotowe dwa postępowania wyjaśniające prowadzone w URE w 2011 r., wszczęto wskutek skarg na działalność przedsiębiorstwa energetycznego i próśb o interwencję kierowanych do Prezesa URE przez odbiorców energii elektrycznej. Jedna ze spraw dotyczyła ewentualnego nieutrzymywania sieci w należyтым stanie technicznym polegającym na nie usunięciu gałęzi drzew znajdujących się w pobliżu linii napowietrznej 15 kV, powodującymi krótkie przerwy w dostawie energii elektrycznej do obiektów należących do odbiorcy. Dotychczasowe ustalenia nie dały podstaw do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Dруга sprawa dotyczyła skargi Polskiego Towarzystwa Konsumentów na nieprzestrzeganie warunków koncesji oraz prowadzenie działalności na obszarze nieobjętym koncesją przez przedsiębiorcę na terenie dzielnicy Warszawy nie wskazanej w koncesji. Skarżący został poinformowany, że przedsiębiorca posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, która obejmuje swym zakresem obszar danej dzielnicy Warszawy, a zaistniałe nieścisłości w brzmieniu decyzji wynikają ze zmian w podziale administracyjnym. Niezależnie od tego Prezes URE wezwał przedsiębiorcę do aktualizacji koncesji. Przedsiębiorca zastosował się do wezwania. Aktualnie trwa postępowanie w sprawie zmiany ww. koncesji.

Oprócz powyższych postępowań wyjaśniających w 2011 r. zostało przeprowadzone **badanie dotyczące powiązań kapitałowych** sześciu „dużych” OSD elektroenergetycznych. OSD zostali wezwani do przekazania informacji o spółkach, nad którymi sprawują kontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 2 rozporządzenia nr 139/2004 z 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw¹¹⁵⁾.

¹¹⁵⁾ Dz. Urz. WE L 024 z 29.01.2004.

Zgodnie z art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, 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 akcji lub udziałów powiązanych z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność w zakresie obrotu lub wytwarzania. Posiadanie takich udziałów przez przedsiębiorstwo sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanego podmiotu, co w konsekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”.

Prowadzi to do wniosku, że posiadanie przez OSD (nawet pośrednio poprzez spółkę zależną) akcji lub udziałów w spółce zajmującej się obrotem energią elektryczną jest niedopuszczalne i stanowi naruszenie przepisów art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Monitoring powiązań kapitałowych wykazał, że jeden z dużych OSD poprzez swoją spółkę zależną posiada udziały w spółce zajmującej się dystrybucją i obrotem energią elektryczną, przez co zachodzi podejrzenie, że narusza warunki i kryteria niezależności OSD¹¹⁶⁾. Wobec tego OSD Prezes URE wszczął postępowanie o ukaranie na początku stycznia 2012 r.

Z kolei w przypadku innego dużego OSD ustalono na podstawie posiadanych przez Prezesa URE informacji, że ww. OSD świadczy na rzecz spółki matki, zajmującej się obrotem energią elektryczną, na podstawie umowy, następujące usługi: prowadzenie rozliczeń, emisję faktur i ich doręczanie, rozpatrywanie wniosków, prowadzenie korespondencji, prowadzenie rejestracji oraz aktualizację bazy danych klientów, archiwizację powierzonych dokumentów, przez co zachodzi podejrzenie, że w opisanym przypadku doszło do naruszenia warunku niezależności OSD, o którym mowa w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Wobec tego OSD pod koniec grudnia 2011 r. Prezes URE wszczął postępowanie o ukaranie.

Ponadto Prezes URE prowadzi **bieżący nadzór** wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami. W większości przypadków udzielano jedynie wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z nieznamomości tematu przez piszącego, natomiast w pozostałych przypadkach podejmowano interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, mające na celu pomoc odbiorcy i doprowadzenie do rozliczeń zgodnych z warunkami określonymi w taryfie:

1. Dwóch odbiorców zwróciło się do Prezesa URE o interwencję w sprawie sposobu naliczania, przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych, opłat za straty energii w transformatorze. W wyniku przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego, przedsiębiorstwo zobowiązało się do podjęcia działań mających na celu zmianę zasad naliczania strat w transformatorze, poczynając od okresu nie objętego przedawnieniem roszczeń, jak również możliwość wymiany licznika na inny pozwalający na pomiar wielkości strat mocy i energii i przejście na rozliczenia w oparciu o wskazania tego licznika. Przedsiębiorstwo dokonało również korekt wielkości doliczeń strat energii czynnej i biernej.
2. Wskutek skargi odbiorcy, dotyczącej sposobu rozliczeń za energię w przypadku zamówienia różnej wielkości mocy umownej w danym roku, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. W ramach korespondencji zwrócono przedsiębiorstwu uwagę, że z treści § 47 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, jak i stosowanych zapisów w treści taryfy samego przedsiębiorstwa, nie można wnioskować o możliwości ograniczenia przez OSD wyboru na rok 2012 różnych wielkości mocy umownej przez odbiorcę jedynie do dwóch wielkości. W odpowiedzi przedsiębiorstwo oświadczyło, że w przypadku odbiorców charakteryzujących się zróżnicowaną mocą pobraną w ciągu roku, będzie promować rozwiązanie jego zdaniem optymalne tj. dwie wielkości mocy (sezon zwiększonego i zmniejszonego zapotrzebowania), natomiast nie będzie to realizowane w formie działań ograniczających prawo odbiorcy do zamówienia różnych wielkości mocy umownych i w przypadkach podtrzymania woli odbiorcy większego zróżnicowania za-

¹¹⁶⁾ Zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne, ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2, podlega karze pieniężnej. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w tym przypadku nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 56 ust. 2f i 3).

- mówionej mocy w poszczególnych miesiącach roku, przedsiębiorstwo będzie taką wolę respektować, sporządzając stosowne aneksy do umów.
3. W związku z wystąpieniem odbiorcy, odnośnie sposobu wyznaczania wielkości mocy pobranej w rozliczaniu przekroczeń mocy, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. Według odbiorcy, układ pomiarowo-rozliczeniowy umożliwiał rozliczenie wg sumy dziesięciu największych nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną, podczas gdy przedsiębiorstwo przyjęło do rozliczenia dziesięciokrotność najwyższego przekroczenia mocy. Po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego stwierdzono – informując o tym przedsiębiorstwo – że zainstalowany u odbiorcy układ pomiarowy umożliwia pozyskanie i rozliczenie dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy za pośrednictwem oprogramowania komputerowego, w związku z czym dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego nie jest konieczne.
 4. W związku z pismem odbiorcy kwestionującym prawidłowość rozliczeń za energię elektryczną przeprowadzono postępowanie wyjaśniające w tej sprawie. Prowadzono korespondencję zarówno z przedsiębiorstwem dystrybucyjnym, jak i obrotowym. W wyniku przeprowadzonego postępowania stwierdzono, że w rozliczeniu z odbiorcą zastosowano okresy rozliczeniowe dłuższe niż wynikające z zapisów taryfy. Co więcej, taka sytuacja miała miejsce w przypadku większej liczby odbiorców. Ponadto wątpliwości wzbudził również sposób wyznaczenia przez przedsiębiorstwo opłaty wynikającej ze składnika stałego stawki sieciowej oraz stawki opłaty przejściowej. W efekcie, w związku z powyższą sprawą, wobec przedsiębiorstwa obrotu zostało wszczęte postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w związku z art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie jest w toku.
 5. W związku z pismem odbiorcy odnośnie braku zgody przedsiębiorstwa energetycznego na zmianę grupy taryfowej z C11 na G, wystąpiono w tej sprawie do przedsiębiorstwa. Na podstawie udzielonych przez nie wyjaśnień stwierdzono, że przesłanką umożliwiającą postulowaną zmianę grupy taryfowej jest fakt posiadania przez odbiorcę decyzji o wykreśleniu z rejestru przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą. W odpowiedzi, przedsiębiorstwo poinformowało, iż wystosowało do odbiorcy pismo potwierdzające możliwość zmiany grupy taryfowej z C na G oraz związaną z tym zmianę dotychczasowej umowy.
 6. W związku z pismami: odbiorcy oraz grupy konsultingowej w imieniu kilku innych odbiorców, podjęto interwencję w sprawie dotyczącej zakresu i warunków stosowania przez przedsiębiorstwo energetyczne grupy taryfowej C11o. W wyniku przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego stwierdzono, że nie istnieją żadne szczególne uregulowania prawne zawierające zapisy zabraniające instalowania przez odbiorców urządzeń ograniczających zużycie energii elektrycznej, w tym np. instalowania w sieci za licznikiem dodatkowego zegara sterującego, skracającego czas zasilania poszczególnych odbiorników, wprowadzania przedsięwzięć energooszczędnych oraz racjonalnego użytkowania urządzeń i instalacji, nawet poprzez wyłączenia oświetlenia ulicznego w okresie letnim, a racjonalne użytkowanie energii elektrycznej przez odbiorców powinno stanowić priorytet i być promowane zarówno przez odbiorców, jak i dostawców energii elektrycznej, pomimo odmiennych celów finansowych. Kwestia ta nadal jest przedmiotem wymiany korespondencji z przedsiębiorstwem.
 7. Na skutek wystąpienia odbiorcy w sprawie dotyczącej rozliczeń za energię elektryczną oraz sposobu pobierania opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, Prezes URE kilkakrotnie zwrócił się do przedsiębiorstw (zajmujących się obrotem i dystrybucją energii elektrycznej) z prośbą o szczegółowe ustosunkowanie się do pism odbiorcy, nadesłanie wyjaśnień i kopii stosownych dokumentów. W wyniku przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego doprowadzono do porozumienia pomiędzy stronami, a przede wszystkim podjęta przez Prezesa URE interwencja przyniosła oczekiwany skutek w postaci wznowienia dostaw energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy.
 8. Prezes URE podjął interwencję w sprawie interpretacji zapisów w taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej jednego z operatorów systemów dystrybucyjnych, w świetle rozbieżności stanowisk stron dotyczących zapisów w umowie o świadczenie usług dystrybucji. Prowadzone przez URE postępowanie wyjaśniające doprowadziło, już w jego trakcie, do rozwiązania jednej ze spornych kwestii, a mianowicie do odstąpienia przez przedsiębiorstwo od zastosowania w ww. umowie rozliczenia z wykorzystaniem rat planowych i zmiany brzmienia jednego z paragrafów dotyczącego rodzajów wystawianych faktur oraz terminów płatności. Drugą kwestią, co do której strony nie osiągnęły porozumienia, pozostał sposób interpretacji zapisów taryfy, tj. zdefiniowanie miejsca dostarczania energii oraz sposobu za-

mawiania mocy umownej. Ostatecznie Prezes URE wskazał, biorąc pod uwagę zarówno stan faktyczny, jak i stan prawny, najbardziej racjonalny sposób rozwiązania spornej kwestii, proponowane brzmienie konkretnych zapisów w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz sposób rozwiązania problemu w zakresie ustalenia poziomu mocy umownej.

9. Przedsiębiorstwo energetyczne w rozliczeniu z odbiorcą popełniło błąd polegający na wysłaniu odbiorcy faktury w dwóch oryginalnych egzemplarzach, a następnie na dwukrotnym wysłaniu wezwań do zapłaty za faktury, które w rzeczywistości zostały w podanych na fakturach terminach zapłacone przez tegoż odbiorcę. URE podjął działania zmierzające do wyjaśnienia tej sprawy. Z uzyskanych informacji oraz otrzymanej korespondencji wynikało, że wysłanie wezwań do zapłaty za faktury opłacone w odpowiednim terminie spowodowane było automatycznym księgowaniem wpłat dokonywanych przez odbiorcę na dwóch różnych kontach przypisanych do dwóch numerów bilingowych adresata. Przedsiębiorstwo w zaistniałej sytuacji nie poinformowało odbiorcy o przysługującym mu prawie, iż powstała nadpłata podlegać może zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, jeśli odbiorca nie zażąda jej zwrotu, lecz wezwało odbiorcę do zwrócenia jednego oryginału faktury z dwóch pomyłkowo wysłanych. W związku z tym, Prezes URE przypominał przedsiębiorstwu, iż dobra praktyka nakazuje, aby przedsiębiorstwo energetyczne, w przypadku zaistnienia tego typu lub podobnych zdarzeń, wynikających z winy samego przedsiębiorstwa, przypominało swoim odbiorcom również o przysługujących im prawach i przywilejach, co w przypadku tego odbiorcy skutkowało uniknięciem dalszych nieporozumień związanych z wysyłaniem kolejnych wezwań do zapłaty.
10. Odbiorca przyłączony do sieci jednego z przedsiębiorstw dystrybucyjnych wystąpił do Prezesa URE w sprawie przekwalifikowania gospodarstwa rolnego z grupy taryfowej G1x do grupy Cxx. W swoim piśmie sugerował, że nie znana jest mu przyczyna zainstalowania dodatkowego układu pomiarowo-rozliczeniowego dla instalacji zasilającej budynki gospodarcze. Pracownicy spółki przy okazji zmiany lokalizacji układu pomiarowego, zidentyfikowali przeznaczenie pobieranej energii elektrycznej na cele inne, niż określa to obowiązująca taryfa w zakresie grup taryfowych G1x. Po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego – z informacji otrzymanych za pośrednictwem przedsiębiorstwa dystrybucyjnego i przedsiębiorstwa obrotu (protokół kontroli wraz z dokumentacją zawierającą zdjęcia z wizji lokalnej) wynika, iż oprócz zaspokojenia potrzeb gospodarstwa domowego, energia elektryczna zużywana jest również na cele prowadzonego przez odbiorcę gospodarstwa rolnego (40 szt. bydła). Odbiorca został poinformowany przez URE, iż konieczna jest zmiana grupy taryfowej z G1x na Cxx (w przypadku pobierania energii elektrycznej na nN) dla obiektu, w którym energia elektryczna pobierana jest na cele produkcyjne.

W 2011 r. do Prezesa URE dość licznie, w porównaniu z wcześniejszymi latami, 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. Podobnie jak we wcześniejszych latach wpływała też korespondencja ze skargami ze strony przedsiębiorstw energetycznych. Prezes URE podjął działania mające na celu wyjaśnienie poszczególnych przypadków, które w większości doprowadziły do polubownego załatwienia problematycznych kwestii. Przykładem działań interwencyjnych, podejmowanych przez Prezesa URE może być następująca sprawa:

W połowie lutego 2011 r. do URE wpłynęła skarga jednego z operatorów na działania przedsiębiorstwa sieciowego, które wg skarżącego, utrudniając realizację procedury zmiany sprzedawcy uniemożliwiło mu wdrożenie w życie umowy sprzedaży zawartej z odbiorcą energii przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa. 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 statusu OSDn. Brak tej umowy skutkowało brakiem możliwości przesłania danych pomiarowych odbiorcy na rynek bilansujący, co było przyczyną wstrzymania procesu zmiany sprzedawcy. W trakcie prowadzonego postępowania udało się doprowadzić do zawarcia ww. umowy pomiędzy OSD przyłączonym do sieci przesyłowej a przedsiębiorstwem sieciowym. Umowa ta weszła w życie z początkiem 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.

W 2011 r. kilkanaście interwencji regulatora dotyczyło problemów przy zmianie sprzedawcy przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tzw. energetyki przemysłowej. W maju 2011 r. podjęto działanie mające na celu wyjaśnienie sprawy alternatywnego sprzedawcy przy zawieraniu umowy o świadczenie usług dystrybucji z przedsiębiorstwem energetycznym. Sprzedawca zamierzał podjąć działalność polegającą na oferowaniu i sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do przedsiębiorstwa, które utrzymywało, że 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 bowiem z art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, 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 podjęło działania w celu wywiązania się ze swoich obowiązków ustawowych i umożliwienia zmiany sprzedawcy odbiorcom przyłączonym do jego sieci dystrybucyjnej.

Paliwa gazowe

W 2011 r. do Prezesa URE zwracały się zarówno osoby fizyczne, jak i przedsiębiorstwa (w tym wodociągowo-kanalizacyjne oraz robót inżynierskich) z prośbą o interwencję w zakresie wysokości kwot, jakimi spółki przedsiębiorstwa gazowniczego obciążały ich za spowodowanie awarii sieci dystrybucyjnej w trakcie prowadzonych przez nich prac ziemnych. Przy czym nie kwestionowali opłat stanowiących rekompensatę kosztów naprawy gazociągów oraz utraconego paliwa, a jedynie wysokość odszkodowania stanowiącego rekompensatę opłat, jakie naliczył OSP gazowy za przekroczenie mocy umownej na punktach wyjścia ze swojej sieci, które są jednocześnie punktami wejścia do sieci dystrybucyjnych, powołując się przy tym na postanowienia § 43 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹¹⁷⁾.

W ocenie Prezesa URE stosowana przez OSP praktyka bezwzględnego naliczania opłat za przekroczenia mocy umownych spowodowane uszkodzeniami gazociągów na podstawie powołanego wyżej przepisu jest niewłaściwa i na fakt ten wskazano już w sierpniu 2011 r. Celem wskazanego wyżej przepisu nie jest bowiem przysparzanie przedsiębiorstwom gazowniczym dodatkowych przychodów, a wyłącznie dyscyplinowanie odbiorców do zamawiania mocy umownej adekwatnej do ich potrzeb, tj. do niezaniżania jej wartości.

Sytuacja, w której dochodzi do uszkodzenia gazociągu nie wypełnia żadnej z przesłanek § 43 ust. 1 rozporządzenia taryfowego, gdyż zazwyczaj sprawcą uszkodzenia nie jest odbiorca, a zatem nie dopuszcza się on przekroczenia mocy umownej (bo jej nie zamawia), a ponadto awaria jest zdarzeniem losowym i nieprzewidywalnym, wynikającym z działania niezamierzonego, więc nie można postawić jej sprawcy zarzutu, że nie starał się uzyskać zgody przedsiębiorstwa energetycznego na przekroczenie mocy umownej.

Prezes URE poparł przy tym wystąpienie przedsiębiorstwa, skierowane do OSP, o anulowanie opłat za przekroczenie mocy umownych, naliczonych w związku z awariami sieci dystrybucyjnych, które spowodowane zostały działaniami osób trzecich, wzywając do podjęcia stosownych decyzji w tym zakresie. Jednocześnie wyraził nadzieję, że do czasu zmiany rozporządzenia taryfowego OSP będzie stosował przepis powoływanego § 43 ust. 1 wyłącznie zgodnie z intencją ustawodawcy (Ministra Gospodarki), zdaniem którego podstawą naliczenia opłat za przekroczenie mocy umownej może być wyłącznie świadome działanie lub zaniechanie odbiorcy gazu

¹¹⁷⁾ Zgodnie z którym odbiorca, który przekroczył moc umowną, bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego, jest obciążany opłatami stanowiącymi iloczyn mocy maksymalnej zarejestrowanej przez układ pomiarowy ponad moc umowną, ilości godzin w okresie rozliczeniowym i trzykrotnej stałej stawki opłaty przesyłowej lub dystrybucyjnej, lub sieciowej określonej w taryfie dla grupy taryfowej, do której odbiorca jest zakwalifikowany (Dz. U. Nr 28, poz. 165).

i przepis ten nie powinien znaleźć zastosowania w sytuacji, gdy przyczyną przekroczenia mocy jest awaria sieci gazowej.

W odpowiedzi OSP poinformował, iż wystąpił do przedsiębiorstwa o przedłożenie dodatkowych dokumentów, które pozwolą na obiektywną ocenę zasadności żądań każdego ze 100 zgłoszonych przypadków, gdyż uchylenie naliczonych już opłat za przekroczenie mocy umownych musi być szczegółowo uzasadnione, ponieważ – w myśl art. 19 b ustawy z 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji¹¹⁸⁾ – wymaga zgody Rady Nadzorczej. Wskazał przy tym, iż stosowne decyzje podjęte zostaną niezwłocznie po otrzymaniu pełnej dokumentacji w odniesieniu do wszystkich zgłoszonych przypadków, przy czym sprawy osób fizycznych znajdujących się w trudnej sytuacji materialnej traktować będzie priorytetowo.

Po to, aby zapobiec przedstawionemu wyżej zachowaniu OSP Prezes URE w pracach nad nowym rozporządzeniem taryfowym zaproponował wprowadzenie przepisów, które uniemożliwiłyby pobieranie opłat za przekroczenia mocy umownej, które są następstwem awarii, za cały okres rozliczeniowy, w którym doszło do przekroczenia. Opłaty powinny być naliczane jedynie za czas trwania awarii, co w sposób zasadniczy ograniczy opłaty, jakimi sprawców awarii można obciążyć za ich spowodowanie.

Kolejną interwencją podjętą w 2011 r. było ustalenie zasadności przerwania skarżącemu się odbiorcy przedsiębiorstwa dostaw gazu, procedur związanych z rozliczaniem i fakturowaniem odbiorców eliminujących możliwość niedostarczenia im faktur oraz prawidłowości wystawianych faktur. W odpowiedzi przedsiębiorstwo przedłożyło zestawienie prowadzonych ze skarżącym rozliczeń, które w zakresie obciążeń potwierdzone zostały kopiami wystawionych mu faktur.

Nie potwierdził się brak zasadności przerwania mu dostaw gazu. Wezwania do zapłaty zaległych należności wysłane zostały ww. odbiorcy listami poleconymi i zostały mu skutecznie dostarczone, co udokumentowane zostało złożonymi przez niego podpisami. I właśnie nieuregulowanie wskazanych w tych wezwaniach kwot w terminach w nich określonych były powodem wstrzymania dostaw gazu (stosownie do postanowień art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne).

Natomiast w zakresie procedur związanych z rozliczaniem i fakturowaniem odbiorców przedsiębiorstwo przedstawiło szczegółowy schemat, z którego wynika, że do momentu przekazania faktur Poczcie Polskiej system jest szczelny i do błędów prowadzących do niewydrukowania i przekazania tej instytucji faktur nie powinno dojść. Poczta Polska – biorąc pod uwagę fakt, że faktury wystawione za dostawę gazu wysyłane są listami zwykłymi – nie wyklucza ewentualności ich niedostarczenia, twierdząc jednak, że przypadki niedostarczenia przesyłek lub opóźnienia w ich dostarczeniu mają charakter incydentalny.

Jeśli zaś chodzi o prawidłowość wystawionych faktur, to ustalone w nich opłaty nie budziły wątpliwości, natomiast ich czytelność istotnie jest mała. Problem czytelności faktur był już w przeszłości przedmiotem zainteresowania Prezesa URE, który zwrócił przedsiębiorstwu uwagę na konieczność jej poprawy. Przedsiębiorstwo stwierdziło jednak, że jest to zadanie niezwykle trudne, ponieważ faktury muszą odpowiadać warunkom zawartym w prawie podatkowym, finansowym i energetycznym i poprawa w jednym zakresie pociąga za sobą pogorszenie w zakresie innym.

5.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej

Kontrola wykonania obowiązku publicznej sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej (tzw. „obligo giełdowego”), wynikającego z art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, została przeprowadzona na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 4a tej ustawy. Objęto nią 33 przedsiębiorstwa, które wytwarzały w 2010 r. energię elektryczną w jednostkach wytwórczych o mocy powyżej 50 MW i dotyczyła ona okresu od 9.08.2010 r. do 31.12.2010 r. Ze wszystkich kontrolowanych przedsiębiorstw, siedem korzystało z pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. spółki KDT), a więc zobowiązane było sprzedać 100% wytworzonej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy. W pozostałych przypadkach obowiązek ten

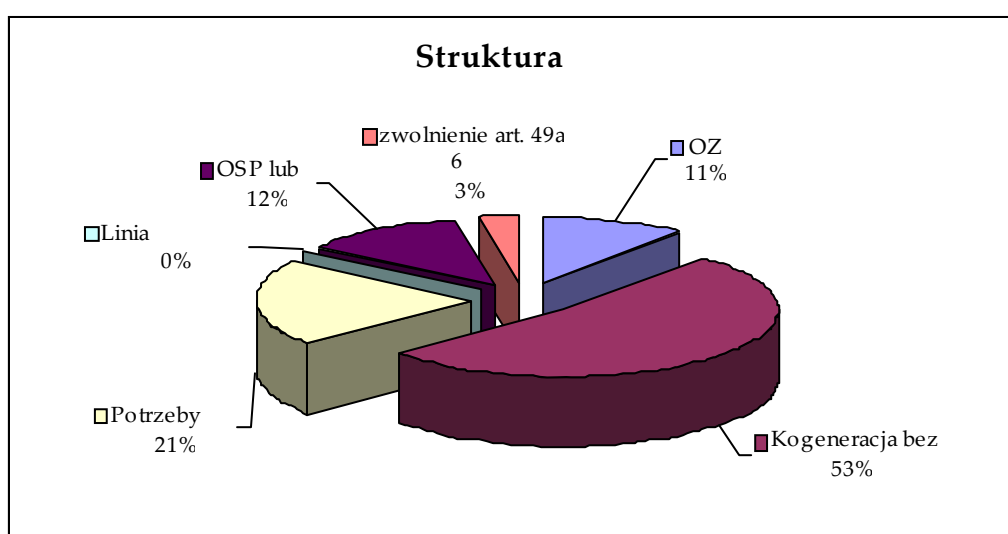
¹¹⁸⁾ Dz. U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397, z późn. zm.

dotyczył 15% produkcji. Za wypełnienie obowiązku publicznej sprzedaży w badanym okresie uznać można było jedynie sprzedaż na TGE SA. Nie został zorganizowany obrót energią elektryczną na rynku regulowanym, o którym mowa w ustawie o obrocie instrumentami finansowymi. Nie były organizowane przetargi zgodne z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 49a ust. 12 ustawy.

Łączna ilość wytworzonej energii elektrycznej, która powinna zostać sprzedana na giełdzie towarowej w okresie obowiązywania obliga, czyli od 9.08.2010 r. do 31.12.2010 r., wyniosła 32 TWh, co stanowi 55% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez zobowiązane spółki. W rzeczywistości wytwórcy sprzedali w powyższym trybie 5,1 TWh, co stanowi 16% wolumenu obowiązku wynikającego z art. 49a ustawy. 99% niezrealizowanego obowiązku giełdowego przypada na tzw. spółki KDT.

Wolumen obliga giełdowego ustalono przez pomniejszenie wyprodukowanej przez daną spółkę w badanym okresie ilości energii elektrycznej o tzw. wyłączenia, wymienione w art. 49a ust. 5 i 6 ustawy. Suma wyłączeń w 2010 r. stanowiła 29% produkcji brutto jednostek o mocy powyżej 50 MW, a jej struktura widoczna jest na poniższym rysunku.

Rysunek 28. Struktura procentowa sumy wyłączeń z obliga giełdowego (art. 49a ust. 5 i 6)



Źródło: URE.

W toku przeprowadzonych kontroli stwierdzono, że czternaście przedsiębiorstw nie wypełniło obowiązku publicznej sprzedaży. W tej sprawie zostaną przeprowadzone postępowania administracyjne dotyczące wymierzenia kary.

5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych, jest sprawdzenie (poprzez przeprowadzanie odpowiednich egzaminów) kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urządzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tego rodzaju działalnością¹¹⁹⁾.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2011 r. przez Prezesa URE, podobnie jak w latach poprzednich, polegały na:

¹¹⁹⁾ Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy, obowiązane są posiadać kwalifikację potwierdzoną świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Szczegółowe zasady powoływania oraz funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych zawarte są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184 oraz z 2005 r. Nr 141, poz. 1189). Por. także art. 4 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na nową kadencję,
- dokonywaniu zmian/aktualizacji aktów powołania już działających komisji (rozszerzenie uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków),
- odwoływaniu lub też powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji w bazie URE,
- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- podejmowaniu działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji.

Ustawą z 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹²⁰⁾ zostały wprowadzone zmiany art. 54 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące komisji kwalifikacyjnych, co wywołało lawinę pytań do Prezesa URE i zmieniło w pewnym zakresie postępowanie przy ocenie wniosków o powołanie komisji kwalifikacyjnych przez Prezesa URE. Konieczna stała się dodatkowa weryfikacja świadectw kwalifikacyjnych wydanych przed wejściem w życie powyższej zmiany, jeśli kandydaci do składu komisji kwalifikacyjnej będą powoływać się na ich bezterminowość.

W 2011 r. wpłynęło 91 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję i 4 wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych. W 2011 r. Prezes URE powołał w sumie 78 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję (w tym dwanaście na wnioski złożone w 2010 r.) oraz pięć nowych komisji kwalifikacyjnych (w tym trzy na wniosek z 2010 r.). Dwadzieścia pięć wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję oraz dwa wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych zostaną rozpatrzone po zakończeniu postępowań wyjaśniających prowadzonych w 2012 r.

W 2011 r. do Prezesa URE wpłynęły również trzy wnioski o odwołanie komisji kwalifikacyjnych. Jeden wniosek został rozpatrzony w 2011 r. Dwa zostaną rozpatrzone w 2012 r.

W 2011 r. do Prezesa URE wpłynęło także 94 wniosków o zmianę aktów powołania komisji, rozpatrzonych zostało 79 wniosków oraz sześć wniosków, które wpłynęły w 2010 r. (26 zmian polegało na dokonywaniu aktualizacji nazw przedsiębiorstw, przy których powołana jest komisja, pozostałe wnioski polegały na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub zmianie składu osobowego komisji). W związku z nowelizacją aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano również 19 indywidualnych aktów odwołania oraz 22 indywidualnych aktów powołania do składów osobowych komisji. 15 wniosków o zmianę aktów powołania, które wpłynęło w 2011 r., zostanie rozpatrzonych w 2012 r. po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 143 komisje przesyłały w 2011 r. do Prezesa URE aktualne świadectwa swoich członków. W 23 przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania różnych podmiotów z zakresu eksploatacji instalacji i urządzeń energetycznych oraz obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 202 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2011 r.

Według stanu na 31 grudnia 2011 r. działało 391 komisji kwalifikacyjnych (409 w 2009 r. i 419 w 2010 r.), natomiast w trakcie prowadzenia było 27 postępowań wyjaśniających w sprawie powołania komisji kwalifikacyjnych. Dotychczas w sumie powołanych zostało 675 komisji, a w ich pracach uczestniczy 5 040 osób.

¹²⁰⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 205, poz. 1208.

Tabela 54. Komisje kwalifikacyjne

Województwo (symbol województwa)	Liczba „czynnych” komisji w danym województwie
dolnośląskie (02)	24
kujawsko-pomorskie (04)	17
lubelskie (06)	24
lubuskie (08)	15
łódzkie (10)	27
małopolskie (12)	39
mazowieckie (14)	50
opolskie (16)	14
podkarpackie (18)	21
podlaskie (20)	10
pomorskie (22)	22
śląskie (24)	59
świętokrzyskie (26)	19
warmińsko-mazurskie (28)	8
wielkopolskie (30)	23
zachodniopomorskie (32)	19
Ogółem	391

Źródło: URE.

5.3. Nakładanie kar pieniężnych

Działania podejmowane przez Prezesa URE zmierzają do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W celu efektywnego wypełniania tych zadań organ regulacyjny wyposażony został w kompetencje o charakterze karnym, których opis znajduje się w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. 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. Kolejnym przepisem, na podstawie którego Prezes URE wymierza przedsiębiorstwu energetycznemu (wytwórcy) kary pieniężne jest art. 33 ustawy o biopaliwach.

Maksymalna wysokość kary pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W 2011 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na mocy przysługujących regulatorowi uprawnień wymierzył podmiotom regulowanym 70 394 753,66 zł za nieprzestrzeżenie przepisów prawa energetycznego oraz innych ustaw związanych z zadaniami Prezesa URE w zakresie regulacji rynku energii. To efekt 307 postępowań prowadzonych przez departamenty Urzędu Regulacji Energetyki i oddziały terenowe URE.

Statystyka postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar prowadzonych przez jednostki administracyjne URE wygląda następująco:

- Departament Przedsiębiorstw Energetycznych URE – 218,
- Departament Taryf URE – 23,
- Departament Promowania Konkurencji URE – 6,
- Oddziały Terenowe – 60 postępowań administracyjnych, z czego:
 - Południowo-Wschodni Oddział Terenowy URE w Krakowie – 25 postępowań;
 - Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku – 14;
 - Wschodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Lublinie – 9;
 - Zachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Poznaniu – 5;
 - Północno-Zachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Szczecinie – 4 postępowania;
 - Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach – 2;
 - Południowo-Zachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą we Wrocławiu – 1.

Z przepisów ustawy o biopaliwach¹²¹⁾ wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) za niewykonywanie przez wytwórców biokomponentów, producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków, polegających na przekazywaniu Prezesowi URE i Prezesowi Agencji Rynku Rolnego sprawozdań kwartalnych¹²²⁾ lub w przypadku podawania w tych sprawozdaniach nieprawdziwych danych. W tym miejscu warto zasignalizować, iż w wyniku nowelizacji ustawy o biopaliwach, dokonanej ustawą z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, 1 stycznia 2012 r. Prezes URE obowiązany jest zastosować analogiczną sankcję również wobec podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy, w przypadku niezłożenia przez te podmioty w terminie sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30b¹²³⁾ ust. 1 powołanej ustawy lub podania w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych¹²⁴⁾. Wysokość kary pieniężnej w tego rodzaju sprawach wynosi 5 000 zł¹²⁵⁾.

Prezes URE posiada nadto kompetencje do wymierzenia kary podmiotom zobowiązanym do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w przypadku niezapewnienia minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez ten podmiot lub zużytych przez niego na potrzeby własne. Wysokość kary pieniężnej oblicza się wówczas według wzoru określonego w ustawie¹²⁶⁾. Wpływy z tytułu wymienionych wyżej kar pieniężnych stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej¹²⁷⁾.

W 2011 r. Prezes URE wszczął piętnaście postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z powodu nieprzekazania w terminie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach. Do 31 grudnia 2011 r. siedemnaście postępowań prowadzonych w tego rodzaju sprawach (w tym pięć wszczętych w 2010 r. oraz dwanaście wszczętych w 2011 r.) zostało zakończonych wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorcy, poprzez niezłożenie w terminie sprawozdania kwartalnego, naruszyli odpowiednio art. 30 ust. 1 względnie ust. 2 ustawy o biopaliwach. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 85 000,00 zł. Kary te mają charakter porządkowy, tj. ukierunkowane zostały na zdyscyplinowanie przedsiębiorców do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

W 2011 r. Prezes URE wszczął trzy postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z możliwością niezapewnienia przez zobowiązanych przedsiębiorców, w 2010 r., minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużytych przez tych przedsiębiorców na potrzeby własne, tj. niewywiązania się z obowiązku wynikającego z art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Natomiast kontynuując postępowania wszczęte w 2009 r. oraz w 2010 r. w związku z niezrealizowaniem Narodowego Celu Wskaźnikowego odpowiednio w 2008 r. oraz w 2009 r., do 31 grudnia 2011 r. Prezes URE wydał trzy decyzje administracyjne, w których wymierzył przedsiębiorcom zobowiązanym do realizacji NCW kary pieniężne w łącznej wysokości 60 866 441,80 zł.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył również 122 kary pieniężne na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych na łączną kwotę 3 014 871 zł.

Decyzje w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorcom sektora paliwowego dotyczyły w szczególności naruszenia obowiązków wynikających z udzielonych koncesji. Ukarani przedsiębiorcy w większości przypadków naruszali warunki koncesji poprzez wprowadzanie do obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe nie odpowiadały obowiązującym normom jakościowym, co zostało ujawnione w trakcie kontroli przeprowadzanych, w większości przypadków, przez Inspekcję Handlową. W pozostałych przypadkach kary pieniężne wymierzone były m.in. koncesjonariuszom, którzy nie dostosowali sposobu wykonywania działalności gospodar-

¹²¹⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8 i ust. 2 w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 oraz art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

¹²²⁾ O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

¹²³⁾ Art. 30b ustawy o biopaliwach został dodany przez art. 3 pkt 5 ustawy 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.).

¹²⁴⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8a w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 oraz art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹²⁵⁾ Art. 33 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

¹²⁶⁾ Art. 33 ust. 5 ustawy o biopaliwach.

¹²⁷⁾ Art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach.

czej do obowiązujących przepisów (w tym w szczególności nie wyposażyli eksploatowanych obiektów w instalacje i urządzenia określone obowiązującymi przepisami określającymi wymogi techniczne i ochrony środowiska), nie przestrzegali przepisów w zakresie bezpieczeństwa pożarowego lub też eksploatowali urządzenia i instalacje bez stosownych, wymaganych przepisami prawa zezwoleń. W ramach powyższych rozstrzygnięć, w 2011 r. Prezes URE wydał również jedną decyzję wymierzającą karę pieniężną za naruszenie warunków koncesji poprzez zatrudnianie osób bez wymaganych prawem kwalifikacji zawodowych. Za wskazane naruszenia warunków koncesji Prezes URE ukarał 109 koncesjonariuszy na łączną sumę 2 925 871 zł.

Ponadto, niezależnie od powyższych kar, w trzynastu przypadkach wymierzone zostały kary pieniężne przedsiębiorcom, którzy nie udzielili Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zaś łączna kwota tych kar wyniosła 89 000 zł.

Reasumując, najniższa spośród nałożonych przez Prezesa URE w 2011 r. kar związanych z działalnością przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wyniosła 200 zł, a najwyższa 60 782 150,95 zł.

W 2011 r. Prezes URE wydał dwadzieścia dwie decyzje nakładające na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne w związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami w realizacji ustawowych obowiązków w zakresie zapasów paliw, na łączną kwotę 395 500 zł. Działania te zostały podjęte na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym karze pieniężnej wymierzanej przez Prezesa URE podlega ten, kto: nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy, lub nie uzupełnia ich w terminie, o którym mowa w art. 10 ust. 1b lub 1c ustawy, obniża je w innych przypadkach niż wymienione w art. 10 ust. 1a ustawy, lub nie przekazuje informacji o obniżeniu zapasów paliw.

W 2011 r. kontynuowano trzy postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w związku z naruszeniem obowiązku utrzymywania w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń oraz naruszeniem warunków koncesji oraz jedno postępowanie dotyczące braku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w 2009 r., wszczęte w 2010 r. Do końca 2011 r. decyzje w tych sprawach nie zostały wydane.

Ponadto w 2011 r. prowadzonych było łącznie 57 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych, które dotyczyły sektora paliw gazowych (6 postępowań) oraz sektora elektroenergetycznego (51 postępowań). Większość postępowań (43 w zakresie energii elektrycznej i 5 w zakresie paliw gazowych) dotyczyła kwestii nie przedłożenia Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów rozwoju za 2010 r., tj. naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 31). Na mocy art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, który dodany został przez art. 1 pkt 25 lit. d ustawy zmieniającej, 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 lub energię elektryczną. Obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. sprawozdań objęte zostały wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów. 31 stycznia 2011 r. na stronie internetowej urzędu Prezes URE przypomniał przedsiębiorstwom sektora elektroenergetycznego oraz gazowego o ciążyącym na nich obowiązku wynikającym z art. 16 ust. 7 Prawa energetycznego, zamieszczając jednocześnie tabele, które umożliwiały sporządzenie wymaganych sprawozdań. Wskazał przy tym na postanowienia art. 56 ust. 1 pkt 31 ww. ustawy, w myśl którego karze pieniężnej podlega ten, kto nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w powołanym na wstępie art. 16 ust. 7. W związku z tym, że część przedsiębiorstw nie przedłożyła wymaganego sprawozdania, w określonym przez prawo terminie, podjęte zostało postępowanie wyjaśniające przyczyny niewywiązania się z ciążyącego na nich obowiązku. W wyniku powyższego większość przedsiębiorstw przesłało zaległe sprawozdanie, jednocześnie podając przeoczenie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne jako przyczynę swojego działania. Do 48 przedsiębiorstw skierowane zostały zawiadomienia o wszczęciu z urzędu postępowań o wymierzenie kary pieniężnej w związku z nieprzedstawieniem do 1 marca 2011 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną za 2010 r. Treść przepisów ustawy – Prawo energetyczne, nie pozostawia wątpliwości, iż odpowiedzialność ponoszona na podstawie

art. 56 ma charakter obiektywny i wypływa z samego faktu naruszenia przepisów, nie jest przy tym oparta na zasadzie winy. Zaznaczyć jednak należy, że w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne 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, fakt zrealizowania obowiązku przedłożenia omawianego sprawozdania niezwłocznie po podjęciu przez przedsiębiorstwa informacji o jego uchybieniu, a także fakt, że obowiązek sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną po raz pierwszy zaistniał w 2011 r., a zatem nie można stwierdzić, że przedsiębiorstwa notorycznie uchylały się od obowiązku nałożonego na nie przepisami art. 16 ust. 7 Prawa energetycznego. Uznając zatem, że w przypadku tych przedsiębiorstw nie zachodzi konieczność wymierzenia kary stanowiącej realną, odczuwalną dolegliwość będącą środkiem działającym prospektywnie w celu zapobieżenia powtarzaniu nagannych zachowań, Prezes URE wobec 18 przedsiębiorstw wydał decyzje, w których orzekł naruszenie prawa i jednocześnie odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej. Pozostałe decyzje (dla 30 przedsiębiorstw) zostały – sukcesywnie – wydane już w 2012 r. lub zostaną wydane najpóźniej do końca lutego 2012 r.

Ponadto w 2011 r. przed Prezesem URE toczyło się jeszcze dziewięć postępowań administracyjnych o wymierzenie kar, z których cztery nie zostały zakończone w 2011 r. W tym:

I. 11 marca 2011 r. zostało zakończone postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia jednemu z przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną kary pieniężnej w związku z ujawnieniem w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej naruszenia prawa, polegającego na stosowaniu taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami oraz za nie przestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 6 i 12 ustawy – Prawo energetyczne), tj. nieprzestrzegania przepisów związanych z udzieleniem odbiorcom bonifikat z tytułu przerw w dostawie energii elektrycznej. Zgodnie z zapisami art. 56 ust. 6a „Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek”. Prezes URE nie znalazł przesłanek do zastosowania powyższego przepisu, stwierdził naruszenie prawa i wymierzył przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 500 tys. zł. Przedsiębiorstwo odwołało się od tej decyzji do SOKiK.

II. W tym samym dniu zostało również zakończone postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia przedsiębiorstwu kary pieniężnej w związku z ujawnieniem w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej naruszenia prawa, polegającego na stosowaniu taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne), tj. odmowie uznania przerw w dostawie energii elektrycznej jako podstawy udzielenia odbiorcom bonifikat z tego tytułu. Zgodnie z zapisami art. 56 ust. 6a „Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek”. Prezes URE nie znalazł przesłanek do zastosowania powyższego przepisu, stwierdził naruszenie prawa i wymierzył przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 1 mln zł. Przedsiębiorstwo odwołało się od tej decyzji do SOKiK.

III. 17 czerwca 2011 r. Prezes URE w związku art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne wymierzył przedsiębiorstwu karę pieniężną 300 tys. zł w związku z ujawnieniem w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie świadczonej usługi kompleksowej naruszenia warunku koncesji zobowiązującego koncesjonariusza „do wykonywania działalności objętej koncesją na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych (...)” poprzez uchybienie obowiązkowi określonemu w art. 5 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, tj. nieprzedstawienie odbiorcom projektów wprowadzenia zmian w zawartych umowach, ze względu na likwidację 1 stycznia 2011 r. grup taryfowych G11e, G12e i G12p. Zgodnie z brzmieniem art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne: „karze pieniężnej podlega ten, kto: [...] nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji”, art. 56 ust. 3 tej ustawy: „wysokość kary pieniężnej, [...] nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a 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” oraz art. 56 ust. 6 tej ustawy: „ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe”. Dodatkowo należy wskazać, że zgodnie z zapisami art. 56 ust. 6a „Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek”. W przypadku Przedsiębiorstwa nie zachodziła wskazana powyżej przesłanka znikomej szkodliwości czynu, gdyż problem dotyczył dużej ilości odbiorców. Ponadto przedsiębiorstwo było już karane przez Prezesa URE w 2010 r. za stosowanie taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne). Przedsiębiorstwo odwołało się od tej decyzji do SOKiK.

IV. Kolejne postępowanie administracyjne o ukaranie zostało zakończone 23 sierpnia 2011 r. W związku z art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE wymierzył przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 30 tys. zł w związku z ujawnieniem w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną naruszenia prawa, polegającego na stosowaniu cen i taryf, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku przedsiębiorstwa nie zachodziła przesłanka znikomej szkodliwości czynu, jak również przedsiębiorstwo nie zaprzestało naruszania prawa, a więc nie została wypełniona dyspozycja art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo pomimo uzyskania zmiany koncesji, polegającej na rozszerzeniu obszaru obowiązywania koncesji, przedsiębiorstwo prowadziło działalność na nowym obszarze, nie dopełniając obowiązku wystąpienia z korektą taryfy do Prezesa URE i przedstawienia do zatwierdzenia stawek opłat stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami na tym obszarze. W związku z powyższym, Prezes URE wymierzając przedsiębiorstwu karę pieniężną, tj. wypełniając dyspozycję art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, związany był jedynie dyspozycją art. 56 ust. 3 tej ustawy w zakresie górnego jej pułapu. Od decyzji Prezesa URE przedsiębiorstwo miało możliwość odwołania się do SOKiK – w terminie dwóch tygodni od dnia jej doręczenia, z czego nie skorzystało. Kara została uiszczona.

V. 15 listopada 2011 r. Prezes URE (działając na podstawie art. 56 ust. 6a w związku z art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne) orzekł, wobec przedsiębiorstwa z sektora gazowego naruszenie postanowienia art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stosując ceny i taryfy w okresie od 14 czerwca 2011 r. do 2 września 2011 r., nie przestrzegając obowiązku ich 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. Stwierdzono znikomy stopień szkodliwości czynu, ze względu na fakt, że stosowanie kolejnej taryfy oznaczało wyższe opłaty za dostawy paliw gazowych w stosunku do opłat ustalonych na podstawie poprzedniej taryfy, którą przedsiębiorstwo stosowało po jej wygaśnięciu; tym samym odsunęły się w czasie podwyżki dla odbiorców przedsiębiorstwa. Ponadto ww. sytuacja zdarzyła się po raz pierwszy, dotychczas przedsiębiorstwo wywiązywało się bowiem ze swoich obowiązków bez zastrzeżeń i w stosownym terminie. Przedsiębiorstwo zaprzestało naruszania prawa. Prezes URE uznał, że w przypadku przedsiębiorstwa nie zachodzi konieczność wymierzenia kary stanowiącej realną, odczuwalną dolegliwość będącą środkiem działającym prospektywnie w celu zapobieżeniu powtarzaniu nagannych zachowań.

Jednocześnie w 2011 r. prowadzone były cztery postępowania o wymierzenie kary, które nie zostały jeszcze zakończone. Trzy przypadki dotyczą stosowania przez przedsiębiorstwa cen i taryf, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). Czwarte postępowanie (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne) dotyczy ujawnienia w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie świadczonej usługi kompleksowej naruszenia warunku koncesji zobowiązującego koncesjonariusza „do wykonywania działalności objętej koncesją na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych (...)” poprzez uchybienie obowiązkowi określonemu w art. 5 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2011 r. prowadzono dwa postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej operatorom systemów dystrybucyjnych, którzy nie przedłożyli do zatwierdzenia Prezesowi URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, do czego byli zobowiązani zgodnie z art. 9g ust. 8

ustawy – Prawo energetyczne. W obu przypadkach Prezes URE, mając na względzie fakt, że operatorzy po wszczęciu postępowania o ukaranie przedłożyli instrukcje do zatwierdzenia (czym zaprzestali naruszenia prawa) oraz uznając stopień szkodliwości czynu za znikomy, odstąpił od wymierzenia kary, stosownie do art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne.

W roku sprawozdawczym Prezes URE zakończył także postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej operatorowi systemu przesyłowego, dotyczące nieprzestrzegania obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009. 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. Postępowanie zakończyło się odstąpieniem od wymierzenia kary w zakresie obowiązków dot. wprowadzenia *intraday*, stosowania skoordynowanych zasad alokacji zdolności przesyłowych oraz obowiązków publikacyjnych, w pozostałym zakresie postępowanie zostało umorzone.

W maju 2011 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie o wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorcy, w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na możliwość naruszenia zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie Systemu Dystrybucyjnego i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego Prezes URE wydał w sierpniu 2011 r. decyzję, w której orzekł, że przedsiębiorstwo bez wątpienia naruszyło przepisy zawarte w pkt F.1.5 lit. a) IRIESD-Bilansowanie, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie Prezes URE odstąpił od wymierzenia temu przedsiębiorstwu kary pieniężnej za działania wskazane w pkt 1. W przedmiotowym postępowaniu wystąpiły łącznie, wymienione w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, przesłanki odstąpienia przez Prezesa URE od wymierzenia kary. Ze względu na fakt, że opóźnienie realizacji procedury zmiany sprzedawcy nie wpłynęło w istotny sposób na funkcjonowanie odbiorcy uznać należy, że stopień szkodliwości popełnionego czynu był znikomy, a przypadek realizacji procedury zmiany sprzedawcy był jedynym przypadkiem zakończenia procedury zmiany sprzedawcy po terminie.

W grudniu 2011 r. zostało zakończone postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej operatorowi systemu dystrybucyjnego w związku z naruszeniem zapisu punktu B.2.3 IRIESD – Bilansowanie, o której mowa w art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Punkt B.2.3 Instrukcji nakłada na OSD obowiązek informowania o terminie określonym w punkcie B.2.1. stron umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji z jednoczesnym wskazaniem przyczyn odrzucenia powiadomień. Postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, w której na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 19 w związku z art. 56 ust. 2, ust. 3 i ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne orzeczono karę pieniężną w wysokości 20 000 zł.

5.4. Statystyka publiczna

W 2011 r. Prezes URE brał udział w realizacji *Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na 2011 r.*¹²⁸⁾ jako współprowadzący dwa badania: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz *Paliwa ciekłe i gazowe* zamieszczone w części 1.44 *Rynek materiałowy i paliwowo-energetyczny*.

Prezes URE zrealizował również wszystkie obowiązki wynikające z zapisów Programu zawartych w badaniach: *Bilanse paliw i energii* oraz *Elektroenergetyka i ciepłownictwo*.

¹²⁸⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 listopada 2010 r. (Dz. U. Nr 239 poz. 1594, z późn. zm).

W związku z tym, że do zakresu działania Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, należy zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE przekazywał dla statystyki publicznej dane ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie: 1) biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, 2) energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych i w kogeneracji oraz 3) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, zebranych za 2010 r. Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej¹²⁹⁾.

W bazie informacyjnej „Polska statystyka publiczna” (przygotowywanej równolegle z PBSSP) zamieszczone zostały informacje o bazach prowadzonych w URE: Koncesjonowana Energetyka Ciepła, Ewidencja Świadczeń Pochodzenia Energii Odnawialnej, Ewidencja Świadczeń Pochodzenia z Kogeneracji oraz Administracyjny system informacyjny Prezesa URE w zakresie biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Dane przekazywane dla statystyki publicznej w zakresie produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem zbierane są w ramach corocznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Prezes URE przejął główny ciężar prac związanych ze statystyką ciepłownictwa w ramach statystyki publicznej. W chwili obecnej Prezes URE dysponuje największą w kraju bazą danych dotyczących sektora ciepłowniczego.

W 2011 r. zostało przeprowadzone kolejne badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą w 2010 r., realizowane w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. W ramach badania, koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniały formularz – „Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2010 r.”, który obejmował dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa odnośnie działalności ciepłowniczej,
- sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci), sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych oraz sprzedaży ciepła zakupionego (bez świadczenia usługi przesyłowej), tzw. czystego obrotu,
- zakupu ciepła (bez ciepła kupowanego na potrzeby własne),
- przychodów i kosztów związanych z działalnością koncesjonowaną,
- paliw zużywanych do produkcji ciepła,
- nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska oraz źródeł finansowania tych nakładów.

Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone były na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasiliły bazę urzędu. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE aktywnie uczestniczyły w pozyskiwaniu i weryfikacji kompletności oraz poprawności danych przekazanych przez przedsiębiorstwa.

W wyniku przeprowadzonego badania uzyskano informacje od 488 podmiotów, tj. od 98,4% przedsiębiorstw, które w tym roku posiadały ważne koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło.

Dane zebrane w tym badaniu zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasiliły krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki badania przedstawiono obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2010”, które zamieszczone zostało na stronach internetowych URE w sierpniu 2011 r. W publikacji, będącej przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również syntetyczna charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w 2010 r., oraz informacje o sposobie badania, szczegółowe uwagi metodyczne, a także wzór formularza wraz z objaśnieniami.

W grudniu 2011 r. rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które zostanie przeprowadzone w pierwszym kwartale 2012 r. W ramach przygotowań został już opracowany i zamieszczony na stronie internetowej URE formularz oraz objaśnienia dla przedsiębiorstw.

¹²⁹⁾ Są to systemy związane bezpośrednio z wykonywaniem zadań statutowych przez organy administracji rządowej, samorządu terytorialnego, organy prowadzące urzędowe rejestry itp. Dane tych systemów mogą być wykorzystane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m. in. resorty, organizacje międzynarodowe.

5.5. Obliczanie i publikowanie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposobu jej obliczania (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b)

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni. W 2010 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wynosiła 195,32 zł/MWh.

Algorytm obliczania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2010 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych¹³⁰⁾ do wyliczenia ceny zostały wzięte pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę.

Poniżej przedstawiono wzór wraz z poszczególnymi segmentami rynku, które zostały wzięte pod uwagę do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n P}{\sum_{i=1}^n E} \times 1000$$

gdzie:

C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],

P – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii oraz przedsiębiorstw obrotu z grup kapitałowych do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii [tys. zł],

E – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii oraz przedsiębiorstw obrotu z grup kapitałowych do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii [MWh].

5.6. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2011 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2010 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, tj. w jednostkach:

¹³⁰⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694, z późn. zm.). Poprzez grupę kapitałową rozumie się również grupę kapitałową spełniającą ww. definicję, w której podmiot dominujący ma siedzibę poza granicami Polski.

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 187,74 zł/MWh,
- 2) opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy – 243,59 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 190,47 zł/MWh.

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przedsiębiorstwach wytwórczych i wolumenu jej sprzedaży. Dane do obliczeń zostały pozyskane przez URE bezpośrednio od przedsiębiorstw oraz ze sprawozdań Ministerstwa Gospodarki za 2010 rok. Informacja o cenach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.7. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji.

W marcu 2011 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2010 rok. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 34,52 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 60,46 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 70,42 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 38,58 zł/GJ.

Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych i wolumenu jego sprzedaży. Do wyliczenia średnich cen wykorzystane zostały dane ze sprawozdań Prezesa URE na formularzu URE-C1.

Informacja o tych cenach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.8. Ogłaszanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 8)

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany ogłaszać w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 powyższego artykułu.

Wolumen i średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2011 r. przedstawiały się następująco:

kwartały	2011 rok	
	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MW]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I kwartał	196,05	13,30
II kwartał	198,03	9,80
III kwartał	197,93	9,90
IV kwartał	197,58	12,95

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2011 r.

Przy obliczaniu średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne wykorzystywane są dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązanych do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

5.9. Gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE (rozporządzenie Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej)

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 736/96¹³¹⁾, a także rozporządzenia Komisji (UE, EURATOM) nr 833/2010 z 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010¹³²⁾, 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 Unii Europejskiej.

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 został na czas realizowania pierwszego obowiązkowego sprawozdawczego w 2011 r., 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.

¹³¹⁾ Dz. UE L 180/7 z 15 lipca 2010 r.

¹³²⁾ Dz. UE L 248/36 z 22 września 2010 r.

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

Natomiast 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 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 wytwarzana energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne Prezes URE 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 (KE) realizując proces weryfikacji informacji nadesłanych przez państwa członkowskie zleciła opracowanie raportu grupie Ecorys zatytułowanego „Analiza planowanych inwestycji w zakresie infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej”, którego celem była prezentacja wstępnych analiz oraz omówienie otrzymanych, od poszczególnych państw członkowskich, danych w zakresie infrastruktury energetycznej. 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 uzupełnienia i sprawdzania poprawności zgromadzonych danych zostały przekazane bezpośrednio przez Komisję Europejską oraz autorów raportu podczas spotkania ekspertów poszczególnych państw Unii Europejskiej zorganizowanym 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.

5.10. Sporządzanie raportu przedstawiającego i oceniającego warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3 tej ustawy

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a Prawa energetycznego, znowelizowanego ustawą zmieniającą, która weszła w życie 11 marca 2010 r., Prezes URE w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz informacji o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, sporządza i przedstawia Ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, raport przedstawiający i oceniający:

- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.

Termin sporządzenia pierwszego raportu, zgodnie z treścią art. 18 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, określony na 11 marca 2011 r.¹³³⁾ zdeterminował zawartość i aktualność danych do opracowania.

Z uwagi na ustawowy termin składania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań z wykonania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną do 1 marca (art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne), w czasie sporządzania raportu nie było możliwe dokonanie oceny realizacji planów rozwoju w 2010 r., zatem raport obejmuje jedynie lata 2008–2009¹³⁴⁾. Dla porządku, w szczególności umożliwienia wnioskowania i dokonywania porównań, dane pochodzące z monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego także obejmują wskazany okres. Materiał uzupełniono o dane z 2010 r. jedynie w obszarach, w których było to szczególnie istotne ze względu na wartość informacyjną przedmiotowego raportu.

W raporcie wskazano kiedy i w jakim zakresie Prezes URE przekazywał Komisji Europejskiej informacje dotyczące projektów inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej oraz informacje o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami UE.

Dane i informacje będące przedmiotem raportu przygotowanego na podstawie art. 23 ust 2a ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego, zostały opisane również w sprawozdaniu Prezesa URE za 2010 r., jak i w niniejszym sprawozdaniu. W odniesieniu do oceny, o której mowa w art. 23 ust. 2a ustawy, należy wskazać, że Prezes URE nie zidentyfikował istotnych barier dla podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, opierając się na danych i informacjach dotyczących analizowanego okresu sprawozdawczego.

Jednocześnie, biorąc pod uwagę, że nowelizacja Prawa energetycznego, która weszła w życie 11 marca 2010 r., wprowadziła szereg zmian mających wpływ na warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, ich ocena wymaga czasu i będzie przedmiotem kolejnych raportów przygotowywanych przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2a ustawy.

5.11. Ogłaszanie wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291)

Prawo energetyczne nakłada na regulatora obowiązek polegający na ustalaniu wskaźnika referencyjnego zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹³⁵⁾. Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, dla jednostek kogeneracji.

¹³³⁾ Zgodnie z treścią art. 18 ustawy zmieniającej, pierwsze opublikowanie raportu nastąpiło w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

¹³⁴⁾ Raport uwzględnia analizę realizacji planów rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego w ujęciu rocznym, ponieważ obowiązek sporządzania planów na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognoz dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat, nałożony na operatorów systemów nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 8 stycznia 2010 r., zakłada opracowanie pierwszych takich planów w ciągu 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, tj. od 11 marca 2010 r. (zatem na dzień pierwszej publikacji niniejszego raportu).

¹³⁵⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2011 r. następujące wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy:

- dla paliw węglowych – 1,0;
- dla paliw gazowych – 1,0;
- dla oleju opałowego – 1,0;
- dla paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii – 1,0.

Informacja o wskaźnikach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.12. Efektywność energetyczna

W 2011 r. katalog zadań realizowanych przez Prezesa URE uległ dalszemu rozszerzeniu o kompetencje wynikające z ustawy o efektywności energetycznej, która weszła w życie (z pewnymi wyjątkami) 11 sierpnia 2011 r. Ustawa ta określiła:

- 1) krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią,
- 2) zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej,
- 3) zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej,
- 4) zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej.

Założonym efektem działań podejmowanych przez wszystkich jej adresatów jest osiągnięcie do 2016 r., co najmniej 9% oszczędności energii rozumianej jako 9% średniego krajowego zużycia energii finalnej w ciągu roku przy uśrednieniu za lata 2001–2005. Tak określone cele przekładają się na działania zmierzające do ich osiągnięcia, które znajdują swoje ramy prawne w ustawie o efektywności energetycznej. Działania te opierają się na następujących filarach:

- 1) pierwszy filar można określić jako wzorcową rolę sektora publicznego, który jest obowiązany do stosowania środków poprawy efektywności energetycznej i do informowania o tym fakcie społeczeństwa; elementem przewodniej roli administracji publicznej w dążeniu do osiągnięcia celów oszczędnościowych jest również bezpośrednia realizacja działań przewidzianych w krajowym planie działań dotyczących efektywności energetycznej,
- 2) druga grupa działań to pozyskanie, poprzez przystąpienie do przetargu organizowanego przez Prezesa URE, świadectw efektywności energetycznej, a więc *de facto* uzyskanie lub zadeklarowanie uzyskania oszczędności energii,
- 3) trzeci filar to działania Prezesa URE w obszarze monitorowania i rozliczania obowiązku pozyskiwania, przez podmioty do tego zobligowane, świadectw efektywności energetycznej i następnie przedstawiania ich do umorzenia lub dokonywania wnoszenia opłaty zastępczej, domknięty systemem kar pieniężnych wymierzanych w trybach administracyjnoprawnych,
- 4) czwarty obszar to system wykwalifikowanych audytorów, zdolnych do wymiarowania potencjału oszczędności energii i osiągniętych efektów.

Przepisy ustawy o efektywności energetycznej przewidują dla Prezesa URE kompetencje dla realizacji następujących zadań:

- 1) [wraz z wejściem w życie ustawy o efektywności energetycznej](#) – powoływanie komisji kwalifikacyjnych (których zadaniem jest egzaminowanie kandydatów na audytorów efektywności energetycznej), oraz, w określonych przypadkach, odwoływanie komisji kwalifikacyjnych lub ich poszczególnych członków,
- 2) [począwszy od 2012 r.](#) – organizacja, co najmniej raz do roku, przetargów, w wyniku których wyłonione zostaną przedsięwzięcia, za które otrzymuje się świadectwa efektywności energetycznej, przy czym każdy przetarg podzielony został na trzy grupy: dla przedsięwzięć skutkujących zwiększeniem oszczędności energii u odbiorców końcowych, dla przedsięwzięć skutkujących oszczędnością energii przez urzędników służące procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, czyli urządzenia potrzeb własnych oraz dla przedsięwzięć skutkujących zmniejszeniem strat energii w przesyłce lub dystrybucji; ze względu na nisko ustanowiony

- próg dostępności do przetargu (co najmniej 10 toe skumulowanej oszczędności energii średnio w ciągu roku), można spodziewać się potencjalnie dużej liczby zgłoszeń przetargowych,
- 3) wydawanie świadectw efektywności energetycznej,
 - 4) **począwszy od 2013 r.:**
 - a) identyfikacja podmiotów zobowiązanych do rozliczenia się z oszczędności (pozyskania świadectw efektywności energetycznej) lub uiszczenia opłaty zastępczej, których liczba może być bliska 2 500,
 - b) identyfikacja ilościowa obowiązku w odniesieniu do każdego z ww. podmiotów, przy uwzględnieniu ulg i zwolnień przewidzianych w ustawie,
 - c) dokonanie rozliczenia obowiązku pozyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej,
 - 5) przeprowadzenie audytów weryfikacyjnych w odniesieniu do zrealizowanych przedsięwzięć efektywnościowych.

W związku z określonym przepisami ustawy o efektywności energetycznej zakresem zadań dla Prezesa URE, kluczowe znaczenie dla możliwości ich realizacji, jak również dla osiągnięcia celów przewidzianych w ustawie, mają regulacje, które winny się znaleźć w szeregu aktów wykonawczych. Ustawa o efektywności energetycznej przewidziała w tym zakresie wydanie pięciu rozporządzeń oraz dwóch obwieszczeń. Spośród tej liczby, w 2011 r. wydano tylko jedno rozporządzenie¹³⁶⁾. Wobec braku aktów wykonawczych do ustawy o efektywności energetycznej, nie zostały określone w szczególności następujące zagadnienia:

- 1) wielkość i sposób obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej, które należy uzyskać i przedstawić do umorzenia,
- 2) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego ustalanych w taryfach kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej oraz poniesionej opłaty zastępczej,
- 3) wysokość jednostkowej opłaty zastępczej,
- 4) współczynniki sprawności procesów przetworzenia energii,
- 5) warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, w tym powoływania i pracy komisji przetargowej oraz wzór deklaracji przetargowej,
- 6) szczegółowy wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej,
- 7) szczegółowy zakres i sposób sporządzania audytu efektywności energetycznej, sposób i tryb jego weryfikacji oraz wzór karty tego audytu,
- 8) dane i metody, które mogą być wykorzystywane przy określaniu i weryfikacji uzyskanych oszczędności energii,
- 9) sposób przeprowadzenia i zakres programowy szkolenia dla osób ubiegających się o nadanie uprawnień audytora efektywności energetycznej oraz samego egzaminu,
- 10) kryteria, jakie powinny spełniać jednostki organizacyjne, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz tryb ich powoływania,
- 11) sposób dokumentowania kwalifikacji niezbędnych do powołania w skład komisji kwalifikacyjnej.

Zaznaczenia wymaga, że ze względu na wagę zagadnień wymagających uregulowania w aktach wykonawczych, ich brak skutkuje praktyczną blokadą funkcjonowania ustawy o efektywności energetycznej, w tym w szczególności również w zakresie obowiązków spoczywających na Prezesie URE.

Dodatkową przeszkodą mającą wpływ na możliwość realizacji przez Prezesa URE nałożonych nań obowiązków, wynikających z ustawy o efektywności energetycznej, jest również nieprzedstawienie w 2011 r. przez Ministra Gospodarki do zatwierdzenia Radzie Ministrów krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej¹³⁷⁾. Plan ten powinien zawierać w szczególności informacje o postępie w realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, co ma podstawowe znaczenie dla Prezesa URE przy określaniu wartości świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w organizowanym przezeń prze-

¹³⁶⁾ Rozporządzenie Ministra Finansów z 14 września 2011 r. w sprawie obowiązkowego ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej audytora efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 210, poz. 1248).

¹³⁷⁾ Wg stanu na 31 grudnia 2011 r., prace nad krajowym planem działań dotyczącym efektywności energetycznej znajdowały się w stadium projektu.

targu. Zgodnie bowiem z regulacjami zawartymi w ustawie o efektywności energetycznej, przy określaniu tej wartości Prezes URE winien obowiązkowo uwzględnić ww. stopień realizacji celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, co uznać należy za niemożliwe do wypełnienia wobec sygnalizowanego mankamentu.

Jednocześnie w uzasadnieniu do ustawy o efektywności energetycznej, w związku z licznymi zadaniami przewidzianymi do realizacji przez Prezesa URE, przewidziano konieczność zatrudnienia w Urzędzie Regulacji Energetyki dodatkowych 20 osób. Mając powyższe na uwadze w 2011 r. Prezes URE wystąpił do Rady Ministrów o etaty na ten cel. Do końca 2011 r. etaty te nie zostały jednak Prezesowi URE przydzielone, co wobec całkowitego wykorzystania potencjału osobowego urzędu do realizacji dotychczasowych zadań Prezesa URE, niemal całkowicie ograniczyło możliwości sprawnego podjęcia intensywnych działań przygotowawczych oraz wykonawczych. Na powyższe kwestie nałożył się również wspomniany brak aktów wykonawczych regulujących kluczowe obszary, dodatkowo potęgując wspomniane ograniczenie.

Tym niemniej w 2011 r. Prezes URE, kosztem realizacji innych zadań, podejmował szereg działań o charakterze przygotowawczym, mających skutkować sprawnym podjęciem w przyszłości przewidzianych dla niego zadań, w tym, w pierwszej kolejności, przystąpieniem do powołania komisji kwalifikacyjnych, które wyłonią audytorów efektywności energetycznej, oraz przygotowaniem do organizacji w 2012 r. pierwszych przetargów, w wyniku których wyłonione zostaną przedsięwzięcia, za które Prezes URE przyzna świadectwa efektywności energetycznej. Ze względu na sygnalizowany brak aktów wykonawczych do ustawy o efektywności energetycznej oraz nieprzydzielenie określonych w uzasadnieniu do tej ustawy dodatkowych środków, ww. działania przygotowawcze musiały być prowadzone w ograniczonym zakresie i objęły:

- uczestnictwo w opiniowaniu projektu krajowego planu działań na rzecz efektywności energetycznej oraz projektów aktów wykonawczych, co do których prace zostały już podjęte przez właściwe resorty,
- przygotowanie formalnoprawne i wdrażanie odpowiednich zmian w strukturze organizacyjnej urzędu,
- działania o charakterze informacyjnym, w tym udzielanie odpowiedzi na liczne zapytania oraz wyjaśnianie wątpliwości zgłaszanych do Urzędu, a dotyczących przepisów ustawy o efektywności energetycznej.

Prezes URE podjął również działania mające na celu określenie potencjalnego zainteresowania w obszarze skorzystania z instrumentów zawartych w ustawie o efektywności energetycznej. Jednakże ze względu na duży poziom niepewności co do możliwości jej skutecznej realizacji, spośród 31 zapytanych przez Prezesa URE podmiotów i organizacji w których obszarze zainteresowania znajduje się lub powinna znajdować się (np. ze względu na statutowe ramy działalności) szeroko rozumiana efektywność energetyczna odpowiedzi udzieliło jedynie 30%. Może to zatem świadczyć o oczekiwaniu na bardziej szczegółowe regulacje (przepisy wykonawcze) przed podjęciem działań lub brak zrozumienia mocno restrykcyjnej ustawy. Biorąc natomiast pod uwagę, że ustawa ta ma charakter epizodyczny¹³⁸⁾, przedstawiona wyżej obserwacja musi budzić niepokój, co do faktycznego jej wpływu na gospodarkę Polski.

5.13. Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci

Niezależnie od przedstawionych powyżej zadań realizowanych na podstawie aktualnie obowiązujących przepisów prawa, wychodząc naprzeciw procesom toczącym się na poziomie Komisji Europejskiej, ale przede wszystkim w obliczu ryzyk, przed jakimi stoi system elektroenergetyczny w Polsce, Prezes URE podjął i prowadzi prace studialne i edukacyjne na rzecz ukształtowania warunków niezbędnych dla wdrożenia nowego sposobu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i opartego na nim rynku energii, w literaturze tematu określanego mianem „inteligentnej sieci”.

Problem ten już obecnie dotyka zakresu ustawowych obowiązków Prezesa URE w obszarze uzgadniania planów rozwoju OSD i znalazł również swój wyraz w projektowanych przepisach

¹³⁸⁾ Całkowity okres jej obowiązywania zawiera się w przedziale czasowym 11 sierpnia 2011 r. – 31 grudnia 2016 r. (art. 48 i 49 ustawy o efektywności energetycznej).

nowej ustawy – Prawo energetyczne, kreujących nowe byty na rynku energii (OIP) i nakładających na Prezesa URE kolejne obowiązki, do których realizacji trzeba się przygotować.

Z punktu widzenia Prezesa URE kluczowymi kwestiami w tym zakresie jest stworzenie właściwych ram dla realizacji polityki energetycznej, wyrażonej pakietem klimatyczno-energetycznym (3x20) a także wypracowanie efektywnych narzędzi pozyskiwania informacji kluczowych dla oceny jakości zaopatrzenia odbiorców w energię oraz dla optymalizowania i weryfikowania jakości planów inwestycyjnych.

Podstawą do realizacji tak sformułowanego celu jest uruchomienie programu wyposażenia odbiorców końcowych, ale także sieci dystrybucyjnych, w układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz urządzenia pomiarowe i wykonawcze o określonych zakresach funkcjonalności, w tym komunikacyjnych, oraz stworzenie warunków dla efektywnego rozwoju generacji rozproszonej i mikrogeneracji nie stanowiącej działalności gospodarczej, wykorzystującej lokalne zasoby energii pierwotnej. Drugim krokiem jest zapewnienie efektywnego wykorzystania tak pozyskanych informacji, na które składa się stworzenie mechanizmu ich udostępniania oraz wyposażenie odbiorców końcowych w kompetencję do ich interpretacji z korzyścią dla siebie i dla całego systemu.

Realizując przedstawione powyżej cele, Prezes URE w 2011 r. przygotował następujące dokumenty, kierunkowo określające pożądane rozwiązania systemowe:

- „Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku” – dokument, po dyskusji publicznej, opublikowany na stronie URE 2 czerwca 2011 r.,
- „Konceptcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej” – dokument przygotowywany do opublikowania w związku z zakończeniem w 2011 r. dyskusji publicznej,
- „Stanowisko Prezesa URE w sprawie szczegółowych reguł regulacyjnych w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji w AMI” – dokument w trakcie dyskusji środowiskowej,
- „Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań funkcjonalnych wobec współpracującej z Infrastrukturą AMI Infrastruktury Sieci Domowej (HAN), stanowiącej rozszerzenie wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, z uwzględnieniem zastosowania jej dla usług pozaenergetycznych celem wykorzystania efektu synergii” – dokument po dyskusji środowiskowej, przygotowany do wystawienia do dyskusji publicznej.

Ponadto, wykorzystując środki finansowe z bezzwrotnej pożyczki oferowanej przez Bank Światowy w formule Global Environment Facility, uruchomiona została praca studialna, wspierająca powyższe działanie, pt.: „Analiza uwarunkowań technicznych, ekonomicznych, społecznych i prawnych wdrożenia współpracującej ze Smart Grid infrastruktury Home Area Network (HAN), z uwzględnieniem zastosowania jej dla usług pozaenergetycznych celem wykorzystania efektu synergii”.

5.14. Współdziałanie w zakresie zapobiegania kradzieżom infrastruktury

Od listopada 2011 r. przedstawiciel Prezesa URE bierze udział w spotkaniach grupy roboczej ds. kradzieży infrastruktury powołanej przy Urzędzie Kontroli Elektronicznej. Celami działania tej grupy są:

- zacieśnienie współpracy organów ścigania, prokuratury oraz właścicieli infrastruktury,
- zwiększenie wrażliwości społecznej na problem kradzieży,
- wprowadzenie zmian legislacyjnych mających ułatwić ściganie, karanie i zapobieganie przestępstwom polegającym na dewastacji i kradzieży infrastruktury,
- rozwój i popularyzacja wykorzystania zabezpieczeń technicznych.

W spotkaniach grupy biorą udział przedstawiciele m.in. firm telekomunikacyjnych, firm energetycznych (PTPiREE), transportu kolejowego.

5.15. Współpraca międzynarodowa urzędu

Głównym zadaniem URE w sferze współpracy międzynarodowej w 2011 r. była kontynuacja prac związanych z procesem integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu. Drugim, równoległym priorytetem Prezesa URE była realizacja obowiązków regulatora, wynikających z prawodawstwa krajowego i europejskiego. W 2011 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach nowopowstałej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz kontynuował dotychczasową współpracę z Komisją Europejską (KE). Kontynuowane były także prace i zaangażowanie urzędu w strukturach Stowarzyszenia Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) oraz Regionalnym Stowarzyszeniu Regulatorów Energetyki (ER-RA), a także udział w szeregu innych inicjatyw o charakterze regionalnym i europejskim. Rok 2011 przyniósł URE również zupełnie nowe wyzwania, związane z przygotowaniem i sprawowaniem przez Polskę przewodnictwa w Radzie Unii Europejskiej.

Współpraca z Komisją Europejską

Bieżąca współpraca z Komisją Europejską jest stałym i niezwykle ważnym elementem europejskiej współpracy Prezesa URE. Udzielanie informacji czy przygotowywanie i przekazywanie KE corocznego Raportu Krajowego Prezesa URE to tylko niektóre z aspektów współpracy między URE a KE. Obok stałych działań związanych z wypełnianiem obowiązków sprawozdawczych, przedstawiciele Prezesa URE uczestniczą także w szeregu innych inicjatyw Komisji.

W marcu 2011 r. z oficjalną wizytą w Warszawie przebywał unijny Komisarz ds. Energii, Günther Oettinger. W programie wizyty Komisarza znalazło się spotkanie z Prezesem URE. W trakcie spotkania poruszane były kwestie związane z wejściem w życie III pakietu, integracją rynków energii oraz przygotowaniem Polski do sprawowania przewodnictwa w Radzie UE.

W związku z pracami nad tzw. pakietem infrastrukturalnym, zakładającym rozbudowę infrastruktury energetycznej w i pomiędzy państwami członkowskimi UE, w I kwartale 2011 r. KE powołała do życia Grupę Wysokiego Szczebła (HLG) dla korytarza Północ-Południe – jednego z priorytetowych projektów infrastrukturalnych. W skład grupy weszli również eksperci URE ds. gazu ziemnego oraz energii elektrycznej. Głównym zadaniem grupy w 2011 r. było opracowanie Planu rozbudowy połączeń do 2020 r. dla sektorów energii elektrycznej, gazu oraz ropy. Celem inicjatywy było wzmocnienie regionalnej współpracy w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, stworzenie i zintegrowanie infrastruktury energetycznej, dywersyfikacja źródeł oraz wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw i rozwój rynku.

We wrześniu 2011 r., podczas nieformalnego spotkania ministrów odpowiedzialnych za energetykę, przy KE powołana została tzw. grupa koordynacyjna ds. energii elektrycznej. Grupa powstała w celu poprawy koordynacji polityk energetycznych poszczególnych krajów UE. Ma ona stanowić platformę wymiany informacji na temat decyzji podejmowanych w państwach członkowskich, które mogą mieć wpływ na funkcjonowanie i bezpieczeństwo systemów innych krajów. W skład grupy wchodzi przedstawiciele KE, państw członkowskich, operatorów i organów regulacyjnych, w tym również przedstawiciele Prezesa URE. Pierwsze spotkanie grupy miało miejsce w grudniu 2011 r.

W ramach współpracy Prezesa URE z KE przedstawiciele urzędu uczestniczyli także w spotkaniach europejskich forów energetycznych – Forum Florenckiego, Madryckiego oraz Forum Londyńskiego. Fora te są wysokiego szczebla konferencjami, poświęconymi – w przypadku Forum Florenckiego i Madryckiego – stworzeniu i rozwojowi jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu. Tematyka Forum Londyńskiego dotyczy kwestii konsumenckich.

Współpraca z ACER

Rok 2011 był pierwszym rokiem działalności ACER, która została powołana do życia 3 marca 2011 r. Jednocześnie, wraz z ukonstytuowaniem się nowej unijnej agencji, rozwiązana została Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu (ERGEG), która swoją działalność zakończyła 1 lipca 2011 r. Polski regulator aktywnie uczestniczył w pracach ACER, zarówno na etapie jej

konstytuowania się, jak i – po uzyskaniu przez nią pełnej operacyjności – w bieżących pracach Agencji.

W 2011 r. Prezes URE uczestniczył w pracach Rady Regulatorów ACER, która jest ciałem o charakterze opiniodawczym i doradczym wobec dyrektora Agencji. W związku ze sprawowaniem przez Polskę Prezydencji w Radzie UE, Prezes URE był gospodarzem jednego ze spotkań Rady Regulatorów, które odbyło się 11 października, w Krakowie, w ramach konferencji „Konkurencyjny i zintegrowany rynek jako gwarant bezpieczeństwa energetycznego UE”. W trakcie współorganizowanej przez urząd konferencji, Prezes URE poprowadził także panel poświęcony 6-miesięcznej działalności ACER.

W ramach Agencji powołane zostały do życia dwie grupy robocze – ds. energii elektrycznej i gazu. W ich skład wchodzi eksperci z krajowych organów regulacyjnych, przedstawiciele ACER i KE. Zadaniem grup jest wspieranie i uczestniczenie w pracach nad wspólnymi rozwiązaniami dla osiągnięcia IEM (m.in. wytyczne ramowe, kodeksy sieciowe), dzięki czemu w uchwalanych na poziomie unijnym procedurach uwzględniane są krajowe uwarunkowania poszczególnych państw członkowskich. W pracach obu grup udział brali także eksperci URE.

Przedstawiciele Prezesa URE byli zaangażowani ponadto w prace na poziomie regionalnym. Nowopowstała Agencja przejęła również 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 w trzech rynkach regionalnych (dla elektroenergetyki jest to Rynek Europy Środkowo-Wschodniej oraz Rynek Północny, dla gazu – Rynek Europy Południowo-Południowo-Wschodniej). Dodatkowo, polski regulator uczestniczył także w pracach grupy NWE, realizującej pilotażowy projekt wdrażania europejskiego docelowego modelu rynku energii elektrycznej. Wypracowane w NWE rozwiązania mają być następnie wdrażane w pozostałych regionach UE.

Wraz z konstytuowaniem się ACER, a także stopniowym nakładaniem na Agencję coraz to nowych obowiązków poprzez nowe akty legislacyjne (jak np. REMIT), pod koniec 2011 r. pojawiła się konieczność dopasowania struktury Agencji do nowych zadań i obowiązków. W ramach ACER powołane zostały nowe zespoły robocze, często o charakterze *ad hoc* (jak np. zespół ds. implementacji REMIT), w których aktywny udział biorą eksperci URE. Na początku 2012 r. w ACER powstały dwie dodatkowe grupy robocze, a Prezes URE został powołany na przewodniczącego jednej z nich – Grupy Roboczej ds. Implementacji, Monitoringu i Procedur.

Współpraca z CEER

Oprócz zaangażowania w prace agencji ACER, Prezes URE kontynuował współpracę z regulatorami w ramach stowarzyszenia CEER. Od momentu powstania ACER działalność CEER była powiązana z nową Agencją. Stowarzyszenie ściśle współpracuje z ACER, zapewniając jej pomoc i merytoryczne wsparcie. CEER koncentruje się również nad tymi obszarami, które znalazły się poza zakresem kompetencji ACER, jak np. sprawy konsumenckie, zrównoważony rozwój, współpraca z regulatorami spoza UE czy rozwój nowych technologii (*smart grids*).

W 2011 r. pozycja polskiego regulatora w Stowarzyszeniu wzmocniła się. W lutym Prezes URE został wybrany na wiceprzewodniczącego Rady Dyrektorów stowarzyszenia. Jest on jedynym regulatorem z nowych krajów członkowskich Unii, który jest w składzie kierownictwa CEER. Rolą Rady Dyrektorów CEER jest kierowanie działalnością Stowarzyszenia oraz jego reprezentacja w kontaktach zewnętrznych z innymi organizacjami i instytucjami. Prezes URE jest także stałym uczestnikiem spotkań Zgromadzenia Ogólnego CEER, a w październiku 2011 r. był gospodarzem jednego ze spotkań Zgromadzenia Ogólnego CEER i Rady Regulatorów ACER, które odbyły się w ramach polskiej Prezydencji.

Podobnie jak w ubiegłych latach, eksperci URE uczestniczyli w spotkaniach grup roboczych i zespołów zadaniowych CEER. Przedstawiciele Prezesa URE brali udział w konsultacjach nowych unijnych aktów prawnych, opracowywaniu raportów i analiz dotyczących różnych aspektów sektora energetycznego, w tym m.in. jakości dostaw energii elektrycznej, warunków inwestycyjnych w krajach europejskich czy docelowego modelu rynku gazu w UE. W 2011 r. duże znaczenie miały także kwestie konsumenckie. Przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach

grupy roboczej CEER ds. rynku detalicznego i odbiorców, a jedno ze spotkań grupy odbyło się w Warszawie. Pracownicy URE zaangażowani byli również w prace grupy ds. instrumentów finansowych, która zajmowała się kwestiami związanymi z REMIT oraz innymi aspektami handlu na hurtowym rynku energii. W 2011 r. CEER był również organizatorem warsztatów, konferencji oraz innych inicjatyw służących pogłębianiu wiedzy, wymianie doświadczeń i promowaniu współpracy europejskich organów regulacyjnych. W wydarzeniach tych aktywnie uczestniczyli przedstawiciele również polskiego regulatora.

Zwiększone zaangażowanie Prezesa URE w CEER w 2011 r. wpłynęło na wzmocnienie pozycji polskiego regulatora w Stowarzyszeniu. Na początku 2012 r. Prezes URE został wybrany przewodniczącym Grupy Roboczej CEER ds. Implementacji, Benchmarkingu i Monitoringu.

Współpraca z ERRA

W 2011 r. Prezes URE kontynuował też swoją działalność w stowarzyszeniu ERRA. Udział URE w pracach w ERRA ma na celu przede wszystkim wymianę informacji i dzielenie się praktykami regulacyjnymi z krajami spoza UE. Przedstawiciele URE wspierali prace komitetów ERRA – ds. koncesjonowania/konkurencji oraz ds. taryf. Oprócz tego eksperci URE uczestniczyli w szeregu warsztatów i seminariów ERRA organizowanych w ramach programu INOGATE. W marcu 2011 r., w Warszawie, URE i ERRA zorganizowały seminarium poświęcone polityce regulacyjnej na rzecz zrównoważonego rozwoju energetycznego. W trakcie spotkania eksperci URE wygłosili szereg wykładów i prezentacji, m.in. z zakresu efektywności energetycznej i wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku energii. W kwietniu w Budapeszcie odbyły się warsztaty poświęcone inteligentnym sieciom elektroenergetycznym. W czerwcu, w Tbilisi, ERRA zorganizowała seminarium na temat odbiorcy wrażliwego społecznie, a następnie – również w ramach tego samego projektu – powstała publikacja ERRA poświęcona odbiorcy wrażliwemu społecznie, której współautorem jest ekspert URE.

Przedstawiciele URE wzięli także udział w corocznej konferencji regulacyjno-inwestycyjnej ERRA, zwiędzającej obchody 10-tej rocznicy powstania Stowarzyszenia. W trakcie dwudniowego wydarzenia Prezes URE wziął udział w dyskusji na temat zaangażowania regulatorów w monitoring rynków energii. Jednym z szeregu wydarzeń towarzyszących konferencji było także spotkanie Zgromadzenia Ogólnego ERRA, w trakcie którego członkowie ERRA wybrali władze Stowarzyszenia. W wyniku głosowania członkiem Prezydium ERRA został Prezes URE.

Prezydencja

1 lipca 2011 r. rozpoczął się pierwszy w historii naszego członkostwa w UE okres sprawowania przez Polskę Prezydencji w Radzie Unii Europejskiej. Prace przygotowawcze do sprawowania Prezydencji rozpoczęły się w URE wiele miesięcy wcześniej. W trakcie półrocznego polskiego przewodnictwa Prezes URE uczestniczył w realizacji priorytetów polskiej Prezydencji dla energetyki, poprzez merytoryczne wsparcie organów rządowych oraz organizację istotnych wydarzeń.

We wrześniu URE było gospodarzem spotkania Grupy Roboczej CEER ds. Rynku Detalicznego i Odbiorców (*Retail Markets and Customer Working Group* – RMC WG). Członkowie grupy – eksperci do spraw konsumenckich z instytucji regulacyjnych z krajów UE oraz Sekretariatu CEER, spotkali się w Warszawie, aby kontynuować dotychczasowe prace na rzecz unijnych odbiorców energii.

Na półmetku Prezydencji odbyła się współorganizowana przez URE międzynarodowa konferencja „Konkurencyjny i zintegrowany rynek jako gwarant bezpieczeństwa energetycznego UE” – największe i jednocześnie jedno z najważniejszych dla URE wydarzeń z dziedziny energetyki w ramach polskiej Prezydencji. Spotkanie, współorganizowane przez Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Skarbu Państwa, Ministerstwo Spraw Zagranicznych oraz URE, we współpracy z Komisją Europejską, było poświęcone kluczowym dla polityki energetycznej zagadnieniom takim jak zwiększenie konkurencji i bezpieczeństwa na wspólnotowym rynku energii poprzez rozwój współpracy regionalnej i projektów infrastrukturalnych. W konferencji, która zgromadziła w Krakowie około 300 uczestników, udział wzięły wszystkie zainteresowane podmioty uczestniczące w procesie tworzenia wspólnotowego rynku energii. W drugim dniu konferencji odbyło się

posiedzenie Zgromadzenia Ogólnego CEER i Rady Regulatorów ACER z udziałem przedstawicieli europejskich organów regulacyjnych, którego gospodarzem było URE.

Trzecim, i jednocześnie ostatnim, organizowanym przez URE wydarzeniem w ramach polskiej Prezydencji były polsko-duńskie warsztaty. Na przełomie dwóch Prezydencji, spotkanie zorganizowane wspólnie z Ambasadą Królestwa Danii, było okazją do debaty na temat efektywności energetycznej, wspólnego priorytetu Prezydencji Polski i Danii, która 1 stycznia 2012 r. przejęła od Polski przewodnictwo w Radzie UE.

Podsumowanie

Oprócz współpracy w ramach unijnych instytucji i stowarzyszeń, Prezes URE utrzymywał i rozwijał bilateralne kontakty z regulatorami i innymi instytucjami zagranicznymi. W październiku w siedzibie URE odbyło się czterostronne spotkanie przedstawicieli polskiego i niemieckiego organu regulacyjnego (URE i BNetzA) oraz polskiego i niemieckiego operatora gazowego systemu przesyłowego (Gaz-System i ONTRAS). Celem spotkania było wypracowanie skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na rozbudowanym polsko-niemieckim połączeniu w Lasowie.

W celu szerzenia informacji na temat rynku energii w Polsce, w 2011 r. w URE odbyło się wiele spotkań z przedstawicielami zagranicznych przedsiębiorstw, zainteresowanych uczestnictwem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE objaśniali potencjalnym inwestorom specyfikę polskiego sektora energetycznego oraz udzielali informacji na temat zasad funkcjonowania na rynku energii w Polsce.

W 2011 r. wzrosła ilość zadań Prezesa URE wynikających ze współpracy międzynarodowej. Jest to związane z wejściem w życie nowych unijnych aktów prawnych, nakładających na regulatorów energetyki nowe obowiązki, jak m.in. III pakiet energetyczny i powstanie ACER. W dalszym ciągu URE dysponuje jednak zarówno ograniczonymi środkami finansowymi, jak i zasobami kadrowymi, co ogranicza istotnie możliwości prawidłowej realizacji wszystkich nałożonych na Prezesa URE zadań w zakresie współpracy europejskiej i międzynarodowej. Dodatkowo, pod koniec 2011 r. weszło w życie rozporządzenie REMIT, nakładające na regulatora szereg kolejnych obowiązków związanych z monitoringiem rynków energii. Oznacza to, że w 2012 r. liczba wykonywanych przez Prezesa URE zadań jeszcze bardziej wzrośnie.

Część III.

PROMOWANIE

KONKURENCJI

1. CELE I ZADANIA PREZESA URE

Promowanie konkurencji jest motywem przewodnim wszelkich działań Prezesa URE. Wdrożenie wolnego rynku energii elektrycznej i gazu w naszym kraju, które w konsekwencji prowadzić ma do powstania rynku odbiorcy, do poprawy efektywności energetycznej, do wzrostu innowacyjności i polepszenia pozycji polskiej energetyki na arenie międzynarodowej, umożliwić ma także integrację krajowych systemów energetycznych w ramach jednolitego rynku europejskiego. Prezes URE nie posiada jednak rozbudowanego katalogu kompetencji służących wprost promowaniu konkurencji, co jest niejako uzasadnione jurysdykcją innej instytucji – organu antymonopolowego – w odniesieniu do tego samego obszaru regulacji. 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., ale istotny zwrot ku rynkowi przyniósł miniony rok w gazownictwie. W grudniu 2011 roku Prezes URE przedstawił Zespołowi Doradczemu 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 2011r., na podstawie analizy badania ankietowego uczestników rynku.

Ponadto 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 celu. Za działanie na rzecz promowania konkurencji uznać należy tu szeroko prowadzoną działalność informacyjną Prezesa URE, w tym 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.

Miernikiem rozwoju konkurencyjnego rynku energii (prostym, ale miarodajnym) jest liczba zmian sprzedawcy. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Rozwój zasady TPA w ujęciu ilościowym przedstawiony jest szczegółowo w rozdziałach poświęconych omówieniu rynków: elektroenergetycznego i gazowego.

Istotnym uzupełnieniem starań Prezesa URE w zakresie kształtowania konkurencyjnego rynku energii jest wejście w życie 3 marca 2011 r. tzw. III pakietu energetycznego. Intensywne prace legislacyjne, mające na celu wdrożenie tych regulacji prawa europejskiego, które wymagają implementacji, przyczyni się z pewnością do poprawy konkurencyjności rynku energii elektrycznej i gazu.

2. DZIAŁANIA NA RZECZ LIKWIDACJI BARIER KONKURENCJI

2.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Elektroenergetyka

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

Decyzją z 28 czerwca 2011 r. Prezes URE zatwierdził zmianę Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części dotyczącej warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci w formie Karty aktualizacji nr CK/1/2011 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci ustalając datę wejścia w życie zmiany na 1 lipca 2011 r. Zmiana związana była z dokonaniem przez operatora systemu przesyłowego (dalej także: „OSP”) rozdzielenia działań realizowanych przez służby ruchowe od działań realizowanych przez służby eksploatacyjne. W związku z tym w przedsiębiorstwie PSE Operator SA utworzono komórkę organizacyjną Centrum Nadzoru (zwaną dalej „CN”), której zadaniem jest bieżący nadzór nad funkcjonowaniem poszczególnych elementów sieci Operatora i pracami wykonywanymi na tych elementach. Analogiczne komórki organizacyjne – Regionalne Centra Nadzoru (zwane dalej „RCN”) – zostały utworzone w działających w imieniu i na rzecz Operatora spółkach obszarowych Operatora (odpowiednio: RCN Warszawa, RCN Radom, RCN Katowice, RCN Poznań i RCN Bydgoszcz). W relacjach z kontrahentami OSP, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci przesyłowej, nie nastąpiły zmiany podmiotu odpowiedzialnego za prowadzenie koordynacji prac. OSP wykonując zadania operatora sieci przesyłowej realizuje program wdrażania nowego modelu funkcjonowania służb nadzoru eksploatacji. Zmiana w tym zakresie polega na wskazaniu innej niż dotychczas komórki organizacyjnej upoważnionej do prowadzenia koordynacji prac w rozumieniu przepisów BHP, tj. właściwego RCN funkcjonującego w strukturach danej spółki obszarowej OSP. Aktualizacja wykazu osób upoważnionych ze strony OSP do wykonywania czynności łączeniowych w powyższym zakresie, została dokonana w ramach aktualizacji instrukcji i procedur organizacyjnych i technicznych, o których mowa w pkt I.C.1.4 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Część ogólna.

Ponadto, decyzją z 15 grudnia 2011 r. Prezes URE zatwierdził zmianę Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części dotyczącej warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, ustalając termin ich wejścia w życie na 1 stycznia 2012 r. Powyższa zmiana dotyczyła: (i) odstąpienia od obowiązku sporządzania i uzgadniania z operatorem systemu przesyłowego harmonogramów dostosowania do spełnienia wymagań technicznych w odniesieniu do tych urządzeń, instalacji i sieci, które nie spełniają wymagań określonych w IRIESP-Korzystanie, (ii) zmiany postanowień w zakresie dotyczącym wymagań i zaleceń technicznych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci zamkniętej oraz (iii) uszczegółowienia zapisów określających zakres przedmiotowy wymagań technicznych. Pozostałe zaproponowane zmiany miały charakter redakcyjny (zmiany dokonane z uwagi na potrzebę doprecyzowania dotychczasowych postanowień, w szczególności postanowień o ochronie informacji) lub zmiany w zakresie numeracji punktów instrukcji.

Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych

Ustawa zmieniająca nadała nowe brzmienie art. 9g ust. 7 i 8 oraz art. 23 ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne. Po nowelizacji, zatwierdzeniu przez Prezesa URE podlegają opracowane przez operatorów systemów instrukcje ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnych (IRiESP i IRiESD) w całości, nie jak dotychczas tylko w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Jednocześnie zgodnie z ustawą zmieniającą opera-

tor systemu przesyłowego został zobowiązany do przedłożenia całej instrukcji do zatwierdzenia w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy zmieniającej. IRiESP w części dotyczącej warunków i sposobu korzystania z sieci oraz prowadzenia ruchu sieciowego została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 30 grudnia 2010 r. i ogłoszona w Biuletynie URE w tym samym dniu. Mając na względzie art. 9g ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z którego wynika, że operator systemu dystrybucyjnego ma obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej IRiESP, z końcem lutego 2011 r. sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) przedłożyło Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD. Projekty instrukcji zgodnie z art. 9g ust. 2 ustawy były konsultowane z użytkownikami systemu. Proces konsultacji trwał 14 dni. Prezes URE wszczął postępowania w sprawie zatwierdzenia tych instrukcji. Po przeanalizowaniu proponowanej przez operatorów treści dokumentów oraz uwag użytkowników systemu, które były załączone do projektów IRiESD Prezes URE wezwał operatorów do dokonania zmian w projektach. Jednocześnie z uwagi na fakt, że użytkownikami systemu, którzy są zobowiązani do stosowania IRiESD są nie tylko duże przedsiębiorstwa czy sprzedawcy energii elektrycznej, ale również mniejsze zakłady przemysłowe oraz odbiorcy w gospodarstwach domowych, a instrukcje są dokumentami technicznymi, skomplikowanymi z punktu widzenia użytkowników systemu oraz ze względu na niewielką ilość uwag w zakresie części dot. warunków i sposobu korzystania z sieci oraz prowadzenia ruchu sieciowego, operatorzy zostali wezwani do ponownego przeprowadzenia procesu konsultacji trwającego nie krócej niż 30 dni. Po przeprowadzeniu wymaganych konsultacji operatorzy ponownie przedłożyli do zatwierdzenia projekty IRiESD. Są one przedmiotem analizy Prezesa URE w toku postępowania administracyjnego.

Niezależnie od powyższego w 2011 r. wpłynęło do Prezesa URE 48 projektów instrukcji opracowanych i przedłożonych do zatwierdzenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci nie są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDn) oraz dwa projekty instrukcji przedłożonej przez operatorów, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej. Postępowania w sprawie zatwierdzenia tych instrukcji są w toku.

Ponadto, w 2011 r. Prezes URE zatwierdził zmianę obowiązujących IRiESD w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi trzech operatorów systemów dystrybucyjnych: RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o. i ENERGAS-OPERATOR SA. Zmiany IRiESD-Bilansowanie polegały na zmianie zasad wyznaczania, przydzielenia i weryfikacji standardowych profili zużycia energii elektrycznej wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW, w tym aktualizacji profili na rok 2012.

Gazownictwo

Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej

W 2010 r. nastąpiły zmiany dotyczące zatwierdzania instrukcji operatorów przesyłowych. Zgodnie z art. 14 ust. 1 ustawy zmieniającej w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 11 marca 2010 r. Operator Systemu przesyłowego został zobowiązany przedłożyć Prezesowi URE do zatwierdzenia dwie części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji sieci Przesyłowej: cz. I – Ogólne warunki korzystania z systemu przesyłowego oraz cz. II – Bilansowanie i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi.

W celu realizacji obowiązku wynikającego z nowego brzmienia art. 9g ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, OGP Gaz-System SA opracował projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz poinformował użytkowników systemu, w formie elektronicznej poprzez umieszczony na stronie internetowej Operatora komunikat, o publicznym dostępie do projektu Instrukcji oraz o możliwości zgłaszania do niego uwag. Proces konsultacji projektu Instrukcji został zakończony 14 marca 2011 r. Następnie wypełniając obowiązek wynikający z art. 9g ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, Operator poinformował użytkowników systemu o przedłożeniu Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, Instrukcji wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników uwagach oraz o sposobie ich uwzględnienia, poprzez zamieszczenie na swojej stronie internetowej stosownej informacji.

Realizując obowiązek wynikający z art. 9g ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, w czerwcu 2011 r. Operator wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Instrukcji Ruchu i Eks-

platacji Sieci Przesyłowej (zwanej dalej: Instrukcja). Do wniosku został dołączony projekt Instrukcji oraz zestawienie uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu podczas procesu konsultacji wraz z informacją o sposobie ich uwzględnienia przez Operatora.

W trakcie prowadzonego postępowania Prezes URE wezwał Operatora do dokonania w Instrukcji zmian m.in. w zakresie:

- wprowadzenia zapisów wdrażających wirtualny punkt handlowy,
- wprowadzenia odesłania do strony internetowej, na której OGP Gaz-System SA będzie publikował zastępcze ciepło spalania,
- wprowadzenia zapisu określającego termin na powiadomienie służb dyspozytorskich OSP o awarii sieci dystrybucyjnej wywołanym działaniem osoby trzeciej,
- wprowadzenia zapisów obejmujących procedurę postępowania na wypadek pojawienia się sporów związanych z poprawnością pomiarów i wyliczania wartości rozliczeniowych,
- doprecyzowania przyjętego sposobu (automatyzmu) przydzielania przepustowości w punkcie wejścia na połączeniu z instalacją terminalu LNG, podmiotom które uzyskały przydział zdolności regazyfikacyjnych,
- określenia części przepustowości technicznej jako dostępnej na okresy krótsze niż na okres roku gazowego,
- zmiany przepisów przejściowych uzależniających stosowanie zapisów Instrukcji dotyczących bilansowania w jednostkach energii od wprowadzenia rozwiązań taryfowych.
- zmian w zakresie usprawnienia procedury zmiany sprzedawcy.

We wrześniu 2011 r. Operator przedstawił projekt Instrukcji, w którym uwzględnił większość uwag Prezesa URE i dokonał stosownych zmian zapisów w zakresie:

- wprowadzenie 1 lipca 2012 r. doby gazowej zgodnej ze standardami CBP EASEE-gas rozpoczynającej się o godzinie 6.00,
- wprowadzenie 1 lipca 2012 r. bilansowania systemu przesyłowego w jednostkach energii (kWh), co implikuje wprowadzenie nominacji w jednostkach energii oraz wyrażania ceny referencyjnej gazu dla ilości gazu w kWh,
- szczegółowa procedura zmiany sprzedawcy w cz. I IRiESP, zgodnie z którą moc umowna na wyjściu z sieci przesyłowej podąża za odbiorcą, tzw. „zasad plecaka”,
- wprowadzenie świadczenia usług przesyłania zwrotnego, w tym z punktów wyjścia na połączeniach z systemami dystrybucyjnymi, do których przyłączone są źródła paliwa gazowego,
- określenie w cz. I IRiESP, że maksymalnie 90% przepustowości technicznej danego punktu wejścia jest udostępniane w ramach umów długoterminowych i co najmniej 10% przepustowości jest udostępniana na okres nie dłuższy niż jeden rok gazowy,
- regularne badanie *market screening* w zakresie potrzeb budowy nowych połączeń międzysystemowych,
- przepustowość nowobudowanych lub rozbudowywanych punktów wejścia lub wyjścia, na połączeniach międzysystemowych jest udostępniana przez OSP w ramach niedyskryminacyjnej i przejrzystej procedury typu *Open Season*, na warunkach każdorazowo określonych w regulaminie, który został uzgodniony z Prezesem URE,
- odejście od zasady *first come first served* na rzecz bardziej rynkowych zasad przydzielania zdolności przesyłowych,
- możliwość ubiegania się o niewykorzystywaną przez innego *shippera* przepustowość w sposób bardziej efektywny,
- doprecyzowania automatyzmu w przydzielaniu przepustowości punktu wejścia na połączeniu z instalacją terminalu LNG podmiotom, które uzyskały przydział zdolności regazyfikacyjnych,
- rozszerzone obowiązki OSP w zakresie dostarczania *shipperom* informacji o statusie niezbilansowania,
- usprawnienie i uszczegółowienie procedur wymiany i udostępniania danych,
- wprowadzenia zapisu wprowadzającego termin na powiadomienie służb dyspozytorskich OSP o awarii sieci dystrybucyjnej wywołanym działaniem osoby trzeciej.

Odnosnie zapisów, które nie zostały uwzględnione przez Operatora w instrukcji Prezes URE przyjął jako zasadne następujące wyjaśnienia Operatora:

1. Systemowe opracowanie i skonsultowanie modelu pozwalającego na wdrożenie wirtualnego punktu handlowego wymaga dopracowania i dlatego powinno zostać poddane szczegółowym konsultacjom z użytkownikami systemu i zostać odłożone w czasie.

2. Określenie dolnej i górnej granicy parametrów jakościowych, zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 9 rozporządzenia 715/2009, nie wymaga dodatkowych zapisów, gdyż OGP Gaz-System SA powołując się na zasadę bezpośredniej stosowalności i bezpośredniego obowiązywania normy prawnej zawartej w rozporządzeniu 715/2009 w wewnętrznym porządku prawnym wskazał, iż jako operator jest uprawniony do określenia parametrów jakościowych i ciśnienia gazu ziemnego przesłanego systemem przesyłowym dla, którego został wyznaczony operatorem.
 3. Przekazywanie w trybie on-line informacji o zbilansowaniu poprzedniej doby gazowej odbywa się zgodnie z dotychczasowymi zapisami Instrukcji, według których OSP udostępnia Zleceniodawcy Usługi Przesyłowej do godziny 12:00 informacje dotyczące poprzedniej doby gazowej w zakresie statusu niezbilansowania ZUP tj. ilości niezbilansowania ZUP oraz realizacji nominacji ZUP dla punktów wejścia oraz punktów wyjścia dla których OSP posiada te dane.
 4. Zapis zobowiązujący Wnioskodawcę do określenia we wniosku o zawarcie umowy przesyłowej takiej samej sumy mocy umownej w punkcie wejścia i punkcie wyjścia (punktach wyjścia) zostanie wdrożony wraz z wprowadzeniem punktu wirtualnego.
 5. Podstawą do pobierania opłat z tytułu niedotrzymania nominacji jest ustawa – Prawo energetyczne, w której znajdują się odpowiednie zapisy odnoszące się do ograniczeń systemowych i rozliczania kosztów tych ograniczeń. Ponadto wskazano zapisy rozporządzenia taryfowego, według których koszty związane z zarządzaniem ograniczeniami w systemie gazowym są przenoszone na odbiorców paliwa gazowego poprzez taryfę przedsiębiorstwa obrotu, a zatem dają możliwość Zleceniodawcy Usługi Przesyłowej obciążania odbiorców kosztami związanymi z zarządzania ograniczeniami, które powstały w związku z niedotrzymaniem zgłoszeń zapotrzebowania na paliwa gazowe w miejscach ich dostarczania lub przekraczania mocy umownej, wynikającej z działania lub zaniechania działań tych odbiorców.
- Zgodnie z wnioskiem Operatora termin wejścia w życie postanowień Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej został ustalony na 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 (dalej: OSP, Operator) gazowego na majątku stanowiącym własność SGT EuRoPol Gaz SA. W celu realizacji obowiązków wynikających z art. 9g ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, 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 Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej 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.

Operator zamieścił w treści Instrukcji wszystkie elementy zawarte w art. 9g ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności dotyczące: przyłączenia do SGT, wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, przekazywania informacji oraz parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu. Poza tym, przedłożona przez Operatora Instrukcja zawiera, zgodnie z art. 9g ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Zgodnie z zapisami Instrukcji Operator oferować będzie (w ramach zaoferowanej mu przez Właściciela dostępnej zdolności SGT):

- długo- i krótkoterminowe ciągłe usługi przesyłania
- 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. Szczegółowe informacje dotyczące poziomu wykorzystania rewersu wirtualnego znajdują w rozdziale II pkt 2.3.2.

2.2. Zatwierdzanie programów zgodności operatorów systemów dystrybucyjnych

W związku ze zmianą ustawy – Prawo energetyczne 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 szczególnie obowiązki pracowników wynikające z tych programów, tzw. Programów Zgodności. Nowe narzędzie pozwoliło Prezesowi URE w pewnym zakresie wpływać na treść, sposób wdrożenia i realizacji, jak również monitorowanie funkcjonowania programu oraz sprawozdawczość. We wrześniu 2010 r. 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 największych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. W zatwierdzonych programach operatorów uregulowano w sposób jednolity następujące kwestie w zakresie:

- 1) zawartości (treści) w tym:
 - wyszczególnienie podmiotów zobowiązanych do jego przestrzegania,
 - obszary, w których zapewnia się niedyskryminację i równe traktowanie,
 - wyszczególnienie, jakie zachowanie uznane jest za dyskryminacyjne i sprzeczne z zasadą równości,
 - wyszczególnienie informacji sensytywnych, sposób ich traktowania oraz przyjęte przez Operatora zasady zachowania poufności informacji sensytywnych,
 - obowiązki pracowników Operatora związane z uczestnictwem w szkoleniach, mających na celu zapoznanie ich z „Programem Zgodności” i sankcjami za jego nieprzestrzeganie,
 - opis działań dających gwarancję niezależności Operatora;
- 2) 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 Zgodności” – Inspektora ds. zgodności,
 - zakres kompetencji i niezależności Inspektora ds. zgodności;
- 3) 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.

Prezes URE zatwierdził terminy wykonania Programów Zgodności dla poszczególnych operatorów od 3 do 6 miesięcy od daty podpisania decyzji. W zatwierdzonych Programach zgodności operatorzy zobowiązali się także do przeszkolenia swoich pracowników w zakresie bezwzględnego przestrzegania postanowień tych programów.

2.3. Monitorowanie niezależności funkcjonowania OSD

Rola operatora systemu dystrybucyjnego – naturalnego monopolisty w obszarze wyznaczonym eksploatowaną przez niego siecią – jest szczególnie ważna. To operator jest w dużej mierze organizatorem i zarządcą „infrastruktury” rynkowej i stąd taką rangę ma postulat jego całkowitej niezależności. Dlatego też przewidziano w prawie europejskim, a za nim – w prawie polskim (ustawa – Prawo energetyczne) – obowiązek prawnego rozdziału działalności operatorskiej od innych rodzajów działalności energetycznej. Przy tym jednak nie tylko formalna, ale przede wszystkim faktyczna niezależność operatorów, leży w interesie odbiorców energii. Dodać należy, że restrykcyjne przestrzeganie zasady niezależności operatora i nadzór regulatora (zarówno sektorowego – Prezesa URE, jak i ogólnego – w zakresie ochrony konkurencji i konsumenta – Prezesa UOKiK) są tym ważniejsze, im silniejsze są kapitałowe relacje OSD z niektórymi sprzedawcami energii.

Kryteria formalne¹³⁹⁾ niezależności OSD

Po konsolidacji dystrybucji w GK TAURON mamy sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych. W pięciu OSD wykonywana jest działalność gospodarcza nie związana stricte z zadaniami operatora. OSD prowadzą działalność z zakresu konserwacji oświetlenia ulicznego, odzyskiwania surowców, naprawy i konserwacji pojazdów samochodowych, dzierżawią lub wynajmują nieruchomości i środki transportu. Spółki te prowadzą także działalność w zakresie usług technicznych, informatycznych oraz telekomunikacyjnych oraz inne. Wszyscy operatorzy systemów prowadzą rozliczenia przychodów i kosztów, w sposób umożliwiający wydzielenie części kosztów nie związanych z działalnością operatorską.

Niezależność majątkowa i w zakresie podejmowania decyzji

Procedury związane z podejmowaniem przez OSD decyzji w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym, w tym w szczególności dotyczących budowy, eksploatacji remontów lub rozbudowy sieci, są w większości przypadków realizowane zgodnie z IRiESD, Planem Rozwoju, Instrukcjami planowania zadań inwestycyjnych i remontowych. Żadne z sześciu przedsiębiorstw nie wykazało w ankiecie sytuacji, w której kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wydałoby OSD polecenie dotyczące bieżącego funkcjonowania. Trzech OSD posiada spółki zależne, które zajmują się m.in. działalnością w zakresie szkoleniowo-wypoczynkowym, gastronomicznym, poligraficznym oraz działalnością usługowo-eksploatacyjną. Trzech operatorów posiada udziały/akcje w innych spółkach.

Zarządzanie informacją przez OSD

System ochrony informacji sensytywnych posiadają wszyscy przedsiębiorcy. Dane osobowe klientów przechowywane są m.in. w sieci lokalnej na serwerach należących do OSD. Dostęp do tych informacji posiadają uprawnieni pracownicy. Udostępnienie danych o klientach odbywa się na zasadach zawartych w polityce bezpieczeństwa informacji, określonej instrukcjami w przedsiębiorstwie, w systemach zarządzania bezpieczeństwem oraz w regulaminach wewnętrznych.

Niezależność OSD z punktu widzenia użytkowników systemów

Czynnikiem odgrywającym bardzo ważną rolę w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu, jest zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych, tak aby odbiorcy przestali utożsamiać operatora systemu dystrybucyjnego i przedsiębiorstwo obrotu, wydzielone

¹³⁹⁾ Zgodnie z art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne od 1 lipca 2007 r. operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo powinien pozostawać niezależny pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji.

z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a tym samym dostrzegać w wydzielonym przedsiębiorstwie obrotu jedyne go sprzedawcę energii na terenie działania danego operatora systemu. Osiągnięciu tego celu służy m.in. rozdzielanie siedzib obydwu przedsiębiorstw i utworzenie odrębnych punktów obsługi klienta. Wyniki badania wskazują, że rozdzielania siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonali wszyscy OSD.

Czterech operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta. Punkty obsługi niektórych OSD świadczą usługi kompleksowej obsługi klientów detalicznych rozumianej jako obsługa zarówno w zakresie działalności dystrybucyjnej, jaki i w zakresie działalności związanej z obrotem realizowanym przez wybranych sprzedawców.

W przypadku przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych niewątpliwie zarówno z punktu widzenia klientów jak i ekonomiki funkcjonowania tych przedsiębiorstw zasadne jest utworzenie centrów tak rozumianej kompleksowej obsługi klienta. Jednakże wobec regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, tak zdefiniowane centra kompleksowej obsługi nie mogą być ulokowane w strukturach OSD.

W przypadku struktur powstałych w rezultacie wydzielenia prawnego OSD optymalnym rozwiązaniem jest ulokowanie szeroko rozumianych czynności w zakresie obsługi klienta w podmiocie odrębnym od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Taka lokalizacja najlepiej umożliwia – w przypadku przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo – realizację celu wydzielenia OSD tj. zapewnienie skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci w warunkach funkcjonowania zasady TPA. Z kolei z punktu widzenia przedsiębiorstwa pozwala w sposób ekonomicznie uzasadniony realizować jego cele. Niemniej jednak wybór konkretnego modelu biznesowego, z zastrzeżeniem ograniczeń wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, należy do poszczególnych zarządców.

Niezależność OSD w ocenie regulatora

Wyniki badań wykazują, że większość OSD podejmuje działania zmierzające do skutecznego wydzielenia operatora w ramach grupy kapitałowej. Regulator oczekuje, że OSD będący w grupach kapitałowych będą skutecznie realizować działania mające na celu zapewnienie równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

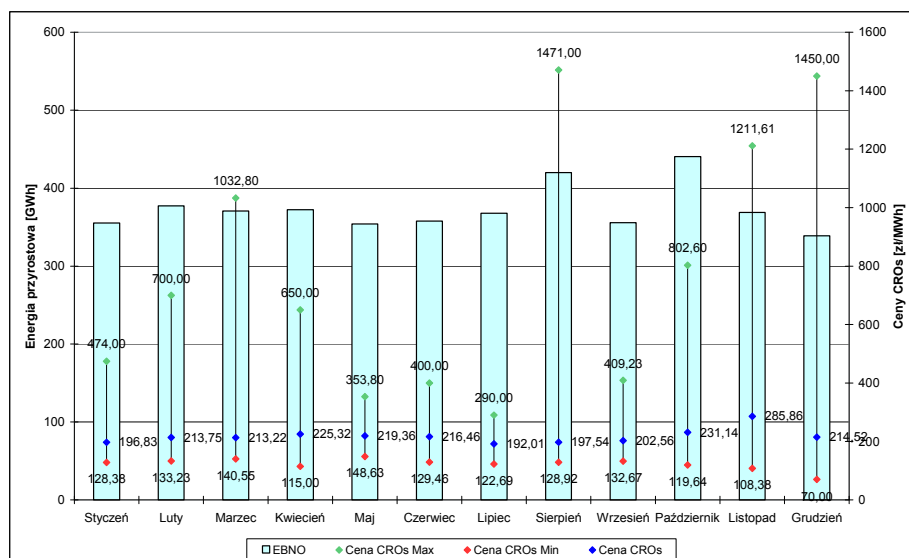
2.4. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu

Elektroenergetyka

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone 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.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 29.

Rysunek 29. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2011 r.

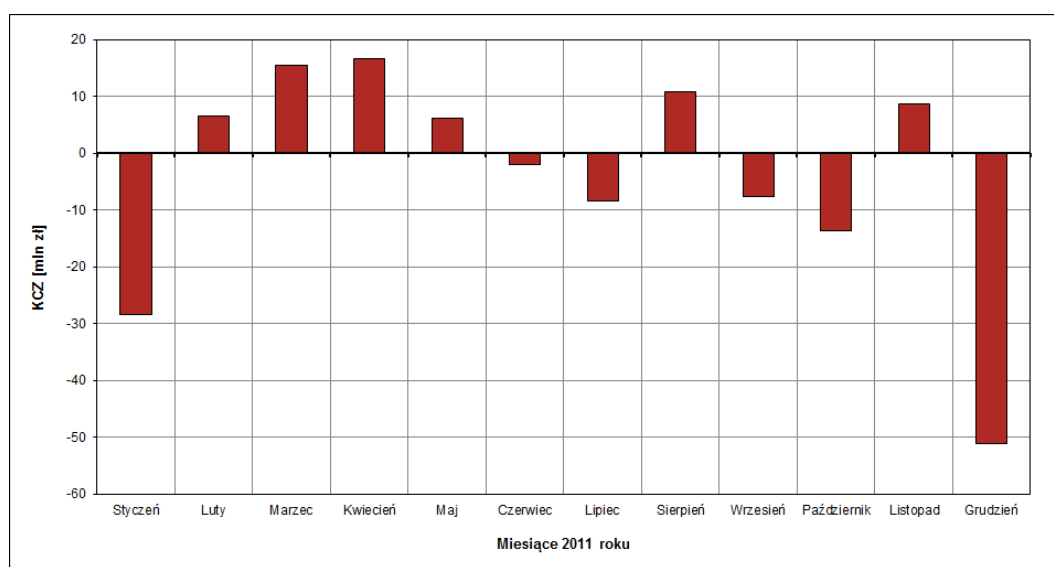


Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

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.

W procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi analizie podlegają m.in. koszty związane z działaniami podejmowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Koszty ponoszone w obszarze Rynku Bilansującego zostały zaprezentowane na rys. 30 i 31.

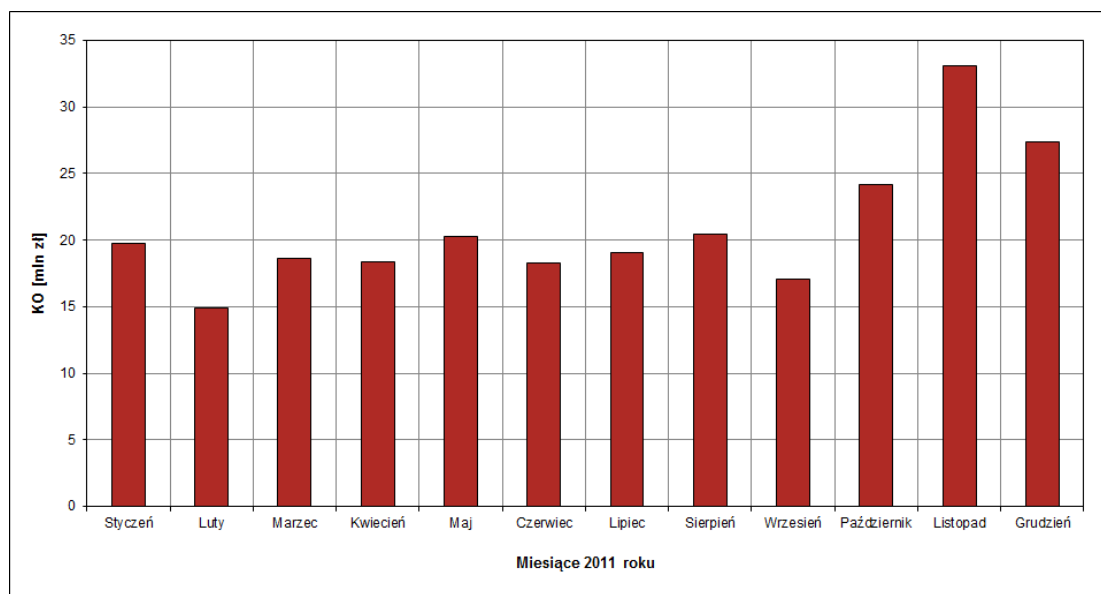
Rysunek 30. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2011 r.



Na rysunku przyjęto następującą konwencję znaków: "+" oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), "-" oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

Źródło: <http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=171&did=1054>.

Rysunek 31. Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2011 r.



Na rysunku przyjęto następującą konwencję znaków: "+" oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), "-" oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

Źródło: <http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=171&did=1054>.

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.

Gazownictwo

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 ustawy – Prawo energetyczne, przez operatora systemu przesyłowego i operatorów dystrybucyjnych i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

W 2011 r. Prezes URE w ramach posiadanych uprawnień wynikających z przytoczonej wyżej ustawy oraz przepisów rozporządzenia 715/2009 monitorował działania w zakresie bilansowania systemu, analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego informacje i sprawozdania okresowe. Prezes URE oceniał również prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

Mając na uwadze przyjęcie przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*), Kodeksów Sieci oraz Wytycznych Ramowych w zakresie bilansowania systemu (*Framework Guidelines*), Prezes URE prowadził prace nad wprowadzeniem do krajowego systemu rozwiązań, w oparciu o które możliwe będzie zastosowanie rynkowych mechanizmów bilansowania. Jednocześnie, aby zapewnić zbieżność zasad operatora systemu przesyłowego z Wytycznymi Ramowymi ACER, Prezes URE odbył w 2011 r. szereg spotkań roboczych z przedstawicielami OGP Gaz-System SA oraz Towarową Giełdą Energii SA, podczas których dyskutowane były możliwości wdrożenia narzędzi i rozwiązań opartych o zasady rynkowe, m.in.: obrót gazem na giełdzie, punkt wirtualny (ang. *Virtual Trade Point – VTP*), itp.

2.5. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci jest, tak jak w poprzednim roku sprawozdawczym, dokonywane w URE na bieżąco i odbywa się m.in. w drodze weryfikacji i analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw energetycznych, ich odbiorców oraz innych interesariuszy. Realizacja zadania określonego w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c ustawy – Prawo energetyczne odbywa się w szczególności poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązkowego obowiązku powiadomiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych i rozeznawania innych spraw niezaliczonych do powyższych kategorii, 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 których działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną nie stanowi podstawowej działalności (tzw. przemysłówek).

W 2011 r. do urzędu wpłynęły zawiadomienia głównie przedsiębiorstw gazowniczych informujące o wydaniu odmów przyłączenia do sieci gazowej, a ponadto zawiadomienia przedsiębiorstw elektroenergetycznych informujących o odmowach przyłączenia: farm wiatrowych, biogazowi, źródeł gazowych, małych elektrowni wodnych, źródeł węglowych oraz odbiorców zaliczonych do V grupy przyłączeniowej do sieci elektroenergetycznej ze względu na brak warunków technicznych przyłączenia. W przypadku odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej odmowy spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, iż odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na niespełnienie wymagań jakościowych energii, ze względu na zagrożenia zwarciami sieci SN, ze względu na niezachowanie lokalnego charakteru źródła oraz ze względu na przeciążenie sieci.

W badanym okresie także przedsiębiorstwa ciepłownicze odmówiły przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

Zgodnie z ustawą zmieniającą, Prezes URE od 10 marca 2010 r. 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. Po przeprowadzeniu wnikliwej analizy tych odmów i skarg odbiorców urząd podejmował decyzje odnośnie dalszego prowadzenia postępowania, natomiast na wniosek odbiorców dotyczący odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były postępowania administracyjne. W 2011 r. prowadzono postępowania dotyczące gazu i dotyczące odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W przypadku gazu w jednej sprawie stwierdzono, że na przedsiębiorstwie gazowniczym nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej nieruchomości odbiorcy, w innym przypadku postępowanie zostało zawieszono do czasu wyjaśnienia zagadnień wstępnych. W przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, na 31 grudnia 2011 r. jedna sprawa nie została rozstrzygnięta i pozostała w toku.

W okresie sprawozdawczym urząd prowadził systematyczny monitoring napraw sieci ciepłowniczej i analizował wielkość strat ciepła występujących podczas przesyłania ciepła. Na etapie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie nowych taryf wnikliwie analizowane były nakłady przeznaczane na remonty sieci, a także każdorazowo sprawdzane było wykonanie tych nakładów zaplanowanych w roku poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy. Należy także wskazać, że przedsiębiorstwa ciepłownicze przeznaczają coraz większe nakłady na poprawę stanu technicznego sieci oraz niezawodność dostaw, szczególnie w okresie zimowym.

Informacje na temat liczby decyzji wydanych przez Prezesa URE w kwestiach związanych z odmową zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz sieci gazowej w podziale na poszczególne oddziały terenowe URE znajdują się w Aneksie do sprawozdania.

2.6. Monitorowanie zmiany sprzedawcy (TPA)

Elektroenergetyka

Szczegółowa procedura zmiany sprzedawcy zawarta jest w obowiązujących dla operatorów systemów dystrybucyjnych Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych. W 2011 r. nie było zmian w dokumentach Instrukcji, związanych z procedurą zmiany sprzedawcy w części dot. bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Pomimo zapisów zawartych w Instrukcjach przewidujących, iż proces zmiany nie przekroczy 30 dni w przypadku pierwszej zmiany i 14 dni w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy (a w trzech przypadkach: Vattenfall Distribution Poland SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. spółki zawarły w swoich instrukcjach procedurę umożliwiającą zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, przy zachowaniu okna czasowego umożliwiającego zgłoszenie zmiany od pierwszego do dziesiątego dnia roboczego) od 3 marca 2011 r. wszyscy operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do realizacji procedury zmiany sprzedawcy w ciągu trzech tygodni od dnia złożenia przez odbiorcę (lub upoważnionego przez niego sprzedawcę) formularza powiadomienia o zmianie sprzedawcy¹⁴⁰). Zgodnie z obowiązującymi procedurami do odbiorcy należy zawarcie umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i rozliczenie się ze starym sprzedawcą. Wszystkie pozostałe formalności, łącznie z wypowiedzeniem umowy staremu sprzedawcy, może wykonać nowy sprzedawca, jeśli tylko zostanie do tego upoważniony przez odbiorcę. Nie ma także ograniczeń w liczbie zmian sprzedawcy. W instrukcjach operatorzy zobowiązali się także do opracowania i zamieszczenia na swoich stronach internetowych wzorów wniosków o zmianę sprzedawcy oraz do publikowania listy sprzedawców mających podpisane generalne umowy dystrybucyjne. Ponadto zgodnie z instrukcjami operatorzy mają obowiązek udzielania odbiorcom informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji oraz możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w tym o procedurze zmiany sprzedawcy. Na stronie internetowej URE www.masz.wybor.pl odbiorcy mogą także uzyskać wszystkie niezbędne informacje, związane z procesem zmiany sprzedawcy.

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 (stan na XII 2010 r. – 7 611 odbiorców, stan na XII 2011 r. – 21 716 odbiorców), jak i odbiorców w gospodarstwach domowych (stan na XII 2010 r. – 1 340 odbiorców, stan na XII 2011 r. – 14 341 odbiorców). Przyczyną wzrostu liczby odbiorców zmieniających sprzedawcę w grupie gospodarstw domowych była przede wszystkim wzmożona aktywność akwizycyjna niektórych sprzedawców. Warto przy tym wskazać, iż w 2011 r. w stosunku do 2010 r. nastąpił wzrost zawartych Generalnych Umów Dystrybucji o 74 sztuki (aktualnie zawartych jest 641) między sprzedawcami a OSD, co świadczy o zwiększonych możliwościach działania sprzedawców na terenie różnych OSD i możliwościach pozyskiwania nowych odbiorców. Rozwój zasady TPA w 2011 r. jednocześnie ujawnił 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 dystrybu-

¹⁴⁰) Regulacja ta wynika z zapisów art. 3 ust. 5 dyrektywy 2009/72/EC z 13 lipca 2009 r., dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE oraz załącznika I „Środki z zakresu ochrony konsumentów”. Przepisy dyrektywy są bowiem w tym zakresie precyzyjne i bezwarunkowe oraz nastąpił upływ terminu transpozycji dyrektywy do prawa krajowego, określone przez ETS i potwierdzone w Ogłoszeniu Prezesa Rady Ministrów z 11 maja 2004 r. w sprawie stosowania prawa Unii Europejskiej (M.P. z 2004 r. Nr 20, poz. 359).

cyjnych. Zdarzało się, że dotychczasowy sprzedawca wywierał na odbiorcę naciski, aby ten wycofał się z wypowiedzenia umowy. Niekiedy OSD podejmowali starania w celu zniechęcenia odbiorców do zmiany sugerując gorsze warunki dostaw energii u nowego sprzedawcy. Niektóre z firm energetycznych kwestionowały skuteczność wypowiedzenia umowy przez klienta doszukując się rzekomych błędów formalnych. Najczęściej wskazywanym „błędem” był „brak podania numeru wypowiedzanej umowy”, co zgodnie z prawem nie może być samoistnym powodem uznania bezskuteczności wypowiedzenia. Niekiedy Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych dopuszczali się niedozwolonych praktyk utrudniając realizację prawa zmiany sprzedawcy poprzez nieuzasadnione przeciąganie procedury (np. OSD informował nowego sprzedawcę o problemach z dostosowaniem układów pomiarowo-rozliczeniowych u odbiorcy po kilku miesiącach) lub poprzez nieuzasadnione wymagania (np. konieczność notarialnego poświadczenia pełnomocnictwa dla nowych sprzedawców, wymagania dotyczące przedstawiania aktualnych wyciągów z KRS, analizowanie i ocenianie tych dokumentów przez OSD). 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.

Doświadczenia płynące z monitorowania zjawiska zmiany sprzedawcy, ujawniły konieczność podjęcia prac na rzecz doprecyzowania procedury zmiany sprzedawcy oraz standaryzacji dokumentów związanych ze zmianą sprzedawcy, w szczególności wniosku (powiadomienia) o zmianie sprzedawcy. Brak stosowania standardów oraz transparentnych zasad oceny formalnych dokumentów przez operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców prowadzi często do nierównoprawnego traktowania uczestników systemu. W niektórych przypadkach może stanowić także barierę utrudniającą możliwość realizacji procedury zmiany sprzedawcy.

Gazownictwo

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 (cztery na terenie Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.), co należy ocenić jako pozytywny zwiastun w tym zakresie.

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 w styczniu 2012 r.

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 ustawy – Prawo energetyczne, tzw. zasady plecaka polegającej na tym, że moc umowna przypisana jest 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.

2.7. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad wprowadzeniem systemu taryfowego *entry-exit*

Stosownie do postanowień art. 13 ust. 1 rozporządzenia 715/2009, które – na mocy art. 249 TWE – stosuje się wprost, OGP Gaz-System SA najpóźniej po 3 września 2011 r. zobowiązany był do prowadzenia rozliczeń za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych (zarówno swoją siecią jak i siecią, której właścicielem jest SGT EuRoPol Gaz SA), według stawek *entry-exit*.

Tym samym zatwierdzenie w 2011 r. nowych taryf ustalanych przez OGP Gaz-System SA oraz SGT EuRoPol Gaz SA, które nie uwzględniałyby postanowień rozporządzenia 715/2009 nie było możliwe. Zważywszy na to, że obowiązujące rozporządzenie taryfowe nie określało zasad kształtowania i kalkulacji wskazanych stawek, przewidując prowadzenie rozliczeń za usługi przesyłowe według stawek dystansowych lub grupowych, Prezes URE – po analizie stawek ustalonych przez operatorów przesyłowych w innych krajach Unii Europejskiej – i po wielu konsultacjach przeprowadzonych z OGP Gaz-System SA – podjął decyzję o zatwierdzeniu, ustalonych przez to przedsiębiorstwo oraz SGT EuRoPol Gaz SA, stawek w systemie *entry-exit*.

W przypadku OGP Gaz-System SA były to:

- stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego,
- stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z magazynów,
- zmienne stawki opłat dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego.

Kalkulacja tych stawek przewidywała strukturę podziału kosztów na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 50:50, redukcję stawek do/z magazynów, utworzenie jednej grupy taryfowej dla punktów wejścia do systemu przesyłowego i dwóch dla punktów wyjścia z tego systemu oraz osobnej grupy dla punktów wejścia i wyjścia z magazynów.

Taryfa ustalona przez SGT EuRoPol Gaz SA – wzorem operatorów niemieckich – zawiera jedynie stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego.

2.8. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego

10 listopada 2009 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pt. „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”. Wsparciem dla realizacji zadań z zakresu sektora gazu wyznaczonych w tym dokumencie było powołanie w grudniu 2010 r. przy Ministrze Gospodarki Zespołu Doradczego do spraw związanych z liberalizacją rynku gazu ziemnego w Polsce (dalej: Zespół), którego członkiem został m.in. Prezes URE. Do zadań Zespołu przypisano m.in. opracowanie właściwej polityki taryfowej, zachęcającej do inwestowania w infrastrukturę liniową (przesył i dystrybucja gazu) oraz opracowanie zmiany mechanizmów regulacji rynkowej w zakresie kształtowania cen sprzedaży gazu. W ramach Zespołu w 2011 r. Prezes URE zainicjował prace nad opracowaniem zmian w dojściu do konkurencyjnego rynku gazu, przedstawiając propozycje następujących działań:

1. Przeprowadzenie ankiety wśród obecnych i potencjalnych uczestników rynku, której celem było uzyskanie opinii na temat uruchomienia Programu Uwalniania Gazu (ang. *Gas Release Program*) będącego krokiem pośrednim dla liberalizacji rynku gazu.
2. Przedstawienie mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku gazu uwzględniającej wyniki ankiety.

3 sierpnia 2011 r. Prezes URE opublikował na stronie internetowej urzędu ankietę, której celem było rozpoznanie potrzeb uczestników co do zakresu i sposobu przyspieszenia liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce z wykorzystaniem narzędzia, jakim jest program uwalniania gazu, oceny możliwości i warunków zwolnienia przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą gazu ziemnego do odbiorców z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia i oczekiwań w zakresie nadzoru administracyjnego nad realizacją tego programu. Głównym elementem ankiety były pytania dotyczące warunków przeprowadzenia programu uwalniania gazu (będącego w dyspozycji PGNiG SA a pochodzącego zarówno z importu, jak i wydobywania krajowego) aby program ten spełniał oczekiwania rynku i był podstawą do zwolnienia przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf na gaz sprzedawany odbiorcom końcowym. Ankieta, opublikowana w języku polskim i angielskim, była skierowana do wszystkich osób prawnych i fizycznych, krajowych i zagranicznych, którzy w terminie do 30 września 2011 r. mogli udzielić odpowiedzi na dziewięć pytań, wraz z uzasadnieniem i z możliwością dodania własnych propozycji i komentarzy. Udział w badaniu był dobrowolny. Odpowiedzi na ankietę udzieliły 24 podmioty. Odpowiedzi udzielone przez uczestników badania były wykorzystane przez Prezesa URE w przygotowaniu założeń do programu uwalniania gazu oraz Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce. Badania ankietowe potwierdziły słuszność wyboru PUG jako stymulatora powstania rynku hurtowego i przyspieszenia procesów libe-

realizacji rynku gazu ziemnego w Polsce. Oczekiwania uczestników co do wolumenów gazu, który powinien być uwolniony oraz ścieżki jego uwalniania były zróżnicowane w zależności od profilu działalności respondentów, wielkości przedsiębiorstwa oraz planów wejścia na rynek polski. Przeważał pogląd o stopniowej liberalizacji, pozwalającej na dostosowanie się przedsiębiorstwom i odbiorcom z zastrzeżeniem, że pierwszy etap PUG powinien przynieść wymierne efekty rynkowe, aby możliwe było uwolnienie cen dla odbiorców przemysłowych w całości lub znaczącej części. Preferowane były kontrakty roczne, propozycja kontraktów wieloletnich i wolumenów uwalnianego gazu powyżej 50% rocznej krajowej sprzedaży gazu była preferowana przez przedsiębiorstwa planujące wejście na rynek detaliczny i sprzedaż gazu do odbiorców końcowych. W komentarzach do udzielanych odpowiedzi wskazywano ryzyko dla efektywnego przeprowadzenia PUG, z uwagi na różnice cen regulowanych i nieregulowanych oraz cen gazu w programie PUG i cen wynikających z notowań na rynku europejskim. Zdaniem uczestników ankiety gaz uwalniany przez PGNiG SA w ramach PUG powinien zostać zaoferowany w punkcie wirtualnym, po wdrożeniu systemu *entry-exit*, dostosowaniu zasad bilansowania oraz dostępu TPA do mocy przesyłowych w krajowym systemie przesyłowym i dystrybucyjnym zgodnie z tzw. zasadą plecaka. Rozwiązanie oparte o punkt wirtualny będzie miało, zdaniem respondentów, pozytywny wpływ nie tylko na warunki PUG, ale także na dalszy rozwój rynku z zastrzeżeniem, że w przypadku braku możliwości wdrożenia tego systemu w krótkim czasie, powinny być także dopuszczone inne możliwości np. gaz mógłby być udostępniany w określonych punktach wejścia do systemu. Uczestnicy wyrażali oczekiwanie, że w ramach PUG zostaną zaoferowane kontrakty głównie roczne, ale z możliwością wykorzystania oferty rynkowej opartej o standardowe produkty znane na innych rynkach europejskich. Jednocześnie nie będą wprowadzone ograniczenia warunkujące przeprowadzenie PUG liczbą podmiotów, które zechcą wziąć w nim udział z tym zastrzeżeniem, że w PUG nie powinni uczestniczyć odbiorcy końcowi, którzy mogą zakupić gaz na potrzeby własne i tym samym ograniczyć płynność rynku już w tej wstępnej fazie. Wraz z uwolnieniem gazu podkreślano konieczność uwolnienia cen dla odbiorców – w pierwszym etapie odbiorców przemysłowych a następnie odbiorców w gospodarstwach domowych. Respondenci dopuszczali możliwość dalszego utrzymania takiego obowiązku w stosunku do PGNiG SA, jako środka ograniczania jego siły rynkowej i do czasu uzyskania pełnej liberalizacji rynku w Polsce. Dość powszechny był pogląd, że utrzymanie regulacji taryf dla odbiorców może zniechęcić przedsiębiorstwa do udziału w PUG, ale jednocześnie blisko 70% respondentów wskazywało na potrzebę utrzymania cen regulowanych dla odbiorców w gospodarstwach domowych. W ocenie uczestników badania, PUG miał pozytywnie wpłynąć na wykorzystanie nowych inwestycji związanych z rozbudową sieci przesyłowych, magazynów gazu ziemnego i budową terminala LNG. Podmioty wskazywały również, że warunki programu uwalniania gazu powinny być publicznie znane na co najmniej 2-4 miesiące przed jego realizacją, tak aby potencjalni uczestnicy mieli czas na przygotowanie swojej strategii rynkowej i podjęcie decyzji o udziale w programie. Uczestnicy badania podkreślali potrzebę zapewnienia transparentności tego procesu i nadzoru organów regulacji, w tym ok. 60% z nich wyraziło przekonanie, że podstawą realizacji PUG powinna być decyzja administracyjna URE lub UOKiK, z tym że podmioty zagraniczne wskazywały Prezesa UOKiK jako organ właściwy do nałożenia zobowiązań na przedsiębiorstwo oferujące gaz w ramach PUG.

22 grudnia 2011 r., po przeprowadzeniu badania ankietowego, Prezes URE przedłożył na posiedzeniu Zespołu doradczego ds. liberalizacji rynku gazu ziemnego projekt Mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku gazu, który był realizacją:

- działania 5.6. określonego w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” (przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.) w załączniku 3, Priorytet V, które zobowiązuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do opracowania i opublikowania mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, określającej pakiet działań eliminujących bariery rynkowe i zapewniających faktyczny rozwój rynku gazu ziemnego, w tym zmianę mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu ziemnego i wprowadzenia rynkowych metod kształtowania cen gazu ziemnego,
- rekomendacji zawartych w Informacji Prezesa URE na posiedzenie *Zespołu ds. Realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* w sprawie przeprowadzania badania ankietowego na temat warunków liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce,

- zobowiązania Polski przedstawione w odpowiedzi na uzasadnioną opinię Komisji Europejskiej¹⁴¹⁾ dotyczącą naruszenia dyrektyw rynkowych. Polska zobowiązała się do przyspieszenia zmian na polskim rynku gazu ziemnego umożliwiających uwolnienie cen gazu ziemnego z obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Istotą tego zobowiązania było przygotowanie i wdrożenie programu uwalniania gazu ziemnego (PUG), opracowanego z uwzględnieniem oczekiwań uczestników rynku gazu ziemnego zgromadzonych w ramach przeprowadzonego przez Prezesa URE badania rynku.

Projekt Mapy drogowej zawierał:

- 1) Ocenę stanu rynku gazu ziemnego w Polsce w 2011 r.;
- 2) Propozycje programu działań niezbędnych do osiągnięcia zmian systemowych na krajowym rynku gazu ziemnego prowadzące do rozwoju konkurencji i w konsekwencji uwolnienia cen gazu ziemnego dla wszystkich odbiorców przy uwzględnieniu:
 - wymagań określonych w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie których Prezes URE ocenia stan rozwoju konkurencji i podejmuje decyzję o uwolnieniu cen;
- 3) Propozycję programu działań niezbędnych do osiągnięcia harmonizacji krajowego rynku gazu ziemnego z rynkiem europejskim, prowadzącej do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego na warunkach konkurencyjnych w ramach UE przy uwzględnieniu:
 - konkluzji Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 r. zobowiązujące państwa członkowskie do zakończenia do 2014 r. procesu pełnej integracji europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, tak by umożliwić swobodny przepływ gazu ziemnego i energii elektrycznej w granicach UE,
 - wykonania postanowień III pakietu energetycznego, w tym działania europejskich regulatorów w ramach struktury ACER i europejskich operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-G dotyczące ujednoczenia zasad funkcjonowania europejskich rynków gazu ziemnego;
- 4) Monitorowanie realizacji programu działań i wyników tych działań oraz osiąganych celów. Konsultacje dotyczące projektu Mapy drogowej nie zostały zakończone w 2011 r.

2.9. Działania w zakresie zmian legislacyjnych na rynku energii elektrycznej i gazu

Prezes nie posiada inicjatywy ustawodawczej, nie jest również organem upoważnionym do wydawania rozporządzeń, jednak aktywnie włącza się w prace nad zmianami aktów prawnych, dotyczących regulowanego sektora. W obszarze dotyczącym gazownictwa warto przede wszystkim podkreślić udział przedstawicieli Prezesa URE w zespole Ministerstwa Gospodarki, opracowującego projekt ustawy – Prawo gazowe. W toku prac URE zwracało szczególną uwagę na kwestie związane z: możliwością nakładania, w drodze decyzji administracyjnej, obowiązków regulacyjnych, w tym tzw. programów uwalniania gazu, uregulowaniem instytucji *sprzedawcy z urzędu* i zapewnieniem ochrony tzw. odbiorców wrażliwych, ułatwieniem funkcjonowania rynku hurtowego i detalicznego, w tym na możliwość odsprzedaży zamówionych, lecz nieodebranych ilości gazu bez obowiązku uzyskiwania koncesji. Zwrócono również uwagę na potrzebę tworzenia regulacji ułatwiających odejście od regulacji cen, a nie doskonalenie regulacji cenowych np. poprzez wprowadzenie metodologii taryfowych.

Poza tym, Prezes URE brał udział w pracach nad zmianą rozporządzenia systemowego¹⁴²⁾, w tym zgłosił propozycję w zakresie wprowadzenia pojęcia *punktu wirtualnego* – jako miejsca dostarczania paliwa gazowego, zlokalizowanego wewnątrz systemu przesyłowego o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym następuje realizacja sprzedaży paliwa gazowego – wraz z określeniem zasad jego funkcjonowania. Koncepcja punktu wirtualnego opiera się na założeniu, że paliwo gazowe znajdujące się w systemie przesyłowym może być przedmiotem obrotu hurtowego bez określania jego *fizycznej* lokalizacji. Wprowadzenie postulowanych zmian ułatwi

¹⁴¹⁾ Uzasadniona opinia skierowana do Rzeczypospolitej Polskiej na podstawie art. 258 TFUE w związku z naruszeniem art. 3 ust.1 w związku z art. 3 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE

¹⁴²⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891).

obróć paliwami gazowymi i przyczyni się do stworzenia rynku hurtowego. Brak możliwości oferowania przez operatora systemu przesyłowego zdolności przesyłowych z wykorzystaniem mechanizmu obrotu w punkcie wirtualnym oznacza gorszą pozycję polskiego OSP do sytuacji OSP z innych państw.

W zakresie zagadnień regulowanych rozporządzeniem taryfowym¹⁴³⁾, Prezes URE wielokrotnie wskazywał na konieczność wprowadzenia systemu taryfowego *entry-exit*, zgodnie z którym zdolności przesyłowe dla każdego punktu wejścia i wyjścia z systemu są oferowane i wyceniane w sposób odrębny, tak, że każdy punkt posiada swoją stawkę za skorzystanie z usługi transportu. Zmiana ta jest wymagana przepisami unijnego rozporządzenia 715/2009. Jednocześnie należy podkreślić, że zatwierdzone przez Prezesa URE w 2011 r. taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych zostały opracowane zgodnie unijnymi wymaganiami i zawierają stawki *entry-exit*. Poza tym, Prezes URE wskazywał na konieczność wprowadzenia do rozporządzenia systemowego zmiany sposobu alokacji kosztów przesyłania i dystrybucji, co jest od dawna postulowaną, kluczową kwestią dotyczącą funkcjonowania polskiego rynku gazu, która umożliwi uwzględnienie kosztów przesyłu i magazynowania (w części wynikającej z obowiązków ustawowych) w stawkach dystrybucyjnych. Wielokrotnie podkreślana była również konieczność wprowadzenia systemu rozliczeń w jednostkach energii, co związane jest z rozwiązaniem przyjętym w rozporządzeniu systemowym, zgodnie z którym istnieje obowiązek bilansowania systemu przesyłowego w jednostkach energii – zasadnym jest docelowe prowadzenie wszystkich rozliczeń związanych ze sprzedażą i dostawą paliw gazowych w jednostkach energii, co jest powszechnie stosowane w państwach UE.

W ramach prac nad nowelizacją ustawy o zapasach¹⁴⁴⁾ Prezes URE brał udział już we wcześniejszych fazach prac nad projektem ustawy. Wśród głównych postulatów przyjętych w ostatecznej wersji projektu ustawy, Prezes URE, mając na uwadze chęć uniknięcia faktycznego różnicowania podmiotów ze względu na miejsce utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (w Polsce lub za granicą) oraz usprawnienie procesu ich monitorowania, proponował m.in. zmiany w sposobie kontroli przez Prezesa URE wypełniania przez określone podmioty obowiązku utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego, zawężenie zakresu podmiotów podlegających pod ww. obowiązek oraz rozszerzenie zakresu podmiotów, które mogą ubiegać się o zwolnienie z tego obowiązku.

W obszarze elektroenergetyki Prezes URE podejmował działania na rzecz doprecyzowania procedury zmiany sprzedawcy oraz standaryzacji dokumentów związanych ze zmianą sprzedawcy, w szczególności wniosku (powiadomienia) o zmianie sprzedawcy. W marcu 2011 r. rozpoczęły się konsultacje międzyresortowe nad projektem rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego regulującego m.in. procedurę zmiany sprzedawcy. W trakcie procesu zgłaszania uwag Prezes URE przygotował nową procedurę zmiany sprzedawcy, doprecyzowując przede wszystkim te elementy, które stanowiły pole do nadużyć w trakcie ich stosowania przez zaangażowane w proces zmiany sprzedawcy przedsiębiorstwa energetyczne. Międzyresortowe konsultacje ujawniły ponadto rozbieżności w ocenie propozycji procedury zmiany sprzedawcy przygotowanej przez URE między sprzedawcami energii elektrycznej, a operatorami systemów dystrybucyjnych. Rozbieżności te stały się początkiem podjęcia współpracy między TOE a PTPIREE przy aktywnym patronacie URE na rzecz wypracowania procedury zmiany sprzedawcy, uwzględniającej uwagi sprzedawców i operatorów, biorących udział w procesie zmiany sprzedawcy. W październiku 2011 r. ostatecznie osiągnięte zostało porozumienie między TOE i PTPIREE w kluczowych kwestiach dotyczących funkcjonowania zasady TPA w Polsce. W dwóch rozbieżnych kwestiach dotyczących zasad zawierania umów dystrybucyjnych oraz terminów odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych Prezes URE wyraził swoje stanowisko, podtrzymując dotychczas obowiązujące zasady w tym zakresie.

Z uwagi na fakt, iż w międzyczasie Ministerstwo Gospodarki zawiesiło prace nad projektem rozporządzenia w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przygotowana procedura wraz załącznikiem, służące poprawie funkcjonowania zasady TPA i oczekiwane przez uczestników rynku, nie znalazły się w przepisach obowiązującego prawa.

¹⁴³⁾ Rozporządzenie 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).

¹⁴⁴⁾ 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 państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 234, poz. 1392).

2.10. Udzielanie informacji o rynkach energii elektrycznej i gazu

Prezes URE odbył w 2011 r. szereg spotkań z przedsiębiorcami krajowymi i zagranicznymi, zainteresowanymi rozpoczęciem działalności na polskim rynku gazu, w tym prowadzącymi działalność w zakresie poszukiwania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce. Pytania kierowane do Prezesa URE w trakcie tych spotkań dotyczyły przede wszystkim kwestii związanych z uzyskaniem koncesji, wydawanych przez Prezesa URE, taryfowaniem i możliwością zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Poza tym, poruszone były zagadnienia związane z wypełnianiem obowiązków przewidzianych w ustawie o zapasach, w tym w szczególności na tle zmian wynikających z nowelizacji tej ustawy¹⁴⁵⁾.

Ponadto, mając na uwadze potrzebę zmian na hurtowym rynku gazu w kierunku dynamizacji procesów liberalizacji rynku, w tym promowanie i zwiększanie konkurencji poprzez wdrożenie Programu Uwalniania Gazu (ang. *Gas Release Program*), stanowiącego element Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce, Prezes URE prowadził w 2011 r. liczne spotkania i dyskusje z uczestnikami rynku m.in. operatorem systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA, TGE SA, PGNiG SA i innymi.

Prezes URE spotykał się również z odbiorcami i ich reprezentantami, zainteresowanymi zmianą sprzedawcy gazu. W wyniku przeprowadzonych rozmów, zgodnie z postulatami zgłaszanymi przez wiele podmiotów, w zatwierdzonej w 2011 r. IRIESP znalazły się zapisy, zgodnie z którymi moc umowna zostaje „przypisana” odbiorcy, a od lipca 2012 r. doba gazowa liczona będzie od godz. 6.00.

Udzielanie informacji przez Prezesa URE o funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej odbywało się w ramach wielu spotkań z przedsiębiorcami krajowymi i zagranicznymi, a także w ramach rozmów telefonicznych oraz wymiany korespondencji. Kierowane do Prezesa URE pytania dotyczyły m.in. zasad podejmowania działalności gospodarczej związanej z uczestnictwem w rynku energii elektrycznej, w tym warunków i zasad uzyskania stosownych koncesji, niezbędnych dokumentów oraz procedury administracyjnej w tym zakresie. Innym często poruszanym zagadnieniem były zasady funkcjonowania oraz ogólna sytuacja na rynku energii elektrycznej, związane z możliwością wejścia na rynek nowych podmiotów, kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku, a także bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i związane z tym inwestycje w sektorze elektroenergetyki. W tym kontekście często pojawiały się pytania dotyczące uwarunkowań i harmonogramu dalszej liberalizacji rynku energii elektrycznej. Szczególnym zagadnieniem poruszanym przez przedsiębiorców były warunki uczestnictwa i zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego, w tym zasady wyznaczania cen za niezbilansowanie, uczestnictwo w tym rynku za pośrednictwem podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, a także zasady planowania pracy KSE oparte na centralnym dysponowaniu jednostkami wytwórczymi.

W związku ze zmieniającą się sytuacją na rynku energii elektrycznej i postępującym procesem integracji tych rynków w UE pojawiały się często pytania dotyczące zasad dostępu do transgranicznych sieci przesyłowych, w szczególności umożliwiających import energii elektrycznej z sąsiednich państw.

W zakresie funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej pytania odbiorców i przedsiębiorców dotyczyły przede wszystkim warunków i procedur zmiany sprzedawcy, a także ogólnej sytuacji na rynku mającej wpływ na opłacalność wyboru nowego sprzedawcy energii.

¹⁴⁵⁾ 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. Nr 234, poz. 1392).

2.11. Działania na rzecz poprawy funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu

Elektroenergetyka

Realizacja założeń dokumentu „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”

Podjęcie decyzji przez Prezesa URE w sprawie zwolnienia sprzedawców z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia dla gospodarstw domowych uzależnione zostało od spełnienia warunków wskazanych w dokumencie programowym „Mapa drogowa...”, którą regulator przygotował i opublikował w 2008 r. Stan i stopień realizacji „Mapy drogowej...” w 2011 r. podlegał stałemu monitoringowi i podejmowaniu aktywnych działań przez regulatora na rzecz wypełnienia przede wszystkim kluczowych warunków, służących właściwemu funkcjonowaniu rynku drobnym odbiorców.

Jednym z warunków przedstawionych w dokumencie było przygotowanie przez URE narzędzia, umożliwiającego porównywanie ofert sprzedawców, skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych. W czerwcu 2011 r. na stronie internetowej URE zamieszczono 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 odbiorców, którzy chcieliby zmienić sprzedawcę, jednocześnie nie stanowiące oferty w rozumieniu kodeksu cywilnego.

W 2011 r. kluczowym zadaniem dla Prezesa URE było wparcie działań na rzecz wypełnienia warunku dokumentu „Mapy drogowej...”, zapewniającego powszechność stosowania umów kompleksowych w ofertach alternatywnych sprzedawców. Dotychczas odbiorcy w gospodarstwach domowych, którzy chcieliby skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy, w praktyce nie mają możliwości zawierania umów kompleksowych. Możliwość wyboru sprzedawcy (skorzystanie z jego oferty) jest możliwe tylko wtedy, gdy posiada on podpisaną generalną umowę dystrybucji z operatorem systemu dystrybucyjnego, do sieci którego jesteśmy przyłączeni (tzw. GUD). Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Umowy kompleksowe łączą w sobie postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej z postanowieniami umowy świadczenia usług dystrybucji. Zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością rozdzielenia tych umów, co z kolei wiąże się z otrzymywaniem dwóch rachunków (od sprzedawcy i od operatora systemu dystrybucyjnego). Przy korzyściach wynikających ze zmiany sprzedawcy odbiorca jednocześnie ponosi koszt związany z opłaceniem dwóch rachunków, co w części konsumuje oszczędności. Otrzymywanie przez odbiorców dwóch rachunków może być barierą w procesie zmiany sprzedawcy i stawia w uprzywilejowanej pozycji dotychczasowego sprzedawcę (sprzedawcę zasiedziałego, oferującego usługę kompleksową). W kwietniu 2011 r. TOE przygotowało wzorzec umowy kompleksowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Wzorzec ten został poddany konsultacjom ze Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich (SKP) i zmodyfikowany tak, żeby odpowiadał wymogom uzyskania certyfikatu SKP „Dobra Umowa”. Ze względu na fakt, że umowa kompleksowa, zawierana między Sprzedawcą a Odbiorcą, określając szczegółowe zasady świadczenia usługi kompleksowej, determinuje świadczenie usług dystrybucji, za co odpowiedzialność ponoszą OSD, Prezes URE wezwał Operatorów Systemów Dystrybucyjnych do aktywnego włączenia się w wypracowanie wzorca GUD kompleksowego (Informacja Prezesa URE w tej sprawie – Nr 14/2011 – została opublikowana na stronie internetowej URE 29 kwietnia 2011 r.).

W lipcu 2011 r. odbyły się spotkania między PTPIREE i TOE mające na celu przyjęcie dalszego toku postępowania odnośnie stosowania GUD-komplexowej oraz wzorca umowy kompleksowej dla gospodarstw domowych. Z uwagi na brak porozumienia sprzedawców i operatorów oraz kontrowersje towarzyszące uzgodnieniu wzajemnych praw i obowiązków stron, Prezes URE podjął się roli mediatora (inicjatora) między towarzystwami reprezentującymi sprzedawców i OSD w tej sprawie.

W związku z powyższym w listopadzie i grudniu 2011 r. z inicjatywy Prezesa URE odbyły się spotkania z TOE i PTPIREE, mające na celu ocenę prac, jak i pomoc w rozstrzygnięciu rozbieżności dot. regulacji wzorca umowy kompleksowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz GUD kompleksowy.

Ostatecznie w styczniu 2012 r. Prezes URE został poinformowany o zakończeniu wspólnych prac nad ww. dokumentami z rekomendacjami towarzystw do praktycznego ich stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne. Uzgodnione dokumenty, choć niewątpliwie stanowią sukces, przyczyniający się do dalszego rozwoju konkurencyjnego rynku energii w Polsce, jednocześnie ujawniły konieczność kontynuowania prac nad uregulowaniem obszaru zasad sprzedaży awaryjnej.

Gazownictwo

Poza innymi działaniami wymienionymi w części III w pkt 2 niniejszego sprawozdania, mającymi na celu poprawę funkcjonowania rynku gazu (w tym m.in. opracowanie Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego, przygotowanie IRiESP systemu krajowego oraz IRiESP SGT, a także prace nad zmianami w rozporządzeniach systemowym i taryfowym oraz nad nowelizacją ustawy o zapasach), Prezes URE przeprowadził również analizę zagadnień dotyczących problemów związanych z rozdzielaniem umów kompleksowych, zgłaszanych przez odbiorców, która przyczyniła się do wypracowania propozycji zmian w rozporządzeniach: systemowym i taryfowym. Z uwagi na fakt, iż w zatwierdzonej 17 maja 2010 r. taryfie dla paliw gazowych PGNiG SA usunięty został zapis pkt 1.1., zgodnie z którym taryfa dotyczyła *dostarczania paliwa w oparciu o umowę kompleksową lub zawartą przed dniem wejścia w życie taryfy umowę sprzedaży paliwa gazowego, której realizacja wymaga zlecenia przez Sprzedawcę transportu paliwa gazowego siecią przesyłową lub dystrybucyjną lub korzystania z magazynów*, odbiorcy zyskali realną możliwość rozdzielania umowy kompleksowej. Jednak, po dokonaniu kalkulacji kosztów dostawy gazu na podstawie umów: przesyłowej lub przesyłowej i dystrybucyjnej oraz ewentualnych kosztów magazynowania wydaje się to nieopłacalne z ekonomicznego punktu widzenia. Wśród innych mankamentów, co do których Prezes URE postulował zmianę, należy podkreślić możliwość zawierania umów przesyłowych wyłącznie na przesyłanie z fizycznych punktów wejścia do fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, wskazanych na schemacie sieci przesyłowych operatora. Konsekwencją czego są znaczne trudności w rozdzielaniu umowy kompleksowej, towarzyszące zmianie sprzedawcy, w związku czym mamy do czynienia z arbitralnym przypisaniem odbiorców do punktów wejścia o różnej jakości. Umowy kompleksowe nie wskazują przy tym żadnych punktów wejścia, gdyż nie mogą być one wskazane w zobiektywizowany sposób, podobnie jak to ma miejsce w przypadku punktów wyjścia. Ponadto niektóre punkty wejścia nie gwarantują stabilnych dostaw i dostępu do alternatywnego sprzedawcy. W związku z tym, Prezes URE opracował propozycje zmian rozporządzeń: systemowego i taryfowego, które wprowadzając m.in. punkt wirtualny i zintegrowaną usługę transportową mogą w znaczącym stopniu wpłynąć na opłacalność rozdzielania umowy kompleksowej czy zmiany sprzedawcy. Projekt zmian do rozporządzenia systemowego, zawierający propozycje Prezesa URE przeszedł konsultacje społeczne i czeka na podpis Ministra Gospodarki, projekt rozporządzenia systemowego do końca 2011 r. nie został opublikowany.

3. WSPÓŁDZIAŁANIE Z WŁAŚCIWYMI ORGANAMI W PRZECIWDZIAŁANIU PRAKTYKOM PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH OGRANICZAJĄCYM KONKURENCJĘ

Do zadań Prezesa URE należy współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję (art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne). Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹⁴⁶⁾, Prezes URE przekazał wiele pism od odbiorców z gospodarstw domowych, którzy skarżyli się na działania firmy Energia dla Firm Sp. z o.o. w związku ze zmianą sprzedawcy – odbiorcy podpisywali niekorzystne dla nich umowy. Umowy te na ogół łączą się z obowiązkowym ubezpieczeniem medycznym, 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 koniecznych do podjęcia działań dla zwiększenia konkurencyjności. W październiku 2011 r., na prośbę Prezesa UOKiK, Prezes URE przygotował materiał analityczny przedstawiający jego 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.

W 2011 r. Prezes URE kontynuował współpracę z Prezesem UOKiK, rozpoczętą w 2009 r. w związku z otrzymanymi od wielu odbiorców informacjami o możliwości występowania w przygotowanych przez PGNiG SA projektach tzw. umów aktualizujących¹⁴⁷⁾, postanowień niezgodnych z przepisami obowiązującego prawa. Prezes UOKiK, po zakończeniu 4 lipca 2011 r. postępowania wyjaśniającego, wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej 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 30 września danego roku powoduje, że umowa ulega rozwiązaniu z końcem roku, w którym złożono to oświadczenie, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Współpraca Prezesa URE i Prezesa UOKiK polegała m.in. na udzielaniu stosownych wyjaśnień, niezbędnych organowi ochrony konkurencji do wyjaśnienia sprawy. Do końca 2011 r. sprawa nie została zakończona.

Prezes URE, w 2011 r. współpracował z Prezesem UOKiK w toku prowadzonego przez ten organ postępowania wyjaśniającego dotyczącego możliwości nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwo energetyczne ze względu na podejrzenie podejmowania działań mających na celu ograniczanie podaży energii elektrycznej na rynku.

¹⁴⁶⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.

¹⁴⁷⁾ Obowiązek dostosowania umów zawartych przed 1 lipca 2007 r. do wymagań określonych w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne wynika z art. 4 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 115, poz. 790).

4. UPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU KONKURENCYJNYM I PRAWACH KONSUMENTA

4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna

Cztery i pół miliona odwiedzin strony internetowej www.ure.gov.pl, tysiące rozmów z odbiorcami energii, udział ekspertów Urzędu Regulacji Energetyki w blisko 200 spotkaniach, konferencjach i warsztatach adresowanych do odbiorców paliw i energii, świata nauki, samorządów, sektora energetycznego – to wymierne dane o skali edukacyjnego i informacyjnego zaangażowania URE w 2011 r.

W 2011 r. Prezes URE wspólnie z partnerami społecznymi tworzył miejsce wymiany wiedzy między uczestnikami rynku. Podczas spotkań z odbiorcami przedstawiciele URE informowali o zmieniającym się otoczeniu prawnym sektora energetycznego, przygotowaniach do wdrożenia programu inteligentnych sieci elektroenergetycznych, konsultacjach dotyczących uwolnienia rynku energii, udzielali porad dotyczących sytuacji spornych i korzystania z procedur dochodzenia roszczeń.

Informacje o działalności edukacyjnej Prezesa URE w Roku Prezydencji Polski w Radzie UE

W roku polskiej Prezydencji w Radzie UE efektywność energetyczna, inteligentne sieci elektroenergetyczne i odnawialne źródła energii konstituowały merytoryczny charakter działań edukacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE.

Dobrym przykładem międzynarodowego charakteru działań edukacyjnych URE był udział przedstawicieli regulatora w kampanii edukacyjnej „Danish sustainable living – duński sposób na życie w równowadze z naturą i rozwojem technologiczno-ekonomicznym”, przygotowanej przez Ambasadę Królestwa Danii w Warszawie.

W organizowanych w ramach kampanii warsztatach dotyczących efektywności energetycznej udział wzięło około 120 uczestników, w tym przedstawiciele polskiego i duńskiego regulatora, operatorzy sieci dystrybucyjnych i przesyłowej, przedstawiciele organizacji branżowych, reprezentanci sektora ICT, sektora finansowego, przedstawiciele świata akademickiego, a także polskie i duńskie przedsiębiorstwa energetyczne. Regulacja, Przemysł, Nauka – podczas trzech sesji Warsztatów rozmawiano o związkach inteligentnych technologii w energetyce z celami efektywności energetycznej zapisanymi w *acquis communautaire*, o zmieniającym się otoczeniu prawnym, zwłaszcza w świetle przygotowywanej przez KE dyrektywy dot. efektywności energetycznej i zobowiązań Polski zapisanych w pakiecie energetyczno-klimatycznym UE.

Również w ramach Prezydencji, 11–12 października 2011 r. odbyła się międzynarodowa konferencja ministerialna „Konkurencyjny i zintegrowany rynek jako gwarant bezpieczeństwa energetycznego UE”, organizowana przez URE wspólnie z Ministerstwem Gospodarki, Ministerstwem Spraw Zagranicznych i Ministerstwem Skarbu Państwa. W konferencji, która zgromadziła około 300 uczestników, udział wzięły wszystkie zainteresowane podmioty uczestniczące w procesie tworzenia wspólnotowego rynku energii: państwa członkowskie, instytucje europejskie, europejskie organy regulacyjne oraz nowopowstała Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), a także operatorzy systemów przesyłowych i firmy energetyczne. Uczestnicy debatowali m.in. na temat perspektyw rozwoju Europejskiego Rynku Energii, infrastruktury energetycznej w UE, integracji Europejskiego Rynku Energii, w tym o roli, jaką ma do odegrania w tym obszarze nowopowstała Agencja regulatorów europejskich – ACER.

Działania edukacyjne Prezesa URE skierowane do dzieci, młodzieży szkolnej i młodzieży akademickiej

W 2011 r. Prezes URE kontynuował współpracę edukacyjną ze szkołami i uczelniami wyższymi promując wiedzę o rynku energii.

Wśród inicjatyw edukacyjnych podejmowanych przez regulatora znalazły się m.in.:

- ósma edycja ogólnopolskiego projektu edukacyjnego „Bezpieczne Praktyki i Środowisko” – największe wydarzenie edukacyjne w 2011 r. z udziałem ekspertów URE. W ramach projektu kilka tysięcy uczniów szkół ponadpodstawowych i studentów uczestniczyło w warsztatach poświęconych m.in. racjonalnemu wykorzystaniu energii elektrycznej. Szkolenia odbywały się w terminie 16 maja – 9 czerwca w: Gnieźnie, Kaliszu, Koninie, Lesznie, Łodzi, Pile, Poznaniu, Szczecinie, Warszawie, Wrocławiu. Przedstawiciele pięciu oddziałów terenowych URE (OC Warszawa, OT Wrocław, OT Łódź, OT Szczecin, OT Poznań) wystąpili z cyklem wykładów propagujących energooszczędność i wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii wśród uczniów i studentów szkół technicznych,
- projekt edukacyjny „MPEC – Rzeszów dla młodych odbiorców” – rozpoczął się w październiku 2010 r. i zakończył w kwietniu 2011 r. Patronat Honorowy nad wydarzeniem objął Prezes URE. Szkolenia dla uczniów siedmiu rzeszowskich szkół prowadzili eksperci URE z Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE z Krakowa. Projekt od początku cieszył się dużym zainteresowaniem społeczności lokalnej. Warsztaty prowadzone przez ekspertów URE dotyczyły m.in. efektywności energetycznej oraz wyboru sprzedawcy energii elektrycznej,
- kurs *Struktury Rynku i ich Regulacje* na Politechnice Wrocławskiej. W ramach kursu eksperci URE z Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE we Wrocławiu w roku akademickim 2010/2011 prowadzili wykłady dotyczące m.in. promowania konkurencji na rynku energii elektrycznej, udzielania koncesji, zatwierdzania taryf,
- szkolenia na Zachodniopomorskim Uniwersytecie Technologicznym. Pracownicy Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Szczecinie w ramach porozumienia Prezesa URE z Zachodniopomorskim Uniwersytetem Technologicznym prowadzili szkolenia dla studentów uczelni. Tematyka zrealizowanych w 2011 r. szkoleń dotyczyła regulacji rynku energii, kompetencji Prezesa URE, koncesji i taryf oraz procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. W trakcie zajęć podkreślano znaczenie aktywności konsumenckiej dla pobudzenia konkurencji na rynku energii. W ramach porozumienia o współpracy przewidziano m.in. poprowadzenie zajęć dla studentów obejmujących tematy związane ze *smart grids* i *smart metering*, zmianą sprzedawcy (TPA), społeczną odpowiedzialnością przedsiębiorstw energetycznych, efektywnością energetyczną i procedurami wsparcia OZE,
- w marcu 2011 r. Oddział Centralny URE z siedzibą w Warszawie prowadził spotkania dla studentów Uniwersytetu Stefana Kardynała Wyszyńskiego dotyczące promowania prawa do zmiany sprzedawcy. Cykl spotkań planowany jest także w 2012 r.,
- w maju 2011 r. Prezes URE, reprezentowany przez dyrektora Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Lublinie podpisał umowę z lubelskim Kuratorem Oświaty w sprawie realizacji w szkołach województwa lubelskiego kampanii informacyjno-edukacyjnej promującej efektywne i oszczędne gospodarowanie energią,
- już w 2010 r. z inicjatywy Prezesa URE rozpoczęła się współpraca Północnego Oddziału Terenowego URE w Gdańsku z Komunalnym Związkiem Gmin „Dolina Redy i Chylonki” poświęcona edukacji ekologicznej, realizowana w ramach projektu „Lider lokalnej ekologii”. W roku szkolnym 2010/2011 eksperci URE z Północnego Oddziału Terenowego w Gdańsku wzięli udział w spotkaniach z uczniami gimnazjów i liceów na terenie Redy, Gdyni i Sopotu. W sumie w ramach projektu „Lider lokalnej Ekologii” pracownicy Północnego Oddziału Terenowego z Gdańska przeprowadzili osiem spotkań edukacyjnych, w których uczestniczyło ponad 300 uczniów pomorskich placówek oświatowych,
- także w 2010 r. rozpoczęła się współpraca Południowego Oddziału Terenowego URE w Katowicach z Centrum Edukacji Ekologicznej przy Miejskim Ogrodzie Botanicznym w Zabrze. W 2011 r. Centrum Edukacji Ekologicznej we współpracy z URE oferowało młodzieży, uczniom szkół gimnazjalnych i liceów możliwość uczestnictwa w seminariach dotyczących rynku energii,
- w 2011 r. Prezes URE po raz kolejny objął patronatem program edukacyjny „Bezpieczniejszy z prądem”. W konkursach literackim, plastycznym i fotograficznym wzięły udział setki uczniów ze szkół podstawowych i gimnazjów. Celem przedsięwzięcia jest podnoszenie świadomości właściwego korzystania z urządzeń elektrycznych wśród dzieci i młodzieży oraz promowanie bezpiecznego i racjonalnego korzystania z energii elektrycznej.

Administracja w sieci. Ponad cztery i pół miliona odwiedzin portali internetowych regulatora w 2011 r. – statystyki odwiedzin stron internetowych Urzędu Regulacji Energetyki

Narzędziem informacji o rynku energii jest strona internetowa URE. Informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora zamieszczane są na stronie głównej – w aktualnościach, na podstronach adresowanych do odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych, specjalnie dedykowanym odbiorcom „Poradniku Odbiorcy”, w ramach którego dostępny jest wyodrębniony dział „Jak oszczędzać energię elektryczną”. Oddzielne podstrony dedykowane są m.in. działaniom URE w obszarze inteligentnych sieci/inteligentnego opomiarowania oraz zmianie sprzedawcy energii elektrycznej.

W 2011 r. strony www URE z informacjami przygotowanymi dla odbiorców energii odwiedziło prawie półtora miliona unikalnych użytkowników (1 476 009). Suma odsłon wszystkich serwisów URE zbliżyła się do czterech i pół miliona (4 448 989 odsłon w 2011 r.). Każdego miesiąca strony URE były odwiedzane 370 tysięcy razy tj. 150 tysięcy razy więcej niż w roku 2010. Wzrosła także liczba Czytelników korzystających z informacji przygotowanych przez regulatora – z 80 tysięcy miesięcznie w 2010 r. – do 123 tysięcy (unikalnych użytkowników) w 2011 r.

Ponad dwa miliony odsłon zanotowała strona główna URE www.ure.gov.pl (2 064 955 odsłon i 724 117 tysięcy unikalnych użytkowników). Na stronie głównej publikowane są aktualności URE, strona stanowi także wirtualne drzwi do innych serwisów – w tym do drugiego pod kątem liczby odwiedzin – serwisu „URE dla przedsiębiorstw” – prawie milion „kliknięć”: 266 577 unikalnych użytkowników i 974 804 odsłon w 2011 r. W serwisie „Dla przedsiębiorstw koncesjonowanych” zamieszczamy m.in. *Stanowiska i Informacje* Prezesa URE – w 2011 r. opublikowaliśmy ich 37.

• BIP – informacja dla obywateli

Trzecim najchętniej odwiedzanym serwisem internetowym URE jest Biuletyn Informacji Publicznej stworzony zgodnie z regulacjami ustawy z 6 września 2011 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. Nr 112, poz. 1198, z późn. zm.) z bazami danych koncesjonariuszy, operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) elektroenergetycznych i gazowych, a przede wszystkim z opublikowanymi 2011 r. Biuletynami Branżowymi URE z decyzjami taryfowymi. W 2011 r. przygotowaliśmy 184 wydania Biuletynu Branżowego URE – Energia elektryczna i 78 edycji Biuletynu Branżowego URE – Paliwa gazowe – z taryfami oraz innymi decyzjami Prezesa URE. W 2011 r. Biuletyn Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki odwiedziło 215 206 unikalnych użytkowników (767 712 odsłon).

• URE dla odbiorców energii

Serwis internetowy „URE dla odbiorców energii” jest narzędziem informacji o rynku energii, o prawach i obowiązkach konsumentów oraz możliwościach działania Prezesa URE w trosce o odbiorców, zgodnie z wielokrotnie podkreślaną przez regulatora zasadą, że *wszyscy jesteśmy odbiorcami energii*. To czwarty z kolei, najczęściej odwiedzany serwis URE, z którego w ubiegłym roku skorzystało ponad 100 tysięcy odbiorców (116 925 unikalnych użytkowników, prawie 280 tysięcy odsłon).

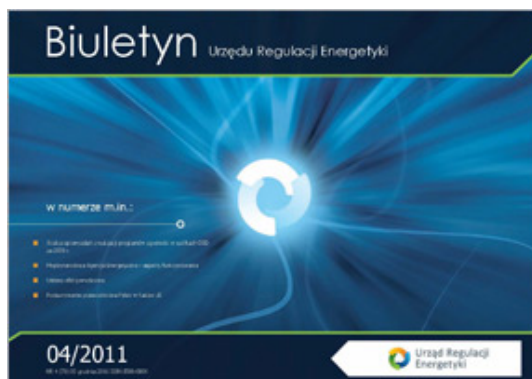
Informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii zamieszczane są m.in. w specjalnie dedykowanym konsumentom „Poradniku Odbiorcy” (5 355 unikalnych użytkowników, 6 637 odsłon), w ramach którego dostępne są *casusy* – studia przypadków – wyjaśniające najczęściej i najbardziej typowe problemy zgłaszane do Prezesa URE przez odbiorców energii – FAQ: najczęściej zadawane pytania.

Portale dla odbiorców z informacjami dotyczącymi racjonalnego wykorzystania energii: *URE dla Odbiorcy Energii* i *Poradnik odbiorcy – jak oszczędzać energię elektryczną* odwiedziło ponad 6 tysięcy gości (5 355 unikalnych wejść oraz 6 637 odsłon serwisu). W tym samym czasie poradnikowy film edukacyjny URE „Bądź Świadom Za Co Płacisz?” obejrzało prawie 3 i pół tysiąca widzów (2 920 – unikalnych użytkowników, 3 444 odsłon serwisu).

• Wirtualny transfer wiedzy – Biuletyny URE

Realizując postulaty e-administracji, czołowe wydawnictwo URE – Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, w celu zapewnienia wolnego dostępu do informacji, dla komfortu Czytelników, od początku 2011 r. ukazują się wyłącznie w przestrzeni wirtualnej.

W 2011 r. opublikowano cztery wydania Biuletynu URE w nowej szacie graficznej z artykułami przygotowanymi przez ekspertów rynku energetycznego:



Nr 1/20011 – z pełnym tekstem raportu Prezesa URE – przedstawiającego i oceniającego: warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację przez operatorów systemu elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Nr 2/2011 – Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2010 r.

Nr 3/2011 – Nowe instrumenty i inicjatywy społecznej odpowiedzialności biznesu, Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle trzeciej edycji badań ankietowych – Raport z badań oraz raport z badań ankietowych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Nr 4/2011 – Polska Prezydencja w UE – podsumowanie półrocznego przewodnictwa Polski w Radzie UE, Analiza sprawozdań z realizacji programów zgodności w spółkach operatorów systemów dystrybucyjnych za rok 2009, ustawa o efektywności energetycznej.

• Konsultacje społeczne Prezesa URE

W 2011 r. za pomocą strony internetowej Prezes URE prowadził liczne konsultacje społeczne w sprawie m.in.:

1) Stanowiska w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych w formule *smart grid ready*

W lutym 2011 r. regulator rozpoczął konsultacje społeczne na temat Stanowiska Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych w formule *smart grid ready*. Przed umieszczeniem na stronie projekt Stanowiska Szefa URE został szczegółowo przedyskutowany i uzgodniony w gronie powołanego przez Ministra Gospodarki Zespołu Doradczego do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce, złożonego z przedstawicieli Ministra Gospodarki, Prezesa URE, PSE Operator SA, Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (PTPiREE) oraz Sprzedawców (TOE). Tak przygotowany dokument opublikowano na stronach URE umożliwiając tym samym szerokie konsultacje społeczne w gronie zainteresowanych podmiotów. W ocenie Prezesa URE poprawne wdrożenie systemu AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) jest nie tylko korzystne dla uczestników rynku energetycznego, ale i kluczowe z punktu widzenia użyteczności powstającej infrastruktury. Uwarunkowane jest to jednak zapewnieniem przez system niezbędnych funkcjonalności. W związku z tym Prezes URE postanowił określić zarówno minimalne funkcjonalności, jakie powinny posiadać systemy AMI wdrażane przez dystrybutorów energii, jak i wymagania co do sposobu, w jaki powinny przebiegać wdrożenia.

W trakcie konsultacji swoje opinie zgłosili m.in. PSE Operator SA, ENERGA-OPERATOR SA, PGE Dystrybucja SA, TOE, Główny Inspektor Ochrony Danych Osobowych, PGNiG SA, Izba Gospodarcza Gazownictwa, Instytut Nafty i Gazu, Polska Wytwórnia Papierów Wartościowych, HP-Polska, AT KEARNEY, Ernst & Young, PTPiREE, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji, Komitet Energia Polskiej Izby Informatyki i Telekomunikacji, APATOR, IBM oraz Accenture. W opinii regulatora zgłoszone uwagi miały konstruktywny charakter, a biorący udział w konsultacjach wyrazili poparcie dla idei podjętej przez urząd. Stanowisko zostało również zaaprobowane przez powołany przez Ministra Gospodarki Zespół Doradczy ds. wdrożenia inteligentnych sieci, który zdecydował zaproponowane przez Prezesa URE rozwiązania techniczne zarekomendować Międzyresortowemu Zespołowi ds. Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.

2) koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Niezależnego Operatora Pomiarów

Przedłożony do konsultacji dokument ws. NOP stanowił drugą część zbioru dokumentów powiązanych, składających się na całość opisu systemu *Smart Metering / Smart Grid Ready* i wymagań wobec jego elementów konstytuujących system, z punktu widzenia Prezesa URE.

Konsultowany dokument określał strukturę rynku danych pomiarowych, w szczególności przesłanki na rzecz postulowanego modelu tego rynku oraz rolę nowego podmiotu – Niezależnego Operatora Pomiarów. Podstawową cechą proponowanego przez regulatora modelu jest upodmiotowienie odbiorcy energii elektrycznej. Odbiorca, mając dostęp do informacji o zużyciu mediów, będzie dysponować wiedzą pozwalającą mu prowadzić działania w zakresie bardziej efektywnego wykorzystania energii.

Uwagi nadesłały: PTPIREE, Konsorcjum Smart Power Grids – Polska, PGE Dystrybucja SA, PGE Polska Grupa Energetyczna SA, PSE Operator SA, PricewaterhouseCoopers, SAP Polska, TOE, Telekomunikacja Polska SA, Zarządca Rozliczeń SA, Apator SA, Dominik Gluza Kancelaria Prawna, Ernst&Young, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji, Izba Gospodarcza Gazownictwa.

3) liberalizacji rynku gazu

Do pierwszego etapu w przygotowaniu „Mapy drogowej uwolnienia rynku gazu” zaproszono wszystkich Interesariuszy rynku. Przeprowadzono badanie ankietowe w celu pozyskania opinii na temat wdrożenia Programu Uwalniania Gazu (PUG). W konsultacjach publicznych na temat liberalizacji rynku gazu wzięły udział 24 podmioty, w tym: PGNiG SA, PKN Orlen SA, RWE Polska SA, Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan, TAURON Polska Energia SA, Exxon Mobil International Ltd., GDF SUEZ Energia Polska SA, KRI SA, Handen Sp. z o.o., VerbundentetzGas AG, EWE energia Sp. z o.o., Shell Energy Europe, G.EN. GAZ ENERGIA SA, Entrade Grupa, CP ENERGIA SA, Energetyczne Centrum SA, LUMIUS Polska Sp. z o.o., ENERGA-Obrót SA, Statoil, EFET, BP Gas Marketing Ltd., DUON (odpowiedź zastrzeżona), ERNOI (odpowiedź zastrzeżona). Osią przeprowadzanego badania ankietowego był tzw. Program uwalniania gazu stosowany na innych rynkach europejskich i światowych oraz rekomendowany w przepisach unijnych jako środek demonopolizacji i pobudzania rozwoju konkurencji. Wyniki konsultacji opublikowano na stronie internetowej urzędu.

Ponadto:

4) Prezes URE wspierał informacyjnie europejskie i międzynarodowe instytucje działające na rzecz odbiorców rynku energii, udostępniając stronę internetową URE dla konsultacji dokumentów europejskiej agencji regulacyjnej ACER, dotyczących m.in. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych w zakresie gazu i przyłączenia do sieci elektroenergetycznych;

5) 18 stycznia 2011 r. za pośrednictwem strony internetowej Prezes URE rozpoczął badania ankietowe 25 przedsiębiorstw energetycznych sektora gazowego, realizując zapisy zawarte w art. 23 ust. 2 pkt 20 i art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z obowiązkiem informowania Komisji Europejskiej o funkcjonowaniu polskiego rynku gazu;

6) w 2011 r. Prezes URE monitorował przedsiębiorstwa ciepłownicze w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność ciepłowniczą mają obowiązek składania do 1 marca każdego roku sprawozdania z realizacji planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Promowanie prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej

Podstawą działań edukacyjnych Prezesa URE jest przekonanie o tym, że tylko odpowiednio poinformowany odbiorca może skutecznie dbać o własne interesy na rynku energii. 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 wprowadzenia prawa do zmiany sprzedawcy tj. od 1 lipca 2007 r. wyniosła 21 tysięcy odbiorców komercyjnych (21 716) i ponad 14 tysięcy odbiorców w gospodarstwach domowych (14 341). Przypomnijmy, że jeszcze rok temu – według stanu na 31 grudnia 2010 r. – konsumentów, którzy skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy wśród odbiorców komercyjnych było 7 611, natomiast odbiorców w gospodarstwach domowych zaledwie 1 340. Według wyników badań społecznych TNS

OBOP „Świadomość energetyczna Polaków” z grudnia 2011 r., czyli już po zakończeniu kampanii edukacyjnej URE „Prąd to też towar. Zdecyduj od kogo go kupujesz”, 58% respondentów zna przysługujące im prawo. Jednak prawo to jest jeszcze ciągle nieznane co trzeciemu Polakowi (33% ankietowanych), co wymaga dalszego zaangażowania URE w działania edukacyjne.

W I połowie 2011 r. urząd kontynuował ogólnopolską kampanię „I ty możesz zmienić sprzedawcę prądu”. Słuchacze „Trójki”, Programu I i IV Polskiego Radia w porze największej słuchalności poszczególnych programów usłyszeli reklamę zachęcającą do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Reklamowy spot radiowy przygotowany przez URE wyemitowano 240 razy do 29 marca 2011 r. Początek kampanii radiowej URE towarzyszył obchodom Światowego Dnia Praw Konsumenta, obchodzonego na całym świecie 15 marca 2011 r.

Większość działań w ramach kampanii URE, w tym warsztatów dla odbiorców wrażliwych, zrealizowano do końca 2010 r. w ramach projektu „Aktywizacja strony popytowej rynku energii – promocja praw odbiorców energii elektrycznej i gazu wynikających z *acquis communautaire*”, współfinansowanego ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego.

Solidnym informacyjnym wsparciem odbiorców okazał się nowy serwis URE – Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy – CENKI. Od uruchomienia portalu, tj. od 30 maja do końca roku stroną z kalkulatorem cenowym URE odwiedziło ponad 30 tysięcy wirtualnych gości. Strona zanotowała 116 tysięcy odsłon. Natomiast ponad 80 tysięcy gości odwiedziło stronę www.maszwybor.ure.gov.pl z informacjami dla odbiorców indywidualnych i komercyjnych dotyczącymi możliwości zmiany sprzedawcy energii (81 630 unikalnych użytkowników, 222 509 odsłon w 2011 r.).

• Kampanie edukacyjne skierowane do odbiorców energii

Ze względu na ograniczenia budżetowe URE większość działań edukacyjnych urzędu finansowana jest ze środków pozyskiwanych z Unii Europejskiej lub innych źródeł pozabudżetowych. W 2011 r. URE przygotował projekt następnej ogólnopolskiej kampanii edukacyjnej i pozyskał finansowanie ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. URE złożył projekt na ogólnopolską kampanię edukacyjną promującą zachowania związane z racjonalnym wykorzystaniem energii. Projekt URE o nazwie „Kampania edukacyjno-informacyjna promująca efektywne i oszczędne gospodarowanie energią z pożytkiem dla środowiska naturalnego oraz budżetów domowych” został pozytywnie zaopiniowany przez Zarząd Funduszu. Jednym z najważniejszych elementów kampanii będzie spot telewizyjny „Uwolnij Swoją Energię!” – „Gospodarstwa Domowe – Świadomym i Aktywnym Podmiotem Rynku Energetycznego w Polsce”, który zgodnie z harmonogramem projektu będzie emitowany w II kwartale 2012 r.

Doradztwo – Prezes URE wspiera indywidualnych odbiorców energii

W 2011 r. indywidualni odbiorcy energii otrzymywali pomoc podczas indywidualnych spotkań oraz rozmów telefonicznych prowadzonych przez doradców z Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii. Punkt Informacyjny powstał zgodnie z wymogami III pakietu energetycznego w Urzędzie Regulacji Energetyki i wypełnia zadania przewidziane w tym Pakiecie dla *kompleksowego punktu kontaktowego*. To kolejne działanie regulatora w stronę wzmocnienia pozycji odbiorców energii, zapisane w przyjętym do polskiego porządku prawnego ustawodawstwie Unii Europejskiej.

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii działa w ramach Departamentu Komunikacji Społecznej i Informacji w URE. Przekształcenia organizacyjne w strukturze urzędu wynikały z potrzeby wypełnienia wymogów III pakietu energetycznego. Zmiany określił znowelizowany statut urzędu wprowadzony Zarządzeniem Ministra Gospodarki z 7 września 2011 r. zmieniającym zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki, które weszło w życie 26 września 2011 r.

Warszawski Oddział URE (Oddział Centralny URE w Warszawie) zapoczątkował w 2009 r. i kontynuował w 2011 r. stałe dyżury eksperckie, w ramach których eksperci z URE udzielają porad i praktycznego wsparcia tym odbiorcom energii, którzy mają problemy w relacjach ze sprzedawcami energii elektrycznej, gazu i ciepła. W każdy poniedziałek w godz. 12:00 – 14:00

oraz dodatkowo w pierwsze poniedziałki miesiąca w godz. 16:30 – 18:00 pracownicy Oddziału Centralnego zapraszali mieszkańców województwa mazowieckiego, którzy chcieliby uzyskać pomoc na przykład w prawidłowym sformułowaniu lub zanalizowaniu problemu z zakresu prawa energetycznego, poprawnym sformułowaniu reklamacji do przedsiębiorstwa energetycznego lub wniosku/skargi do URE.

Targi Wiedzy Konsumenckiej z udziałem URE i inne działania edukacyjne podejmowane we współpracy z organizacjami konsumenckimi

2011 – to kolejny rok, w którym URE kontynuowało i rozwijało współpracę z organizacjami i stowarzyszeniami zrzeszającymi konsumentów. Z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów oraz organizacjami statutowo zajmującymi się ochroną interesów konsumentów współpracował Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii – po zmianie statutu urzędu – eksperci URE z Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii oraz oddziały terenowe URE. Eksperti URE wzięli udział w kolejnej edycji Targów Wiedzy Konsumenckiej, zorganizowanych przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich w Centrum Handlowym „Arkadia” w Warszawie, 12 marca 2011 r., na dwa dni przed Światowym Dniem Praw Konsumenta. Oprócz doradców z URE w Targach Wiedzy Konsumenckiej wzięli udział m.in. przedstawiciele Urzędu Komunikacji Elektronicznej, Europejskiego Centrum Konsumenckiego, Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Rzecznika Ubezpieczonych, Miejskiego Rzecznika Konsumentów w Warszawie, Wojewódzkiego Inspektoratu Inspekcji Handlowej w Warszawie.

Na stoisku URE do dyspozycji odbiorców były wydawnictwa regulatora, w tym broszury informacyjne przygotowane w ramach kampanii społecznej „I Ty możesz zmienić sprzedawcę prądu” oraz wydawnictwa z serii „Biblioteka Regulatora”, poświęcone m.in. *Prawom konsumenta na rynku energii w ocenie europejskich regulatorów energii* oraz *Polskiej polityce energetycznej*. Przy stoisku URE odbiorcy energii uzyskali pomoc w rozwiązaniu wielu istotnych problemów. Najwięcej pytań kierowanych do przedstawicieli Prezesa URE dotyczyło rachunków za energię elektryczną i gaz, które w opinii wielu odbiorców są nieczytelne i przeładowane niejednoznacznymi informacjami. Jedną z ważniejszych kwestii, o którą pytano ekspertów URE, dotyczyła tzw. rachunków prognozowanych, które często, zdaniem odbiorców, są wyższe niż rzeczywiste zużycie energii.

W 2011 r. URE po raz pierwszy wziął udział w akcji informacyjnej „Przed wakacjami – co warto wiedzieć?” prowadzonej wspólnie z UOKiK oraz kilkudziesięcioma innymi partnerami. Latem 2011 r. 27 instytucji, urzędów i organizacji wspólnie informowało o bezpieczeństwie, prawach i obowiązkach ważnych dla konsumentów, odbiorców energii przed długim urlopem wypoczynkowym, w tym o zachowaniach promujących racjonalne wykorzystanie energii. Porady dla odbiorców energii opublikowano w aktualnościach na stronie głównej URE oraz w serwisach dla odbiorców, a teksty przygotowane przez specjalistów URE przedrukowywała prasa i portale internetowe.

Prezes URE na rzecz *Smart Grids*

W 2011 r. regulator kontynuował współpracę z partnerami społecznymi i branżowymi, administracją publiczną, środowiskami naukowymi, przedsiębiorstwami energetycznymi – przygotowując rynek energii do technologicznych innowacji związanych ze *Smart Grids* oraz komponentem SG – inteligentnym opomiarowaniem – *Smart Metering*. Prezes URE brał udział w pracach powołanego w grudniu 2010 r. Zespołu Doradczego do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce. W ubiegłym roku eksperci URE uczestniczyli w pracach powołanych w 2010 r. konsorcjów SG i SM, prezentowali stanowisko regulatora na konferencjach, prowadzili warsztaty na temat nowych technologii. Istotnym punktem publicznej debaty na temat *Smart Metering* były ogłoszone przez regulatora konsultacje społeczne w sprawie AMI, opublikowane w czerwcu 2011 r. na stronach internetowych URE („Stanowisko regulatora w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych”). Z kolei do 15 grudnia 2011 r. trwały konsultacje społeczne dotyczące *Kon-*

cepcji modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Niezależnego Operatora Pomiarów, drugiej części zbioru dokumentów powiązanych, składających się na całość opisu systemu *Smart Metering / Smart Grid Ready* i wymagań wobec jego elementów konstytuujących system, z punktu widzenia Prezesa URE.

Zdaniem Prezesa URE implementacja inteligentnych sieci jest *conditio sine qua non* dla utrzymania rozwoju gospodarczego kraju oraz wzmocnienia pozycji odbiorców energii, a w 2011 r. służyła temu m.in. inicjatywa regulatora w postaci „Stanowiska w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych...”, którego celem jest zdefiniowanie minimalnych wymagań dla instalowanej infrastruktury w taki sposób, by stanowiła realny wstęp do budowy inteligentnej sieci, wg formuły *Smart Metering / Smart Grid Ready*. Ostatecznym beneficjentem wprowadzonych zmian będzie odbiorca energii, który uzyska pełną, łatwo dostępną informację o rzeczywistym zużyciu energii. Warunkiem koniecznym, by infrastruktura komunikacyjno-pomiarowa, będąca przedmiotem „Stanowiska Prezesa URE ws. AMI” opublikowanego 2 czerwca 2011 r. spełniła stawiane przed nią oczekiwania, jest zapewnienie warunków do pełnego, właściwego a zarazem bezpiecznego wykorzystania jakościowo nowego zjawiska, jakim będzie informacja dostarczana przez ww. infrastrukturę AMI.

• **Wybrane działania URE w obszarze promocji *Smart Grids* i *Smart Metering* w 2011 r.:**

- ✓ 1 marca 2011 r. Seminarium „Smart Cities” zorganizowane w ramach kampanii Ambasady Królestwa Danii w Polsce – „DANISH SUSTAINABLE LIVING – Duński Sposób na Życie w Równowadze z Naturą i Rozwojem Technologiczno-Ekonomicznym”. Patronat honorowy nad kampanią objął Prezes URE.
- ✓ 16–17 marca 2011 r. w Warszawie odbyło się Forum Energetyczne „Rzeczpospolitej”, na którym URE zaprezentowało referat pt. *Inteligentne sieci i liczniki. Szansa na zwiększenie efektywności w energetyce czy zbędny koszt, który poniosą odbiorcy?*
- ✓ 31 marca 2011 r. o inteligentnych innowacjach w energetyce Prezes URE rozmawiał z Komisarzem UE ds. Energii Güntherem Oettingerem.
- ✓ 4 kwietnia 2011 r. z inicjatywy Starosty Nowosądeckiego oraz przewodniczącego Podkomisji Stałej ds. Energetyki, Posła na Sejm RP – Andrzeja Czerwińskiego – w Nowym Sączu zorganizowano konferencję pt. „Inteligentne Systemy Pomiaru Zużycia Energii – szansą na obniżenie kosztów działalności podmiotów z terenu Powiatu Nowosądeckiego”. URE prezentowało samorządowy aspekt *smart grid* „Smart community – wykorzystanie potencjału smart grids przez gminę”.
- ✓ 5 maja 2011 r. eksperci URE wzięli udział w konferencji SymbioCity poświęconej budowie przyjaznego dla środowiska i atrakcyjnego dla ludzi miasta zrównoważonego rozwoju z efektywną produkcją i ekonomicznym wykorzystaniem energii.
- ✓ 25 maja 2011 r. efektywności energetycznej, współpracy przy tworzeniu gminnych planów zaopatrzenia w energię elektryczną poświęcono Energetyczne Forum Samorządów.
- ✓ 9–12 maja 2011 r. w Kazimierzu Dolnym URE poprowadziło warsztaty dotyczące inteligentnego opomiarowania w trakcie XVII Konferencji Naukowo-Technicznej Rynek Energii Elektrycznej 2011 – „Rynek a polityka”.
- ✓ 10–12 maja 2011 r. Prezes URE wziął udział w III Forum Gospodarczym TIME: Telekomunikacja – Internet – Media – Elektronika. W wystąpieniu „Program działań URE stymulujący rozwój energetyki rozproszonej w ramach koncepcji *smart grids*” – Prezes URE przedstawił informacje o istotnych elementach wsparcia dla rozwoju energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii oraz zwrócił uwagę na główne elementy koncepcji *smart grids*, które powinny być brane pod uwagę przy planowaniu działań modernizacyjnych.
- ✓ 24–26 maja 2011 r. eksperci URE przedstawiali stanowisko regulatora w obszarze *smart grids* i *smart metering* podczas konferencji „smartUTILITIES 2011”.
- ✓ 2 czerwca 2011 r. Prezes URE opublikował stanowisko regulatora w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych. Stanowisko to określa zarówno minimalne funkcjonalności, jakie powinny posiadać systemy AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) wdrażane przez dystrybutorów energii, jak i wymagania co do sposobu, w jaki powinny przebiegać wdrożenia.
- ✓ 16 czerwca 2011 r. Prezes URE oraz kierownictwo Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEIT) podpisali porozumienie *Najważniejsze uzgodnienia dotyczące re-*

komendowanych działań KIGEIT i URE na rzecz budowy energetyki rozproszonej. Dokument nawiązuje do społecznych konsultacji w sprawie AMI prowadzonych przez regulatora i zawiera postulaty oraz rekomendacje w sprawie wykorzystania potencjału przemysłu ICT do budowy warstwy teleinformatycznej i teletransmisyjnej zgodnie z koncepcją *smart grids*.

- ✓ 27 czerwca 2011 r. Prezes URE wziął udział w panelu *Rola innowacji w strategii firm energetycznych*, zorganizowanym w trakcie Kongresu Energa Operator SA. Szef URE zwrócił uwagę na konieczność uwzględnienia w strategiach przedsiębiorstw energetycznych wysokiej jakości usług oraz na uwarunkowania zewnętrzne związane m.in. z III pakietem energetycznym.
- ✓ 1 lipca 2011 r. z udziałem Prezesa URE odbyło się XX spotkanie Forum „Energia – Efekt – Środowisko”, na którym zaprezentowano przegląd prac nad Programem Pilotażowym Inteligentne Sieci Elektroenergetyczne. Budżet PP ISE szacowany jest na 320 milionów złotych. Prace nad Programem Priorytetowym *Inteligentne sieci energetyczne* zainaugurowano w lutym 2010 r. podczas spotkania Forum z udziałem Prezesa URE.
- ✓ 19 lipca 2011 r. z udziałem regulatora odbyła się debata „Urealnianie Marzeń. Nowe technologie w energetyce pozwalające zamknąć bilans energetyczny kraju do 2015”.
- ✓ 1–4 września 2011 r. w Świnoujściu, Malmö, Kopenhadze odbywała się konferencja *Baltic Smart Grid Meeting* zorganizowana przez Konsorcjum Smart Power Grids – Polska. Przedstawiciel Prezesa URE zaprezentował perspektywy powstania systemu energetycznego opartego na *smart grids*, mówiąc o zmianie podejścia do procesu inwestycyjnego i koniecznym wsparciu segmentu prosumentów, otwarciu rynku dla usług efektywnego zarządzania wykorzystaniem energii oraz optymalizacji ryzyk i kosztów zapewnienia bezpieczeństwa na trzech zintegrowanych rynkach – energii elektrycznej, ciepła i transportu.
- ✓ 13 września 2011 r. przedstawiciel Prezesa URE zaprezentował przegląd działalności regulatora w zakresie *smart grids/smart metering* podczas 51. spotkania Grupy Roboczej ds. Rynku Detalicznego i Odbiorców (*Retail Markets and Customer Working Group*) pracującej w ramach Europejskiej Rady Regulatorów Energetyki (CEER). W spotkaniu zorganizowanym przez URE wzięli udział przedstawiciele instytucji regulacyjnych z Węgier, Austrii, Belgii, Irlandii, Danii, Szwecji, Czech, Francji, Niemiec, Norwegii, Holandii oraz Sekretariatu CEER.
- ✓ Udział przedstawiciela URE w konferencji EUROPOWER 2011 – 13 września 2011 r. z prezentacją dotychczasowych i planowanych działań regulatora w obszarze *smart grid/smart metering*.
- ✓ 15–17 września 2011 r., „Energetyka przyszłości – II Ogólnopolska Konferencja Prawa energetycznego”. Prezes URE poprowadził panel konferencji – „W poszukiwaniu innowacyjności w energetyce”. Eksperti URE wygłosili wystąpienia na tematy: „Rola polityki konkurencji w sektorze energetycznym w UE”, „Systemy wsparcia bezpośredniego źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych – wczoraj, dziś, jutro”.
- ✓ Podczas odbywającego się 22–23 września 2011 r. XVII Forum Teleinformatyki, przedstawiciel URE omawiał kwestie „Elektroenergetycznych sieci inteligentnych w agendzie cyfrowej Europy”. Podkreślił, że infrastruktura *smart grids* może być z powodzeniem wykorzystana do realizacji (wspierania) kolejnych, wymienianych w Agendzie usług około- i pozaenergetycznych, takich jak poprawa efektywności transportu oraz zapewnienie integracji osób niepełnosprawnych.
- ✓ 28–30 września 2011 r. Prezes URE wziął udział w Europejskim Forum Nowych Idei w Sopocie. W panelu poświęconym *smart grids* Szef URE mówił o nowych wyzwaniach europejskiej *smart* regulacji, w tym o kluczowych dla rozwoju inteligentnych sieci w Polsce zmianach legislacyjnych oraz dalszym wzmocnieniu współpracy Interesariuszy rynku.
- ✓ 15 listopada 2011 r. Prezes URE rozpoczął konsultacje społeczne w sprawie Koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Niezależnego Operatora Pomiarów. Przedkładany do konsultacji dokument ws. NOP stanowił drugą część zbioru dokumentów powiązanych, składających się na całość opisu systemu *Smart Metering / Smart Grid Ready* i wymagań wobec jego elementów konstytuujących system, z punktu widzenia Prezesa URE.
- ✓ Podczas X Konferencji Systemy Informatyczne w Energetyce SIWE'11, Prezes URE przedstawił obraz otoczenia prawnego UE – w tym dyrektyw III pakietu liberalizacyjnego, rekomendacji zawartych w kolejnych dokumentach Komisji Europejskiej: „Energy Efficiency Plan 2011” i „Smart Grids: from innovation to deployment”. Na mapie drogowej SG, którą w 2011 r. opublikowała Międzynarodowa Agencja Energetyki, współpraca międzynarodowa (wymiana technologii, kompatybilność systemów, inwestycje transgraniczne) i odpowiednia polityka regulacyjna uważane są za kluczowe elementy sukcesu działań na rzecz inteligentnych sieci.

- ✓ W 2011 r. Prezes URE przyznał Patronat Honorowy kolejnej, czwartej edycji Krajowego Konkursu Energetycznego – Inteligentna energia dla inteligentnego społeczeństwa – którego celem jest rozbudzenie pasji badawczych oraz promowanie wiedzy o energetyce wśród młodzieży, jak również zaktywizowanie młodych ludzi do działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.
- ✓ Integralnym elementem działań promocyjnych dotyczących inteligentnych sieci elektroenergetycznych (*smart grids*) oraz inteligentnego opomiarowania (*smart metering*) podejmowanych przez Prezesa URE i ekspertów urzędu jest obszar związany z problemem infrastruktury energetycznej dla pojazdów elektrycznych. Prezes URE jest obecnie jedynym regulatorem, który został zaproszony do współpracy w ramach projektu Elektryczne Pojazdy w Miejskiej Europie – EVUE. W 2011 r. przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach Lokalnej Grupy Wsparcia projektu: Elektryczne Pojazdy w Miejskiej Europie – EVUE. Liderem projektu jest Westminster City Council z Wielkiej Brytanii. Pozostali partnerzy projektu to: Lizbona oraz Beja w Portugalii, Madryt, Frankfurt, Oslo, Sztokholm, Suceava z Rumunii, Zografou z Grecji oraz Miasto Katowice. Zadaniem projektu jest stworzenie zintegrowanych, zrównoważonych strategii i założeń dynamicznego „przodownictwa technicznego” dla wybranych miast europejskich w celu promocji i użytkowania samochodów elektrycznych (EV). Inicjatywy miast wspierają sektor publiczny i prywatny w tworzeniu odpowiedniej infrastruktury i organizacji masowego użytkowania samochodów elektrycznych. Wdrożenie rozwiązań EVUE na dużą skalę przyczyni się do skokowej zmiany technologicznej i sukcesu samorządów w działaniach na rzecz ochrony środowiska naturalnego. Tematem prac są m.in. istniejące bariery i zagrożenia w tym opór społeczny, brak niezbędnej infrastruktury, szybki rozwój technologii oraz przestarzałe modele ekonomiczne. W 2011 r. odbyło się sześć spotkań roboczych w ramach grupy.

Konferencje, debaty i panele dyskusyjne – przegląd inicjatyw z udziałem Prezesa URE

Konferencje i debaty organizowane przez urząd są istotnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej oraz skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE, jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat rynku i praw odbiorcy. Wybrane konferencje naukowe i spotkania z udziałem URE poświęcono poniższym tematom:

- Efektywność energetyczna. Projekt edukacyjny „MPEC – Rzeszów dla młodych odbiorców” rozpoczął się w październiku 2010 r. i zakończył w kwietniu 2011 r. Patronat Honorowy nad wydarzeniem objął Prezes URE, a eksperci z oddziałów terenowych URE prowadzili szkolenia. Projekt adresowany do uczniów siedmiu rzeszowskich szkół, od początku cieszył się dużym zainteresowaniem. Warsztaty dotyczyły m.in. efektywności energetycznej oraz wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.
- Polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej. 27 stycznia 2011 r. odbyła się debata „Jak wygrać najpoważniejszą w wojnę nowoczesnej Europie? Polski sposób na derogację”. Organizatorami przedsięwzięcia byli: „Procesy Inwestycyjne”, Instytut im. E. Kwiatkowskiego oraz Stowarzyszenie na rzecz Efektywności – ETA.
- Regulacja na rynku ciepła. 25–27 stycznia 2011 r. w Puławach odbyło się XXVII Spotkanie Producentów, Dystrybutorów i Odbiorców Ciepła. W konferencji wziął udział ekspert Wschodniego Oddziału Terenowego URE w Lublinie, który wygłosił referat pt.: „Opłaty stałe i zmienne w taryfach dla ciepła – uwarunkowania prawne, doświadczenia regulatora”.
- Strategiczne inwestycje w sektorze energetycznym. Prezes URE wziął udział w debacie poświęconej nowemu kształtowi sektora i rynku energetycznego w Polsce. Paneliści dyskutowali m.in. o tym, jak na kształt rynku wpłyną strategiczne projekty inwestycyjne (energetyka jądrowa, połączenia międzysystemowe) oraz o skutkach zmian własnościowych dla inwestycji, konkurencji i odbiorców.
- Edukacja ekologiczna. W 2010 r. z inicjatywy Prezesa URE rozpoczęła się współpraca Północnego Oddziału Terenowego URE w Gdańsku z Komunalnym Związkiem Gmin „Dolina Redy i Chylonki”, poświęcona edukacji ekologicznej. W 2011 r. odbyły się wykłady, gdzie prezentowano zadania realizowane przez Prezesa URE, oraz metody oszczędzania energii elektrycznej i cieplnej. W wykładach uczestniczyli uczniowie szkół biorących udział w projekcie „Lider lokalnej ekologii”. W ramach współpracy z Komunalnym Związkiem Gmin „Dolina Redy i Chylonki” zorganizowano także warsztaty – prezentacje dla nauczycieli z regionu Pomorza.

W marcu 2011 r. w Oddziale Terenowego URE w Gdańsku odbyły się szkolenia nauczycieli ZSH w Sopocie.

- Bezpieczeństwo energetyczne kraju. 27 stycznia 2011 r. Prezes URE wziął udział w panelu dyskusyjnym pt. „Perspektywy i opłacalność rozwoju rynku gazu łupkowego (shale gas) w Polsce”, podczas Kongresu Energetycznego „Forbesa”.
- Efektywność energetyczna. 7 lutego 2011 r. – Zwiększeniu efektywności na rynku ciepła poświęcono międzynarodowe warsztaty „Third-party-access on heat networks – future solution for higher efficiency and customer benefits?” z udziałem ekspertów URE.
- Wybór sprzedawcy. 1 marca 2011 r. odbyły się warsztaty dla słuchaczy Uniwersytetu III Wieku w Gliwicach na temat możliwości wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.
- Najlepsze praktyki regulacyjne. 3–4 marca 2011 r. w Warszawie eksperci URE prowadzili międzynarodowe seminarium poświęcone polityce regulacyjnej na rzecz zrównoważonego rozwoju energetycznego. W warsztatach wzięło udział 25 przedstawicieli regulatorów z Armenii, Gruzji, Mołdawii, Ukrainy, Kazachstanu i Azerbejdżanu. Spotkanie odbywało się w ramach programu INOGATE, przygotowanego przez Stowarzyszenie ERRA, którego celem jest promowanie i wspieranie wśród krajów partnerskich najlepszych wzorów praktyk regulacyjnych ze szczególną uwagą skierowaną na wzmacnianie metod pomiaru i kontroli efektywności energetycznej (EE), wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (RES) i gospodarowania energią ciepłą (*district heating* – DH).
- Efektywność energetyczna i nowe technologie. 9–10 marca 2011 r. miał miejsce Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL z udziałem Prezesa URE.
- Prawa odbiorcy energii. 12 marca 2011 r. eksperci URE wzięli udział w Targach Wiedzy Konsumentycznej w Warszawie.
- Efektywność energetyczna i promowanie praw odbiorców energii. 16–17 marca 2011 r. odbyła się IX Konferencja Odbiorcy na Rynku Energii z udziałem ekspertów URE. IX KOORE poświęcono m.in. optymalizacji gospodarki energetycznej w zakładach przemysłowych.
- Nowe technologie i zmiana sprzedawcy energii. 16–17 marca 2011 r. podczas Forum Energetycznego „Rzeczpospolitej” eksperci URE mówili na temat zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz inteligentnych technologii w energetyce.
- Zrównoważony rozwój w energetyce. W 2011 r. odbywały się spotkania i warsztaty poświęcone efektywności energetycznej w ramach kampanii „DANISH SUSTAINABLE LIVING – Duński Sposób na Życie w Równowadze z Naturą i Rozwojem Technologiczno-Ekonomicznym” organizowanym przez Ambasadę Królestwa Danii. Trwającą cały rok kampanię honorowym patronatem objął Prezes URE.
- Bezpieczeństwo energetyczne. 18 marca 2011 r. zespół ekspertów URE wziął udział w panelu dyskusyjnym debaty na temat podniesienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego aglomeracji warszawskiej.
- Inwestycje w energetyce. 30 marca 2011 r. udział URE w konferencji „Inwestycje w źródła wytwarzania energii w przemyśle”, w panelu dyskusyjnym poświęconym ocenie szans i zagrożeń, związanych z inwestycjami we własne źródła energii.
- Efektywność energetyczna w samorządach. 31 marca 2011 r. udział w konferencji „Samorząd efektywny energetycznie – jak robią to inni?”. Celem konferencji było przybliżenie efektywności energetycznej oraz zaprezentowanie polskich i zagranicznych doświadczeń w realizacji działań, których celem jest poprawa efektywności energetycznej w sektorze publicznym.
- Odnawialne źródła energii. 7 kwietnia 2011 r. o zrównoważonym wykorzystaniu biogazu w Europie Środkowo-Wschodniej rozmawiali uczestnicy międzynarodowej konferencji „Biogas – Targets, Potential and Promotion within Central Europe” z udziałem eksperta URE.
- E – mobility. 7–8 kwietnia 2011 r. Expert Seminar 2 w Katowicach zorganizowano w ramach projektu Elektryczne Pojazdy w Miejskiej Europie – EVUE. O oszczędnym, niskoemisyjnym transporcie miejskim dyskutowali m.in. przedstawiciele branży elektrycznych pojazdów – EV, naukowcy oraz przedstawiciele partnerów projektu. Liderem projektu jest Westminster City Council z Wielkiej Brytanii.
- Bezpieczeństwo energetyczne kraju. 12 kwietnia 2011 r. pracownicy Oddziału Terenowego URE w Krakowie prezentowali stanowisko regulatora dotyczące polityki regulacyjnej podczas forum „Zmiany i rozwój elektroenergetyki w Polsce Południowo-Wschodniej w aspekcie poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju”.
- Zmiana sprzedawcy energii. 13 kwietnia 2011 r. o możliwościach zmiany sprzedawcy i działaniach regulatora w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii informowali eksperci URE

- w trakcie konferencji Powiatu Wrocławskiego i Agencji Rozwoju Przemysłu – „Redukcja kosztów energii elektrycznej w jednostkach samorządowych”.
- Efektywność energetyczna. 15 kwietnia 2011 r. Poprawie efektywności energetycznej gospodarstw domowych z obszarów wiejskich dotyczyła konferencja „Innowacje w energii odnawialnej. Doświadczenia Europy i ich wykorzystaniu na Lubelszczyźnie”.
 - Efektywność energetyczna. 18 kwietnia 2011 r. eksperci URE prezentowali stanowisko regulatora podczas I Seminarium szkoleniowego „Nowoczesna i efektywna energetycznie gmina – realizacja Pakietu 3x20”.
 - Efektywność energetyczna. 25 maja 2011 r. Efektywności energetycznej oraz współpracy przy tworzeniu gminnych planów zaopatrzenia w energię elektryczną poświęcono Energetyczne Forum Samorządów, z udziałem ekspertów URE.
 - Regionalna strategia rozwoju energetyki. W latach 2010–2011 eksperci URE brali udział w projekcie unijnym pt. „Strategia rozwoju energetyki na Dolnym Śląsku metodami foresightowymi”. Konferencja podsumowująca projekt odbyła się 1 czerwca 2011 r. we Wrocławiu.
 - Efektywność energetyczna. O nowych energooszczędnych technologiach dotyczących ciepłownictwa rozmawiali uczestnicy Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL HEAT (1–3 czerwca 2011 r.).
 - Nowe technologie w energetyce. 16 czerwca 2011 r. Stanowisko Prezesa URE dotyczące polityki regulacyjnej w obszarze efektywności energetycznej i nowych technologii w energetyce podczas VII Międzynarodowej Konferencji NEUF 2011 – „New Energy User Friendly. Biała księga – Narodowy Program Redukcji Emisji”. Dzięki transmisji on-line w wydarzeniu uczestniczyło ok. 3 000 internautów.
 - Energetyka w samorządach. 17 czerwca 2011 r. eksperci URE wzięli udział w VIII Ekoenergetycznej konferencji poświęconej energetyce rozproszonej w samorządach. Spotkanie – „Aktywizacja gminy za pomocą innowacyjnej energetyki rozproszonej” – zorganizował Instytut Techniki Ciepłej oraz Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej w Gliwicach.
 - Dobre praktyki sprzedawców energii elektrycznej. W czerwcu 2011 r. eksperci URE prowadzili szkolenia dla odbiorców energii podczas trzech spotkań zorganizowanych w ramach projektu *Strefa Odbiorcy w Energetyce*. Podczas spotkań z odbiorcami energii dyskutowano nad opracowanymi w URE dokumentami *Dobre Praktyki Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*.
 - Zmiana sprzedawcy energii. W czerwcu eksperci URE w Zespole Szkół Łączności w Szczecinie poprowadzili szkolenie dotyczące zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Młodzież z zainteresowaniem przyjęła kolorowe ulotki informacyjne z kampanii „Prąd to też towar. Zdecyduj, od kogo go kupujesz”.
 - Inwestycje w nowe technologie. 20–21 czerwca 2011 r. eksperci URE prezentowali stanowisko regulatora w trakcie konferencji „Gaz w energetyce – realizacja inwestycji, technologie, finansowanie” (Stalowa Wola).
 - Efektywność energetyczna w samorządach. Ekspert URE wzięli udział w pierwszej edycji Forum „Redukcja kosztów energii elektrycznej w jednostkach samorządowych”, zorganizowanego przez Starostę Powiatu Wrocławskiego przy współpracy z Agencją Rozwoju Przemysłu Oddział we Wrocławiu oraz firmą DB Energy. Spotkanie odbyło się w Krzyżowicach w gminie Kobierzyce (woj. dolnośląskie).
 - Efektywność energetyczna. 25 i 26 sierpnia 2011 r. Krakowski Holding Komunalny SA w Krakowie zorganizował dla przedsiębiorstw działających w ramach holdingu konferencję pn. „Warsztaty Efektywności Energetycznej”. W dyskusji podsumowującej warsztaty przedstawiciele firm wchodzących w skład holdingu przedstawili działania wynikające ze specyfiki firm, takie jak: wytwarzanie biogazu w oczyszczalniach ścieków, wytwarzanie energii elektrycznej wykorzystując różnicę poziomu w ramach dostarczania wody wodociągowej czy termiczną utylizację odpadów komunalnych w ramach projektowanej spalarni śmieci, w kontekście działań wynikających z ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o efektywności energetycznej. Ponadto tematyka zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, tak w odniesieniu do rachunków indywidualnych osób, jak również dla poszczególnych spółek czy grup kapitałowych, była przedmiotem wyjaśnień ze strony ekspertów URE.
 - Efektywność energetyczna w ciepłownictwie. 6–8 września 2011 r. przedstawiciele Prezesa URE prezentowali stanowisko regulatora podczas XIII Sympozjum Naukowo-Technicznego „Energetyka Bełchatów 2011”.

- Efektywność energetyczna i zmiana sprzedawcy. 17 września 2011 r. pracownicy URE przedstawili prezentacje i prowadzili warsztaty dla samorządów podczas III Forum Ekoenergetycznego w Polkowicach.
- Odnawialne źródła energii. 28 września 2011 r. w Zabrze z udziałem przedstawicieli Prezesa URE odbyła się konferencja poświęcona Odnawialnym Źródłom Energii oraz efektywności energetycznej.
- Odnawialne źródła energii. 3 października 2011 r. w Tychach, Okręgowa Izba Przemysłowo-Handlowa oraz Towarzystwo Obrotu Energią zorganizowały konferencję „Wyzwania i inwestycje w obszarze energetyki i ciepła a Polska Prezydencja w Radzie Unii Europejskiej”. Podczas spotkania przedstawiciel URE omawiał „Kierunki i zasady zmian funkcjonowania systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii i kogeneracji”.
- Efektywność energetyczna w samorządach. Z udziałem ekspertów URE 11 października 2011 r. odbyło się w Poznaniu II Seminarium „Zrównoważony rozwój gminy: Odpady – Woda i ścieki – Energia elektryczna – Ciepło – Transport ekologiczny – Oszczędzanie i efektywność energetyczna”. Seminarium objął patronatem Prezydent Miasta Poznania, a ekspert URE zwrócił uwagę na realizację ustawowych obowiązków i realizacji pakietu klimatyczno-energetycznego w obszarze zwiększania efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz promowania najnowszych rozwiązań i technologii energooszczędnych, które mogą być wykorzystane przez samorządy.
- Nowe technologie, gospodarka niskoemisyjna. Szef URE wziął udział w trwającym 19 i 20 października 2011 r. VIII Kongresie Nowego Przemysłu. W Warszawie przedstawiciele rządu, administracji publicznej i przedsiębiorstw energetycznych rozmawiali o barierach i szansach rozwoju polskiej gospodarki, polityce energetycznej Unii Europejskiej i procesie liberalizacji rynku energii w Polsce.
- Odbiorca na konkurencyjnym rynku energii. Z udziałem przedstawiciela Prezesa URE, 26–27 października 2011 r., w Londynie, odbyło się 4. Roczne Spotkanie Obywatelskiego Forum Energetycznego.
- Bezpieczeństwo energetyczne. I Kongres Energetyczny w Małopolsce. To regionalna konferencja zamykająca projekt POWER Low Carbon Economies, organizowany przez Małopolską Agencję Energii i Środowiska Sp. z o.o. Podczas konferencji przedstawiciel Prezesa URE wygłosił wykład pt. „Kwestie bezpieczeństwa energetycznego w kontekście zadań realizowanych przez Prezesa URE”.
- Nowe technologie. 14 i 15 listopada 2011 r., pod honorowym patronatem Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej Bronisława Komorowskiego odbyło się I Forum Nowej Gospodarki pod hasłem „Z nową energią ku przyszłości”. Forum organizowali wspólnie przedstawiciele świata nauki (UJ i AGH), administracji (województwo Małopolskie) oraz otoczenia biznesu. Forum towarzyszyły wystawy prezentujące najlepsze przykłady wdrożeń oraz projekty dla zielonej energetyki, a także ekspozycja modelowych rozwiązań „inteligentnego miasta”.
- Efektywność energetyczna. 21 listopada 2011 r. przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w seminarium „Symposium efektywności energetycznej EuroActiv”.
- Regulacja koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. 22 listopada 2011 r. Prezes URE wziął udział w debacie „Ciepłownictwo – usługa publiczna czy biznes?” transmitowanej przez TVN CNBC.

Patronaty Honorowe

W 2011 r. patronat Prezesa URE otrzymało 39 wydarzeń o charakterze edukacyjnym. Ponad połowa wydarzeń objętych Patronatem Honorowym Prezesa URE dotyczyła efektywności energetycznej i nowych technologii. Przyznanie patronatu oznacza pomoc Zespołu URE w organizacji wydarzeń. Ekspersi urzędu biorą udział w spotkaniach, dzieląc się bezpłatnie wiedzą na temat rynku energetycznego i działań regulatora. Zespół URE przygotowuje informacje na temat przedsięwzięć objętych Patronatem Honorowym i publikuje komunikaty na stronach internetowych URE. Wydarzenia obejmowane patronatem Prezesa URE dotyczyły m.in.:

Efektywność energetyczna, racjonalne wykorzystywanie energii, ochrona środowiska:

- ✓ Konferencja „Energia w gminie. Poprawa efektywności energetycznej JST”, Warszawa, 26 stycznia 2011 r., organizator: Presspublica Sp. z o.o.;
- ✓ Konferencja „Lokalne aspekty efektywności energetycznej”, Rzeszów, 24 lutego 2011 r., organizator: Podkarpacka Agencja Energetyczna;
- ✓ XI Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL, Kazimierz Dolny, 9–10 marca 2011 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu;
- ✓ Konkurs „Sieć Dobrych Pomysłów”, 10 lipca 2011 r. – 30 czerwca 2012 r., organizator: PSE Operator SA we współpracy z Fundacją Nasza Ziemia;
- ✓ Program „Bezpieczniej z prądem”, wrzesień 2011 r. – styczeń 2012 r., ogólnopolski etap konkursów: plastycznego, fotograficznego, literackiego, zorganizowały PSE Operator SA we współpracy z PTPIREE;
- ✓ Ogólnopolska kampania informacyjna „Polska Efektywna Energetycznie”, 3 października 2011 r. – maj 2012 r., organizator: Grupa PTWP SA;
- ✓ IV Konkurs na Najbardziej Efektywną Energetycznie Gminę w Polsce, październik 2011 r. – kwiecień 2012 r., organizator: Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA;
- ✓ Kampania edukacyjna Stowarzyszenia Polskich Energetyków „Efektywność energetyczna”, październik 2011 r. – czerwiec 2012 r., organizator: Stowarzyszenie Polskich Energetyków.

Tydzień Zrównoważonej Energii Unii Europejskiej:

- ✓ Warsztaty szkoleniowe i konkursy plastyczne – „Tydzień zrównoważonej energii”, Rzeszów, 11–15 kwietnia 2011 r. Warsztaty szkoleniowe i konkursy plastyczne – „Tydzień zrównoważonej energii”, Rzeszów. W związku z *Tygodniem Zrównoważonej Energii Unii Europejskiej* Firma MPEC – Rzeszów Sp. z o.o. wspólnie z Oddziałem Terenowym URE z siedzibą w Krakowie zrealizowała następujące projekty: Warsztaty szkoleniowe „Odnawialne Źródła Energii w Mieście Rzeszowie” dla uczniów szkół gimnazjalnych, Konkurs plastyczny dla uczniów szkół podstawowych – „Odnawialne Źródła Energii w oczach dziecka”, Konkurs plastyczny dla uczniów szkół gimnazjalnych i średnich – „Projekt naklejki ściennej: „Zgaś światło”, „Oszczędzaj wodę” lub „Oszczędzaj ciepło”;
- ✓ „Młodzi Myślą dla Europy – Young Ideas for Europe”, Warszawa, 14–18 marca 2011 r., organizator: Fundacja Partners Polska;
- ✓ Tydzień Zrównoważonej Energii Unii Europejskiej w Zespole Szkół Energetycznych w Rzeszowie, 9–17 kwietnia 2011 r., Rzeszów
W związku z przypadającą w okresie 9–17 kwietnia 2011 r. kampanią *Tydzień Zrównoważonej Energii Unii Europejskiej (EUSEW 2011 – European Union Sustainable Energy Week)* Zespół Szkół Energetycznych im. gen. Władysława Sikorskiego w Rzeszowie, mając na celu propagowanie wiedzy i szerzenie świadomości o źródłach energii odnawialnej i jej zastosowaniu w życiu człowieka, zorganizował następujące przedsięwzięcia pod Patronatem Prezesa URE:
 - a) Sympozjum popularno-naukowe nt. „Natura bogata energią” dla uczniów szkół ponadgimnazjalnych (11.04.2011 r.),
 - b) Konkurs plastyczny „Energia jest wśród nas” dla uczniów szkół ponadgimnazjalnych (rozstrzygnięcie konkursu 11.04.2011 r.),
 - c) Ciekawa lekcja „Na tropie czystej energii” przeznaczona dla uczniów gimnazjów, przygotowana przez nauczycieli ZSEn (15.04.2011 r.),
 - d) Konkurs wiedzy o odnawialnych źródłach energii pt. „Energii szukaj w naturze” przeznaczony dla uczniów gimnazjów, przygotowany przez nauczycieli ZSEn (finał 15.04.2011 r.).

Prawo energetyczne i polityka regulacyjna:

- ✓ Ogólnopolska Konferencja Naukowa „Urządzenia przesyłowe na prywatnym gruncie, a prawo własności”, Katowice, 9 marca 2011 r., organizator: Europejskie Stowarzyszenie Studentów Prawa ELSA Poland;
- ✓ International Conference on Energy Law, Poznań, 31 marca – 1 kwietnia 2011 r., organizator: Europejskie Stowarzyszenie Studentów Prawa ELSA Poland;
- ✓ Konferencja – „Modele regulacji energetycznej w krajach Unii Europejskiej”, Warszawa, 13 kwietnia 2011 r., organizator: PTPIREE;
- ✓ Debata: Liberalizm czy leseferyzm? Uwarunkowania prawne rynku gazu i energii elektrycznej, Warszawa, 30 czerwca 2011 r., organizator: Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Stowarzyszenie na rzecz Efektywności – ETA;

- ✓ Energetyka Przyszłości – II Ogólnopolska Konferencja Prawa Energetycznego w Krakowie, 15–17 września 2011 r., organizator: Sekcja Prawa Publicznego Gospodarczego Towarzystwa Biblioteki Słuchaczy Prawa Uniwersytetu Jagiellońskiego.

Odnawialne źródła energii:

- ✓ Ogólnopolska Konferencja „INWESTYCJE W BIOGAZ”, Szczyrk, 17–18 lutego 2011 r., organizator: Ekologus Sp. z o.o.;
- ✓ Konferencja „Biogaz – praktyczne aspekty inwestycji w zieloną energię”, Warszawa, 16 marca 2011 r., organizator: Progress Group;
- ✓ Konferencja „Energia, prawo i pieniądze – Inwestowanie w odnawialne źródła energii. OZE 2011”, Warszawa, 20 kwietnia 2011 r., organizator: Dziennik Gazeta Prawna;
- ✓ III Forum Ekoenergetyczne w Polkowicach, 16–17 września 2011 r., Polkowice, organizator: Fundacja na Rzecz Rozwoju Ekoenergetyki „Zielony Feniks” i Gmina Polkowice.

Innowacje i nowe technologie w energetyce, inteligentne sieci elektroenergetyczne, gospodarka niskoemisyjna:

- ✓ DANISH SUSTAINABLE LIVING – Duński Sposób na Życie w Równowadze z Naturą i Rozwojem Technologiczno-Ekonomicznym, ogólnopolska, trwająca cały 2011 r., kampania edukacyjna zorganizowana przez Ambasadę Królestwa Danii w Warszawie;
- ✓ III Forum Gospodarcze TIME – Telekomunikacja – Internet – Media – Elektronika, Rawa Mazowiecka, 10–12 maja 2011 r., organizator: Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji;
- ✓ Smart Metering Central & Eastern Europe, Warszawa, 17–18 maja 2011 r., organizator: Synergy Events;
- ✓ Debata: Urealnianie marzeń. Nowe technologie w energetyce pozwalające zamknąć bilans energetyczny kraju do 2015 r., Warszawa, 19 lipca 2011 r., organizator: Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Stowarzyszenie na rzecz Efektywności – ETA, Instytut im. Eugeniusza Kwiatkowskiego;
- ✓ XIII Sympozjum Naukowo-Techniczne „ENERGETYKA-BEŁCHATÓW 2011”, Bełchatów, 6–8 września 2011 r., organizator: BMP Sp. z o.o., redakcja „Energetyka Ciepła i Zawodowa” oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA;
- ✓ XVII Forum Teleinformatyki „Cyfrowa Europa wyzwaniem dla polskiej prezydencji w UE”, Miedzeszyn, 22–23 września 2011 r., organizator: BizTech Consulting SA;
- ✓ Forum Nowej Gospodarki, Kraków, 14–15 listopada 2011 r., organizator: Euro InnoPark;
- ✓ POWER RING 2011 – Energy Roadmap 2050 – Europejska polityka energetyczno-klimatyczna a polskie cele gospodarki niskoemisyjnej; 16 grudnia 2011 r., Warszawa;

Bezpieczeństwo energetyczne:

- ✓ Debata „Stabilizacja sieci – bezpieczeństwo energetyczne metropolii, Warszawa, 29 września 2011 r., organizator: Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Stowarzyszenie Efektywności – ETA.

Rynek energii elektrycznej:

- ✓ „Forum Energetyczne Rzeczypospolitej. Rynek energii w Polsce – perspektywy rozwoju, konkurencyjność, ceny”, Warszawa, 16–17 marca 2011 r., organizator: Presspublica Sp. z o.o.;
- ✓ XVII Konferencja Naukowo-Techniczna Rynek Energii Elektrycznej „Rynek a polityka”, Kazimierz Dolny, 9–12 maja 2011 r., organizator: Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział w Lublinie;
- ✓ XIV Międzynarodowa Konferencja Energetyczna EuroPOWER, Warszawa, 20–21 września 2011 r., organizator: MM Conferences SA oraz Kancelaria Gospodarcza Euro-Infor;
- ✓ Debata: Konkurencyjność na rynku energii, Warszawa, 17 listopada 2011 r., organizator: Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Stowarzyszenie na rzecz Efektywności – ETA;

Odbiorca na rynku energii:

- ✓ IX Konferencja Naukowo-Techniczna „Odbiorcy na Rynku Energii”, Sosnowiec, 16–17 marca 2011 r., organizator: BMP Sp. z o.o. wspólnie z redakcją miesięcznika „Energetyka Ciepła i Zawodowa”;
- ✓ „Bezpieczne Praktyki i Środowisko 2011”, Gniezno, Kalisz, Konin, Leszno, Łódź, Piła, Poznań, Szczecin, Warszawa, Wrocław, 16 maja – 9 czerwca 2011 r.

Spółeczna odpowiedzialność biznesu energetycznego:

- ✓ III Konferencja „Odpowiedzialna energia” – „Wartości, relacje biznesowe i społeczne”, Warszawa, 14 czerwca 2011 r., organizator: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz PricewaterhouseCoopers.

Rynek Paliw Płynnych:

- ✓ XVIII Międzynarodowe Targi „Stacja Paliw” 2011. Technika. Paliwa. Ekologia. Energia, Warszawa 2011 r., 11–13 maja 2011 r., Warszawa, Centrum Wystawiennicze EXPO XXI;
- ✓ Jubileusz 20-lecia Polskiej Izby Paliw Płynnych, Warszawa, 29 września 2011 r.

W 2011 r. Urząd Regulacji Energetyki w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski aktualizował internetową mapę Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Mapa ta zrealizowana została w ramach projektu pt: „Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji” realizowanego w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i Unii Europejskiej.

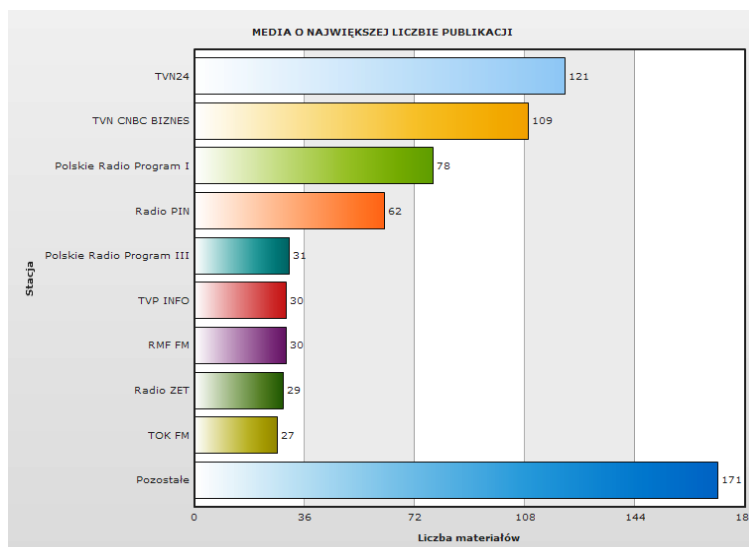
Uaktualnione zostały także wszystkie tzw. „Pakiety informacyjne” stanowiące przewodnik dla przyszłych inwestorów zamierzających prowadzić działalność gospodarczą na rynku paliw i energii. Pakiety te, oprócz przydatnej wiedzy na temat zasad koncesjonowania takich działalności, zawierają również załączniki w postaci wzorów niezbędnych oświadczeń, a także wzory wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji.

4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu

Podstawowym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich ich uczestników. Aby zapewnić konsumentom rzetelną i pełną informację, urząd aktywnie – wzorem lat ubiegłych – współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2011 r. ukazało się ponad 31 tysięcy artykułów prasowych dotyczących szeroko pojętej elektroenergetyki (w tym m.in. energii cieplnej, gazu ziemnego, paliw i biopaliw ciekłych, energii słonecznej i wiatrowej, energii atomowej czy prywatyzacji sektora energetycznego), z czego prawie tysiąc dwieście artykułów dotyczyło bezpośrednio działalności Prezesa URE i powstało we współpracy z urzędem.

Wyemitowanych zostało także ponad 600 informacji w radio i telewizji dotyczących kwestii istotnych dla uczestników rynku energii, z czego 84% było prezentowanych w mediach o zasięgu ogólnopolskim, a 16% informacji znalazło się w mediach regionalnych.

Urząd wydał prawie 230 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów około 600 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez Regulatora. Ponadto urząd rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego również poprzez liczne wywiady kierownictwa urzędu.



Część IV.

WZMOCNIENIE

POZYCJI

ODBIORCY

1. FORMALNE ŚRODKI PRAWNE

1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Energia elektryczna

Zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne, 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 polskiemu regulatorowi prowadzenie – w sposób skuteczny – nadzoru dotrzymywania standardów i parametrów jakościowych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne 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 Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁴⁸⁾. Jednocześnie, w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy informujące odbiorców o przysługujących im bonifikatach w przypadku niedotrzymania stosownych standardów lub o sposobie ich obliczania. Prezes URE, egzekwując powyższe w postępowaniu taryfowym, zapewnia więc wyposażenie odbiorców w narzędzia niezbędne do dochodzenia ich racji w przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo parametrów jakościowych energii lub obsługi handlowej.

Paliwa gazowe

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.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się podobnie jak w odniesieniu do energii elektrycznej w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat są – zgodnie z deklaracją przedsiębiorstwa – skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891). Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu, odbiorcy przysługują bonifikaty, których sposób ustalenia określa taryfa. Ponadto, w taryfie ustalone są bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, tj. z tytułu: odmowy udzielenia informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostaw gazu, przerwanej z powodu awarii sieci, niepowiadomienia z wyprzedzeniem o terminach i czasie

¹⁴⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.

planowanych przerw w dostawie gazu, odmowy odpłatnego podjęcia czynności, umożliwiających bezpieczne wykonanie prac w obszarze oddziaływania tej sieci, jak również nieudzielenia informacji w sprawie rozliczeń oraz aktualnych taryf.

1.2. Rozstrzyganie sporów i skarg dotyczących elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa

W drugiej połowie 2011 r. spółka Entrade Grupa Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o podjęcie w trybie pilnym mediacji pomiędzy Entrade Grupa Sp. z o.o., Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. i PGNiG SA w celu określenia stanu faktycznego i osiągnięcia porozumienia, a w przypadku nie osiągnięcia porozumienia o rozstrzygnięcie sporu i wydania decyzji określającej podjęcie stosownych działań ze skutkiem od 1 października 2011 r. w celu zapobieżenia wstrzymaniu dostaw gazu ziemnego do odbiorcy końcowego, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy. Prezes URE, mając na uwadze ewentualne konsekwencje dla odbiorcy końcowego, wszczął postępowanie administracyjne o rozstrzygnięcie sporu pomiędzy Entrade Grupa Sp. z o.o. a Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. dotyczące nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych oraz rozpoczął działania mające na celu wyjaśnienie zaistniałej sytuacji. Kwestie sporne dotyczyły problemów związanych z zawarciem umowy dystrybucyjnej pomiędzy ww. stronami, w konsekwencji czego także problemów z zawarciem umowy kompleksowej przez wnioskodawcę z PGNiG SA. W trakcie trwania postępowania strony sporu doszły do porozumienia w kwestiach będących przyczyną zaistniałego sporu i podpisały ww. umowy, w następstwie czego, Prezes URE wydał decyzję o umorzeniu postępowania. W związku z powyższym należy podkreślić, że na rynku gazu zaistniały w 2011 r. realne warunki do zmiany sprzedawcy, chociaż oczywiście procedury w tym zakresie wymagają dalszego doskonalenia.

W 2011 r. prowadzone było jedno postępowanie administracyjne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy świadczenia usługi przesyłowej na zasadach ciągłych, które dotyczyło podmiotu, Entrade Grupa Sp. z o.o. Podmiot ten będąc uprawnionym do korzystania z zasady TPA zwrócił się do OGP Gaz-System SA o przesłanie paliwa gazowego siecią przesyłową z punktu wejścia Lasów w celu zrealizowania umowy z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej. Z uwagi na to, że odbiorca końcowy pobierał paliwo gazowe od PGNiG SA, OGP Gaz-System SA zwrócił się do PGNiG SA z wnioskiem o zmniejszenie mocy zamówionej na punkcie wejścia Lasów. W odpowiedzi PGNiG SA poinformowało OGP Gaz-System SA, że nie widzi możliwości rezygnacji z zarezerwowanej mocy we wskazanym punkcie, w związku z czym OGP Gaz-System SA przeprowadził analizę techniczną możliwości przesłania dodatkowej ilości paliwa gazowego na rzecz Entrade Grupa Sp. z o.o., która wykazała, że brak jest możliwości świadczenia usługi przesyłania paliwa gazowego na zasadach ciągłych i zaproponował Entrade Grupa Sp. z o.o. przesłanie paliwa gazowego na zasadach przerywanych. Entrade Grupa Sp. z o.o. nie zgodził się z tą propozycją uważając, że operator w sposób nierzetelny rozpatrzył jego wniosek, ponieważ spółka nie zamierza przesyłać dodatkowej ilości paliwa gazowego tylko żąda przesłania paliwa dla odbiorcy końcowego w ramach procedury zmiany sprzedawcy, czyli przesłania tej samej ilości paliwa gazowego tylko przez innego sprzedawcę. Rozstrzygając spór Prezes URE powołał się na zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej dotyczące procedury zmiany sprzedawcy uwzględniające sytuację w której znalazły się strony sporu, a mianowicie kiedy w chwili złożenia przez nowego sprzedawcę wniosku, brak jest wolnych zdolności przesyłowych. W takim przypadku, zgodnie z zapisem pkt 6.12.1.7.1 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej *z dniem rozpoczęcia sprzedaży paliwa gazowego przez nowego sprzedawcę: jeżeli z przyczyn technicznych nie jest możliwe jednoczesne realizowanie umowy z ZUP (dotychczasowym sprzedawcą i nowym sprzedawcą) zmianie ulega umowa przesyłowa zawarta przez OSP z ZUP (dotychczasowym sprzedawcą), w ten sposób, iż zmniejszeniu ulega moc umowna w punkcie wyjścia, w którym Odbiorca pobierał paliwo gazowe, o ilość określoną w umowie przesyłowej zawartej z ZUP (nowym sprzedawcą), nie więcej jednak, niż o ilość mocy określonej w umowie przesyłowej zawartej z ZUP (dotychczasowym sprzedawcą) dla tego punktu wyjścia. OSP oraz ZUP*

(dotychczasowy sprzedawca) potwierdzą zmianę umowy przesyłowej poprzez podpisanie aneksu, w terminie czternastu (14) dni. (tzw. „zasada plecaka”). Prezes URE podkreślił, że przepis powyższy zapewnia nowemu sprzedawcy możliwość rezerwacji mocy przesyłowej, na rzecz odbiorcy końcowego oraz zapewnia realizację umowy przesyłowej z dniem rozpoczęcia sprzedaży paliwa gazowego przez nowego sprzedawcę a zatem OGP Gaz-System SA był zobowiązany do zawarcia umowy przesyłowej na zasadach ciągłych z Entrade Grupa Sp. z o.o., będącym nowym sprzedawcą dla klienta pobierającego paliwo gazowe w punkcie wyjścia z systemu dystrybucyjnego. OGP Gaz-System SA nie zgodził się z decyzją Prezesa URE i złożył odwołanie do sądu od tej decyzji.

W sierpniu 2011 r. Prezes URE umorzył postępowanie sporne dotyczące odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy RWE Stoen Operator Sp. z o.o. a PKP Energetyka SA. Kwestią sporną było pobieranie opłat za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w przypadku gdy odbiorca jest przyłączony do rozdzielni elektroenergetycznej, której właścicielem nie jest operator systemu dystrybucyjnego, a której część została udostępniona temu operatorowi zgodnie z art. 9c ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, natomiast z części tej rozdzielni korzysta odbiorca. Z uwagi na konieczność ustalenia zakresu odpłatnego wykorzystania urządzeń rozdzielni przez operatora systemu, Prezes URE w 2010 r. zawiesił postępowanie i zobowiązał operatora do wystąpienia do sądu powszechnego o ustalenie treści umowy łączącej go z właścicielem rozdzielni. Operator zaskarżył postanowienie o zawieszeniu postępowania do SOKiK. W grudniu 2010 r. Sąd oddalił zażalenie. Strony sporu podjęły negocjacje i w 2011 r. zawarły umowę o świadczenie usług dystrybucji. Następnie wystąpiły do Prezesa URE o umorzenie postępowania administracyjnego. W związku tym Prezes URE podjął zawieszone postępowanie, a następnie umorzył to postępowanie jako bezprzedmiotowe.

W grudniu 2010 r. zostało wszczęte kolejne postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Z uwagi na dużą liczbę punktów spornych postępowanie to miało charakter szczególnie skomplikowany. Głównym punktem spornym jest 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. Postępowanie nie zostało zakończone w 2011 r.

Kwestie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, jakie wpłynęły do urzędu zostały opisane w punkcie 5.1.2. dotyczącym działań interwencyjnych.

2. DZIAŁALNOŚĆ RZECZNIKA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII ORAZ PUNKTU INFORMACYJNEGO DLA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII

2.1. Zadania Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii oraz Punktu Informacyjnego

W związku z nowelizacją statutu urzędu wprowadzoną Zarządzeniem Ministra Gospodarki z 7 września 2011 r. zmieniającym zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki, które weszło w życie 26 września 2011 r., zlikwidowana została komórka organizacyjnej URE pod nazwą Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii.

Przekształcenia organizacyjne w strukturze urzędu wynikły z potrzeby wypełnienia wymogów III pakietu energetycznego, zgodnie z którymi w Urzędzie Regulacji Energetyki powstał Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii wypełniający zadania przewidziane w tym Pakiecie dla kompleksowego punktu kontaktowego. Punkt Informacyjny działa w ramach Departamentu Komunikacji Społecznej i Informacji URE.

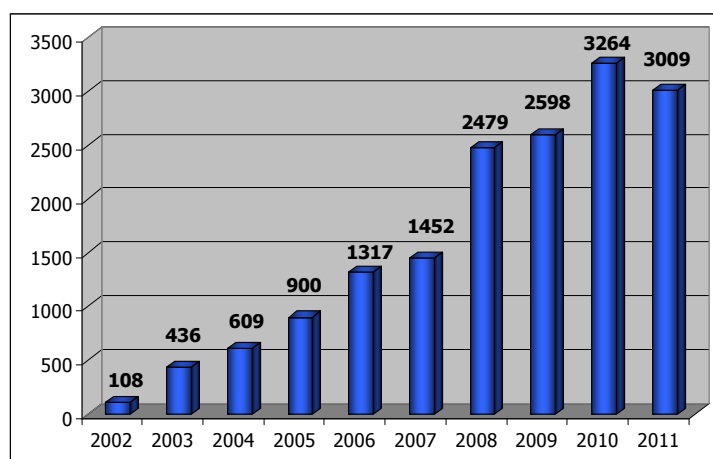
Likwidacja komórki Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii w URE wynikała z faktu, że nigdy nie pełnił i nie mógłby pełnić roli przewidzianej dla Rzecznika Praw Odbiorców Energii w III pakiecie energetycznym z uwagi na brak prawnych możliwości realizacji przypisanych uprawnień w odniesieniu do ustawowych kompetencji Prezesa URE. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii pozostający w strukturze URE nie mógł bowiem korzystać z szerszych kompetencji niż te przyznane ustawowo organowi, jakim jest Prezes URE. W istniejącym stanie prawnym przy Prezesie URE nie może funkcjonować instytucja wypełniająca funkcję przewidzianą w III pakiecie energetycznym dla Rzecznika Praw Odbiorców Energii, z przypisanym mu zakresem uprawnień (tj.: m.in. kompetencjami do rozstrzygania skarg odbiorców oraz do rozstrzygania sporów w ramach procedur pozasądowych). Ponadto istotnym jest, że dotychczasowa nazwa tej komórki organizacyjnej powodowała liczne nieporozumienia w relacjach z odbiorcami energii, ponieważ nazwa komórki tj. „Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii” sugerowała, iż komórka ta ma charakter instytucji, która w relacjach odbiorca – przedsiębiorstwo energetyczne, reprezentować będzie interes odbiorców oferując im wsparcie prawne, łącznie z zastępstwem procesowym (analogia do rzecznika konsumentów).

2.1.1. Realizacja zadań Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii w okresie styczeń – wrzesień 2011 r.

Wzrastająca liczba spraw kierowanych do Rzecznika była efektem kilku zjawisk. Jednym z nich był fakt ciągłego upowszechniania się informacji o istnieniu Urzędu Regulacji Energetyki i działania w ramach jego struktury wyspecjalizowanego stanowiska Rzecznika¹⁴⁹⁾. Innym, bardzo istotnym czynnikiem, było zwiększenie wśród odbiorców energii elektrycznej, gazu oraz ciepła świadomości swoich praw. Nie bez znaczenia była także duża zmienność prawnych uwarunkowań działalności przedsiębiorstw energetycznych, m.in. możliwość zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, zawieranie umów i zmiana umów – szczególnie umów tzw. kompleksowych, dostosowywanie starych umów do nowych regulacji, rozliczenia, częstotliwość wystawiania faktur i sposoby ich regulowania, realizacja umów o przyłączenie do sieci, co przysparzało odbiorcom wielu problemów.

¹⁴⁹⁾ Było to następstwo przekazywania tej informacji przez rzeczników konsumentów, organizacje konsumenckie, a także powszechniejsze korzystanie przez odbiorców ze strony internetowej URE oraz Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Rysunek 32. Liczba spraw skierowanych do Rzecznika w latach 2002–2011



Źródło: URE.

Do podstawowych zadań Rzecznika należało informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych. Rzecznik mógł także zwrócić się, w imieniu odbiorcy, do przedsiębiorstwa energetycznego z prośbą o wyjaśnienia, nie miał jednak możliwości ich weryfikowania w trybie postępowania administracyjnego.

Należy wyraźnie stwierdzić, że do kompetencji Rzecznika nie należało rozstrzyganie sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. To zadanie Prezesa URE realizowały inne komórki organizacyjne URE, w tym oddziały terenowe URE¹⁵⁰).

Oczekiwania odbiorców wobec Rzecznika stale rosły, co nie oznaczało, że wszystkie one mogły być spełnione. Odbiorcy oczekiwali bowiem od Rzecznika już nie tylko informacji na temat podstaw prawnych działania przedsiębiorstwa energetycznego w danej sprawie, czy wyjaśnienia wzajemnych praw i obowiązków, lecz zwracali się o aktywne włączenie się Rzecznika w prowadzenie przekazanej sprawy, np. wnosząc o napisanie w ich imieniu pisma do przedsiębiorstwa czy pism procesowych do sądu, reprezentowania ich przed przedsiębiorstwem, reprezentowania ich przed sądem czy pomoc prawną podczas procesu sądowego.

2.1.2. Formy działania Rzecznika

Jak pokazuje analiza spraw napływających do Rzecznika, w każdym roku wzrastała ich liczba. W 2002 r., pierwszym roku działania Rzecznika, było ich 108, w 2006 r. – liczba ta przekroczyła tysiąc i osiągnęła 1 317 spraw, w 2008 r. przekroczyła dwa tysiące – i wyniosła 2 479, a w 2010 r. liczba ta przekroczyła trzy tysiące – i były to 3 264 sprawy, jakimi zajmował się Rzecznik. Do 26 września 2011 r. do Rzecznika wpłynęło 3 009 spraw.

Dane uzyskane za 2011 r. wskazują, że w stosunku do 2010 r., nie uległa zasadniczej zmianie struktura zarówno podmiotowa, jak i przedmiotowa załatwianych spraw odbiorców oraz formy pracy Rzecznika.

Rzecznik realizował swoje zadania w różnych formach: bezpośrednio udzielając odpowiedzi na zgłaszane przez odbiorców problemy (o których mowa poniżej) oraz pośrednio upowszechniając informacje adresowane do szerszego grona odbiorców, zamieszczane na stronie internetowej URE w zakładce „Dla odbiorcy energii” – „Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii” oraz „Poradnik Odbiorcy”, o którym mowa dalej.

Bezpośredni kontakt z odbiorcą w pracy Rzecznika był dominujący, to ponad 70% wszystkich spraw, podczas gdy tylko ponad 20% spraw była załatwianych w formie pisemnie udzielanych informacji i wyjaśnień.

Sposób pracy Rzecznika polegał także, w większym stopniu niż to miało miejsce poprzednio, na współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi. Rzecznik coraz częściej wykorzystywał

¹⁵⁰) Regulamin Organizacyjny Urzędu Regulacji Energetyki, dostępny na www.ure.gov.pl w zakładce Biuletynu Informacji Publicznej – Status prawny i kompetencje.

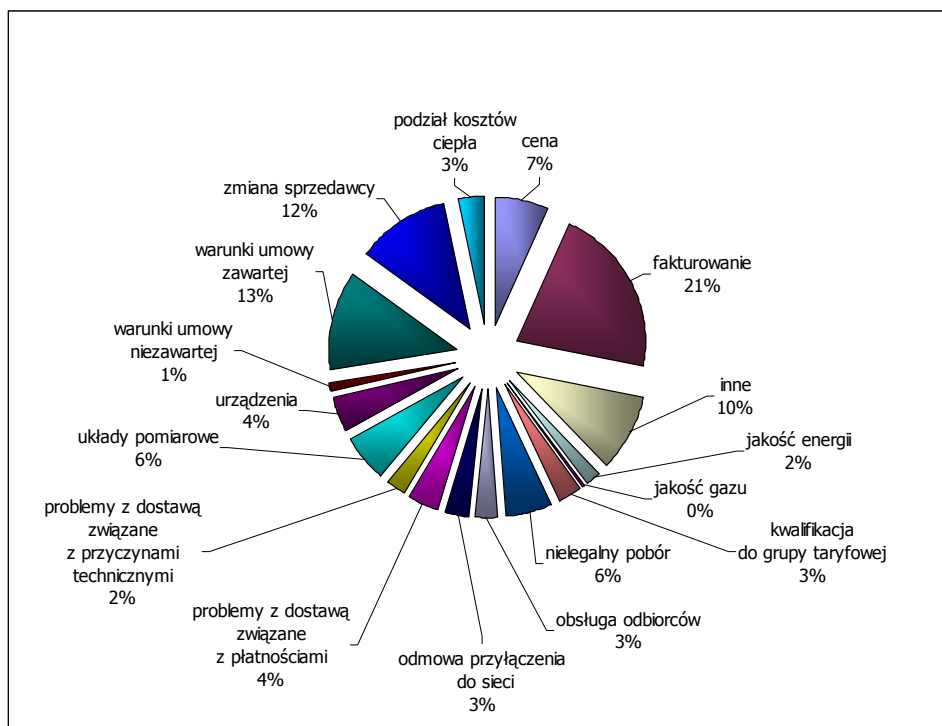
możliwość uzyskania informacji w sprawie przedstawionej przez odbiorcę, bezpośrednio w przedsiębiorstwie energetycznym. Odbiorcy zwracali się bowiem do Rzecznika z prośbą o pomoc w wyjaśnieniu, czy wręcz rozwiązaniu problemu powstałego w kontaktach z przedsiębiorstwem energetycznym. Dla udzielenia odbiorcy pełnej i rzetelnej odpowiedzi na poruszone przez niego kwestie, konieczne było zatem pozyskanie informacji od przedsiębiorstwa energetycznego w przedmiotowej sprawie. Podejmowane przez Rzecznika działania miały na celu wzmocnienie pozycji odbiorcy wobec przedsiębiorstwa energetycznego.

2.1.3. Charakterystyka spraw i podsumowanie działań Rzecznika

Najczęściej pomocy u Rzecznika szukali odbiorcy energii elektrycznej (75%), rzadziej gazu (14%) i ciepła (7%). Jednocześnie byli to głównie odbiorcy z gospodarstw domowych, chociaż również osoby prowadzące działalność gospodarczą (małe firmy), przedstawiciele przedsiębiorstw, spółdzielni oraz wspólnot mieszkaniowych zwracali się do Rzecznika ze swoimi problemami.

Na rys. 33 została przedstawiona charakterystyka przedmiotowa problemów, z jakimi odbiorcy zgłaszali się do Rzecznika.

Rysunek 33. Problemy odbiorców w 2011 r.



Źródło: URE.

W strukturze przedmiotowej rozpatrywanych spraw 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. W następnej kolejności istotną sprawą był status odbiorcy, stąd wiele pytań i problemów związanych z treścią umów a także możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Wiele spraw kierowanych do Rzecznika dotyczyło *umów* zawartych i sporów powstałych na tle ich realizacji oraz umów zawieranych; tych pierwszych było dużo więcej a niestety poza bardzo ogólną informacją prawną Rzecznik nie miał instrumentów, aby w takich sprawach pomagać. Wynika to z braku kompetencji Prezesa URE w tym zakresie. Prezes URE nie może bowiem orzekać w sprawach dotyczących umów już zawartych, ponieważ nie posiada stosownej

jurysdykcji w sprawach umów już zawartych a zatem nie ma uprawnień do zmieniania, na wniosek strony, postanowień umowy, gdyż wyłączną kompetencję w tym zakresie posiada sąd powszechny¹⁵¹⁾.

Oczekiwania odbiorców powodowały duży napływ spraw, których jednak z braku kompetencji regulatora nie można było rozstrzygnąć. Były to właśnie często sprawy będące w wyłącznej właściwości sądu powszechnego. Do najbardziej dotkliwych dla odbiorców tego typu spraw, należały m.in.: nielegalny pobór energii elektrycznej lub paliw gazowych¹⁵²⁾ czy też zasadność opłaty żądanej przez przedsiębiorstwo energetyczne z tego tytułu¹⁵³⁾; niemożność nakazania zmiany postanowień zawartej umowy, nawet wtedy, kiedy odbiorcy narzucone zostały wskutek stosowania praktyki monopolistycznej uciążliwe warunki umowy¹⁵⁴⁾; wysokość wzajemnych wierzytelności stron umowy o dostarczenie energii elektrycznej¹⁵⁵⁾; wewnętrzne spory pomiędzy współwłaścicielami wspólnej nieruchomości, co do stanu technicznego wewnętrznych urządzeń, za pośrednictwem których rozprowadzane są nośniki energii w tej nieruchomości¹⁵⁶⁾; spory o stan techniczny instalacji wewnętrznej doprowadzającej gaz, powstałe między lokatorami oraz między lokatorami a administratorami budynków¹⁵⁷⁾; zmiana umowy pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą w przedmiocie przesunięcia go z grupy taryfowej C do grupy taryfowej B, gdy uzależnione to jest od uprzedniego ustalenia, czyją własność stanowią urządzenia energetyczne¹⁵⁸⁾; spory o usunięcie z posesji urządzeń elektroenergetycznych; rozliczenia pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami, z tytułu posadowienia urządzeń energetycznych należących do przedsiębiorstwa energetycznego na nieruchomości gruntowej odbiorcy; pielęgnacja drzewostanu pod liniami energetycznymi; indywidualne rozliczenia z lokatorami kosztów ciepła w spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych.

W tego rodzaju sprawach Rzecznik mógł jedynie pomóc w wyjaśnieniu sprawy poprzez ustalenie stanu prawnego i faktycznego oraz poinformowanie odbiorcy o sposobie/drodze rozstrzygnięcia sporu i przysługujących mu prawach.

Do Rzecznika kierowane były także sprawy dotyczące prośby o wyrażenie opinii na temat prawidłowości zapisu proponowanego klientowi w umowie przez przedsiębiorstwo energetyczne. Rzecznik nie miał jednak uprawnień do wyrażania opinii prawnej dotyczącej treści zawieranej umowy. Mógł natomiast poinformować odbiorcę, że w przypadku braku osiągnięcia porozumienia odnośnie brzmienia przepisów umowy, może on skierować sprawę do rozstrzygnięcia przez Prezesa URE¹⁵⁹⁾. Orzekając o zawarciu umowy Prezes URE ma bowiem obowiązek rozstrzygnąć o wszystkich spornych postanowieniach umowy¹⁶⁰⁾. Prezes URE kształtując treść umowy będzie jednak miał na uwadze równowagę interesów obu stron, do czego jest zobowiązany na mocy art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że postanowienia umowy zawartej przed Prezesem URE nie zawsze mogą być zgodne z tymi, jakich oczekiwał wnioskodawca¹⁶¹⁾.

Na uwagę zasługuje fakt, że problemy, dominujące na początku pracy Rzecznika, jak np. związane z nielegalnym poborem energii elektrycznej czy gazu, stopniowo traciły na znaczeniu (sprawy te w 2006 r. stanowiły 19% całości spraw, podczas gdy w latach 2009–2011 – już

¹⁵¹⁾ Wyrok Sądu Najwyższego z 12 września 2003 r., sygn. akt I CKN 504/01 (wyrok niepublikowany) oraz z 7 października 2004 r., sygn. akt III SK 56/04; Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 24 marca 2005 r., sygn. akt XVII Ame 14/04; Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 13 listopada 2003 r., sygn. akt XVII Ame 100/02.

¹⁵²⁾ Postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 6 grudnia 2000 r., sygn. akt III SAB 174/00.

¹⁵³⁾ Postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 6 grudnia 2000 r., sygn. akt III SAB 174/00.

¹⁵⁴⁾ Wyrok Sądu Najwyższego z 7 października 2004 r., sygn. akt III SK 56/04.

¹⁵⁵⁾ Wyrok Sądu Najwyższego z 4 marca 2004 r., sygn. akt III SK 8/04.

¹⁵⁶⁾ Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z 26 kwietnia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 52/99.

¹⁵⁷⁾ Wyrok Sądu Najwyższego z 25 września 2002 r., sygn. akt I CKN 964/00.

¹⁵⁸⁾ Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z 20 czerwca 2001 r., sygn. akt XVII Ame 90/00.

¹⁵⁹⁾ Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

¹⁶⁰⁾ Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z 4 grudnia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 27/00.

¹⁶¹⁾ „(...) złożenie wniosku wszczynającego postępowanie administracyjne w sprawie zawarcia decyzją administracyjną spornej umowy nie daje stronie prawa do uzyskania decyzji w pełni uwzględniającej jej propozycje. Musi się ona bowiem liczyć z ewentualnością, że wobec braku zgody drugiej strony na proponowane postanowienia umowy, rozstrzygając spór Prezes URE weźmie pod uwagę szerszy kontekst gospodarczy wiążący się z zaspokojeniem określonych potrzeb energetycznych, a w szczególności zaś kryteria wskazane w art. 1 ust. 2 Prawa energetycznego (...)” – Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z 7 kwietnia 1999 r., sygn. akt XVII Ama 85/98/E; z 12 stycznia 2000 r., sygn. akt VII Ame 49/99 oraz Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 25 czerwca 2009 r., sygn. akt XVII AmE 206/08.

tylko 6%). Pojawiły się natomiast nowe zagadnienia, w ubiegłych latach wprowadziliśmy występujące, lecz w znacznie mniejszym stopniu, jak np. związane: z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, ze zmianą zawartą już z przedsiębiorstwem energetycznym umowy, czy też realizacją jej postanowień.

Do Rzecznika zwracali się także odbiorcy w konkretnej sytuacji, mając kłopoty w opłacaniu rachunków, z prośbą o umożliwienie pomocy w ich opłacaniu lub podjęcie decyzji o bezpłatnym dostarczaniu im energii elektrycznej, z uwagi na szczególną sytuację życiową. W tych przypadkach Rzecznik szczególnie nie mógł spełnić oczekiwań odbiorcy. W 2011 r. nadal brak było bowiem prawno-systemowych rozwiązań określających zasady udzielania tego rodzaju pomocy¹⁶²⁾. Jedynie same przedsiębiorstwa energetyczne, w ramach przyjętych przez siebie programów lub ośrodki pomocy społecznej mogły takiej pomocy udzielić.

2.1.4. Działalność informacyjna Rzecznika

Są to przede wszystkim informacje praktyczne zamieszczane na stronie internetowej URE w zakładce „Dla odbiorcy energii” – „Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii” oraz „Poradnik Odbiorcy”. W Poradniku zamieszczano informacje dotyczące tematów, jakie najczęściej poruszane były przez odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych oraz ciepła. Szczególną uwagę zwrócono na edukację prawną odbiorcy, za pomocą przytaczania pełnych nazw aktów prawnych oraz miejsca ich publikacji, zaś omawiane kwestie przedmiotowe opatrzone zostały odniesieniem do stosownego przepisu prawnego.

Oddzielnym działem „Poradnika” było „Oszczędzanie energii”, w którym poza praktycznymi informacjami dotyczącymi oszczędzania energii w gospodarstwach domowych, zamieszczono informacje o organizacjach zajmujących się racjonalizacją zużycia energii, które dysponują literaturą fachową, mają własne bazy danych, niekiedy ułatwiają kontakty między przedsiębiorcami, świadczą usługi doradcze, prowadzą audyt energetyczny oraz szkolenia.

2.1.5. Współpraca z innymi urzędami, organizacjami i instytucjami konsumentckimi

Współpraca Rzecznika z innymi urzędami, organizacjami i instytucjami konsumentckimi była różnorodna i dotyczyła wielu zagadnień oraz przebiegała na różnych polach.

W 2011 r. Rzecznik współpracował ze Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich, Federacją Konsumentów, CSRinfo, Pracodawcami RP oraz Krajową Agencją Poszanowania Energii SA w sprawach dotyczących ochrony odbiorców, których przedstawiciele byli członkami Zespołu do Spraw Koordynacji Prac nad Odpowiedzialnością Przedsiębiorstw Energetycznych wobec Odbiorcy – „STREFA ODBIORCY W ENERGETYCE”, któremu więcej miejsca poświęcono w innej części sprawozdania.

Rzecznik współpracował z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zakresie: dokumentu konsultacyjnego Komisji Europejskiej nt. mechanizmów pozasądowego rozstrzygania sporów konsumentckich tzw. ADR oraz w związku z zagadnieniami zawartymi w Polityce Konsumentckiej na lata 2010–2030; otrzymywanych skarg i zapytań konsumentów; oraz badania poziomu ochrony interesów konsumentów na rynku energii elektrycznej.

Wziął także udział w spotkaniu z Bankiem Światowym, które poświęcone było sytuacji prawnej i formalnej odbiorcy wrażliwego społecznie w Polsce.

Rzecznik współpracował z sygnatariuszami *Deklaracji zrównoważonego rozwoju w branży energetycznej w Polsce*. Podczas pierwszej konferencji na temat odpowiedzialności w branży energetycznej, która miała miejsce 17 czerwca 2009 r., pierwsze firmy podpisały *Deklarację*.

¹⁶²⁾ Rada Ministrów 11 maja 2010 r. przyjęła założenia do aktów prawnych wprowadzających system ochrony odbiorców wrażliwych energii elektrycznej. Z informacją na ten temat można zapoznać się na www.kprm.gov.pl/rzad/decyzje_rzadu/id:4734. Prace nad prawnym rozwiązaniem ustawowym nie zostały do końca 2011 r. zakończone. Ministerstwo Gospodarki 22 grudnia 2011 r. zaprezentowało pakiet trzech ustaw, w tym: nowe Prawo energetyczne i Prawo gazowe, czym rozpoczęło konsultacje społeczne. Zarówno w projekcie nowej ustawy Prawo energetyczne, jak i Prawo gazowe, przewidziane są rozwiązania prawne mające na celu pomoc tzw. odbiorcom chronionym w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego, ww.mg.gov.pl oraz www.cire.pl.

Inicjatywa ta jest kontynuowana przez sygnatariuszy *Deklaracji* i corocznie przystępują do *Deklaracji* nowe firmy z branży energetycznej¹⁶³⁾.

Wziął także udział w oficjalnym otwarciu nowego punktu obsługi klienta RWE w Warszawie.

Współpracując z organizacjami konsumenckimi Rzecznik wziął udział w drugich *Targach Wiedzy Konsumenckiej*, imprezie organizowanej z okazji Światowego Dnia Praw Konsumenta¹⁶⁴⁾ przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich. *Targi* miały na celu umożliwienie bezpośredniego spotkania, wymianę informacji i doświadczeń z trzech środowisk: konsumentów, organizacji/institucji prokonsumenckich i przedsiębiorstw. Dla konsumentów, w tym także odbiorców paliw i energii oraz ciepła, była to okazja do poznania swoich praw, ale także obowiązków. *Targi* dały konsumentom możliwość bezpośredniej rozmowy z ekspertami z wielu instytucji państwowych, organizacji prokonsumenckich oraz zrzeszeń przedsiębiorców.

Uczestniczył także w międzynarodowej konferencji pn. *Polityka konsumencka w nowych państwach członkowskich UE: jej wpływ i przyszłe wyzwania?*, zorganizowanej wspólnie przez BEUC – Europejską Organizację Konsumentów, Federację Konsumentów oraz Stowarzyszenie Konsumentów Polskich.

Wziął także udział w spotkaniu zorganizowanym przez Pracodawców Rzeczypospolitej Polskiej, które odbyło się w ramach budowania *Koalicji na rzecz odpowiedzialnego biznesu*, podczas którego miał możliwość zapoznania się z *Kodeksem odpowiedzialnego biznesu* i *Poradnikiem* do jego wdrażania. Podczas spotkania zwracał szczególną uwagę na zagadnienia związane z pozycją odbiorcy na rynku, w tym zwłaszcza odbiorcy indywidualnego i konieczność ustawicznego wzmocnienia tej pozycji¹⁶⁵⁾.

2.1.6. Inne sfery aktywności Rzecznika

Bardzo ważną inicjatywą Prezesa URE, w której Rzecznik miał swój znaczący udział jest przewodniczenie i uczestnictwo w pracach powołanego w 2011 r. Zespołu do Spraw Koordynacji Prac nad Odpowiedzialnością Przedsiębiorstw Energetycznych wobec Odbiorcy – „STREFA ODBIORCY W ENERGETYCE”, któremu więcej miejsca poświęcono w dalszej części sprawozdania.

Rzecznik brał także udział, w charakterze obserwatora, w pracach *Zespołu do spraw Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw*, prowadzonego pod kierunkiem podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki¹⁶⁶⁾. Zadaniem Zespołu jest przygotowanie rekomendacji dla przedsiębiorców ale także dla administracji rządowej, związanych z promocją i wprowadzeniem w życie zasad społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw. W 2011 r. Zespół ten opracował „*Rekomendacje w zakresie wdrażania założeń koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw w Polsce*”, „*Zrównoważony biznes. Podręcznik dla małych i średnich przedsiębiorstw*” a także „*Zarządzanie ryzykiem w procesie zrównoważonego rozwoju biznesu. Poradnik dla małych i średnich przedsiębiorstw*”, które zostały zamieszczone na uruchomionej przez Ministerstwo Gospodarki rządowej stronie internetowej dedykowanej społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw – www.csr.gov.pl.

¹⁶³⁾ www.odpowiedzialna-energia.pl

¹⁶⁴⁾ „Konsument to, z definicji, my wszyscy. Jest to największa grupa ekonomiczna, mająca wpływ i równocześnie poddana wpływom niemal każdej publicznej i prywatnej decyzji ekonomicznej. Mimo to, jest to jedyna ważna grupa (...), której opinie są rzadko brane pod uwagę.” – Fragment orędzia Prezydenta Johna F. Kennedy’ego z 15 marca 1962 r. W 1962 r. amerykański prezydent John F. Kennedy jako pierwszy sformułował cztery podstawowe prawa konsumentów: Prawo do rzetelnej informacji, Prawo do bezpieczeństwa, Prawo do wyboru, Prawo do bycia wysłuchanym (prawo do reprezentacji). W rocznicę tego pamiętnego wystąpienia 15 marca corocznie obchodzony jest Światowy Dzień Praw Konsumenta. To właśnie z okazji tego dnia Stowarzyszenie Konsumentów Polskich organizuje Targi Wiedzy Konsumenckiej, www.targiwiedzykonsumenckiej.pl.

¹⁶⁵⁾ www.pracodawcyrp.pl, www.koalicjacr.pl

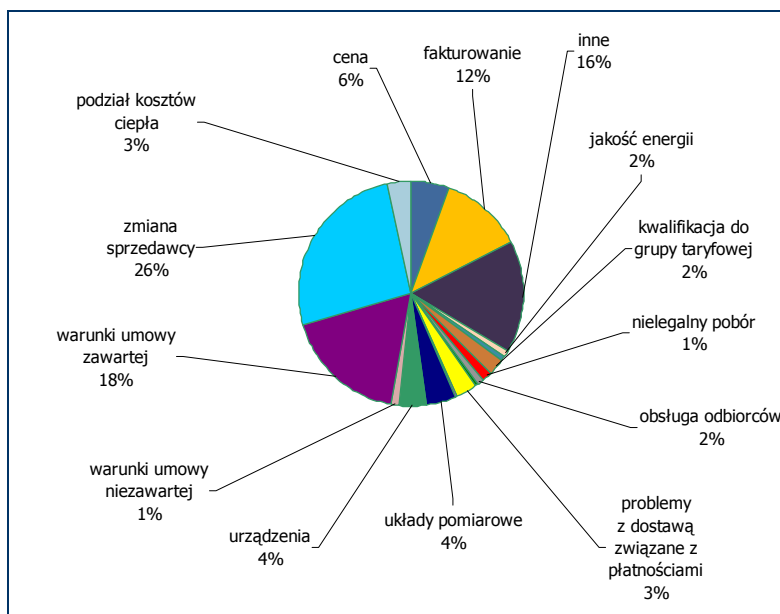
¹⁶⁶⁾ Zespół ten został powołany na mocy Zarządzenia nr 38 Prezesa Rady Ministrów z 8 maja 2009 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, jako organu pomocniczego Prezesa Rady Ministrów.

2.2. Realizacja zadań Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii w okresie październik – grudzień 2011 r.

Regulamin organizacyjny URE w części określającej zadania Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii wskazuje, że jednym z głównych zadań jest „*prowadzenie działań informacyjnych i edukacyjnych adresowanych do odbiorców energii i paliw gazowych, w tym udzielanie informacji przez kompleksowy punkt informacyjny*”. Zgodnie z zakresem kompetencji Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii stara się wspierać odbiorców udzielając im porad i informacji dotyczących trudnych niekiedy relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, jednak w istocie sprowadza się to do pomocy informacyjnej. Podstawowym zatem zadaniem Punktu Informacyjnego jest informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

Od czasu powstania Punktu Informacyjnego (tj. od 26 września 2011 r.) do końca 2011 r. odbiorcy zgłosili ogółem 620 spraw, z czego 30% stanowiły zapytania pisemne, a 70% problemy zgłoszone telefonicznie bądź podczas wizyt osobistych. Pośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora energetycznego (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%).

Rysunek 34. Struktura przedmiotowa spraw zgłaszanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii w IV kwartale 2011 r.



Źródło: URE.

3. SZCZEGÓLNA OCHRONA ODBIORCY WRAŻLIWEGO SPOŁECZNIE

W okresie transformacji rynków energii, w tym postępujących procesów liberalizacji nowe dyrektywy energetyczne w szczególności sposób podkreślają konieczność wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku w celu wyrównania jego szans, a w szczególności konieczność wprowadzenia w ramach polityki społecznej programu ochrony odbiorcy wrażliwego, zagrożonego ubóstwem energetycznym. Postulat ten 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 za przygotowanie i wdrożenie odpowiedniego rozwiązania w ramach krajowego systemu pomocy społecznej dla najsłabszych ekonomicznie grup odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych wskazano Ministra Gospodarki oraz Ministra Pracy i Polityki Społecznej, bez nadania roli Prezesowi URE w tym zakresie.

W grudniu 2009 r. Minister Gospodarki przekazał do Komitetu Rady Ministrów projekt „Założeń do aktów wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej, będący wynikiem prac Grupy roboczej do opracowania projektu rozwiązania prawnego dotyczącego ochrony wrażliwych odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej w ramach krajowego systemu pomocy społecznej, w skład której wszedł także przedstawiciel Prezesa URE. W 2010 r. nadal toczyły się prace nad projektem założeń z uwagi na fakt, że koncepcja wzbudzała liczne kontrowersje w zakresie przyjętych w niej rozwiązań dotyczącym systemu wsparcia. W lutym 2010 r. Minister Gospodarki ponownie przekazał do Komitetu Rady Ministrów projekt „Założeń do aktów wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej”. Projekt ten zawierał nową (całkiem odmienną od tej wypracowanej w Grupie roboczej) koncepcję wprowadzającą ryczałt w płatności za energię elektryczną oraz związany z nim system rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych, polegający na udzielaniu im dotacji przedmiotowych.

11 maja 2010 r. projekt założeń (...) został przyjęty przez Radę Ministrów. W konsekwencji w październiku 2010 r. przygotowany został projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, będący wykonaniem „Założeń do aktów prawnych wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej”. Prezes URE zgłaszał uwagi do samych założeń systemu wsparcia odbiorców wrażliwych, jak i do projektu ustawy, konsekwentnie wyrażając pogląd, że zgodnie z brzmieniem dyrektyw, ochrona tych odbiorców powinna być elementem systemu pomocy społecznej a zaangażowanie w ten system przedsiębiorstw energetycznych ocenił za zbyt duże utrudnienie, zdecydowanie obniżające efektywność tego systemu.

Ministerstwo Gospodarki 22 grudnia 2011 r. zaprezentowało pakiet trzech ustaw, w tym: nowe Prawo energetyczne, Prawo gazowe¹⁶⁷). Dokumenty te znajdują się na etapie konsultacji społecznych.

Zarówno w projekcie nowej ustawy Prawo energetyczne, 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 tematu odbiorcy wrażliwego społecznie w ramach działalności powołanego w URE zespołu, o czym mowa poniżej (patrz pkt 4).

¹⁶⁷) A także projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii. Z dokumentami tymi można zapoznać się na stronach ww.mg.gov.pl oraz www.cire.pl W specjalnym serwisie na stronie www.cire.pl gromadzone są informacje, publikacje i komentarze związane z nowymi ustawami oraz dotyczącymi ich konsultacjami społecznymi.

4. DZIAŁANIA NA RZECZ SPOŁECZNEJ ODPOWIEDZIALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH I STREFA ODBIORCY W ENERGETYCE

Wspieranie konkurencyjności w sektorze energetycznym oraz równoważenie interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii to misja i zasadnicze cele Prezesa URE. Z tego powodu Prezes URE aktywnie angażuje się w wiele przedsięwzięć promujących koncepcję społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych (SOP). W opinii Prezesa URE realizacja idei SOP jest potrzebna zarówno konsumentom, jak i przedsiębiorstwom energetycznym. W ramach propagowania tej koncepcji w 2011 r. Prezes URE kontynuował działania rozpoczęte w 2010 r., ze szczególnym zwróceniem uwagi na „STREFĘ ODBIORCY W ENERGETYCE”.

1. Prezes URE, decyzją Nr 4/2011 z 17 marca 2011 r., powołał Zespół do Spraw Koordynacji Prac nad Odpowiedzialnością Przedsiębiorstw Energetycznych wobec Odbiorcy – STREFA ODBIORCY W ENERGETYCE. Zespół zakończył swoje prace 31 grudnia 2011 r.

W skład Zespołu weszli wybrani pracownicy komórek organizacyjnych URE, przede wszystkim z oddziałów terenowych URE, oraz przedstawiciele: PricewaterhouseCoopers Polska, Forum Odpowiedzialnego Biznesu, CSRinfo, Stowarzyszenia Konsumentów Polskich, Federacji Konsumentów, Det Norske Veritas Poland Sp. z o.o., Pracodawców RP, Krajowej Agencji Poszanowania Energii SA. W pracach Zespołu brał także udział przedstawiciel Instytutu Pracy i Spraw Socjalnych.

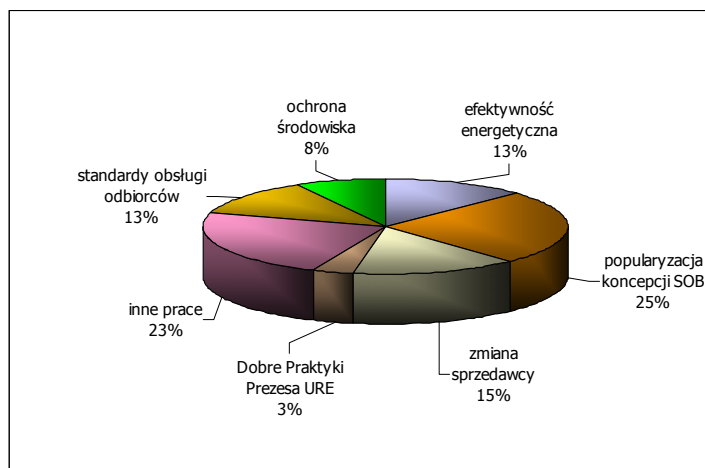
Zadaniem Zespołu była: 1) identyfikacja i poszukiwanie rozwiązań typowych problemów odbiorców paliw i energii w tym prace, we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi, na rzecz podnoszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców, w szczególności odbiorców w gospodarstwach domowych; 2) współdziałanie z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz organizacjami konsumenckimi na rzecz rekomendowanych przez Prezesa URE Dobrych Praktyk, w kierunku tworzenia własnych kodeksów dobrych praktyk przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne, w tym w szczególności zbieranie danych dotyczących stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne dobrych praktyk w celu ich upowszechniania; 3) prace na rzecz pomocy odbiorcom, w tym odbiorcom wrażliwym społecznie, w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych oraz ciepła; 4) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi i ich organizacjami w zakresie wykorzystania koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych do ochrony interesów odbiorców; 5) współpraca z instytucjami i organizacjami zajmującymi się ochroną konsumentów; 6) współpraca z organizacjami zajmującymi się koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu, w zakresie ochrony interesów odbiorców; 7) upowszechnianie wiedzy na temat praw odbiorcy na rynku energii elektrycznej, paliw gazowych oraz ciepła a także upowszechnianie wiedzy z zakresu prac Zespołu poprzez uczestniczenie w konferencjach, przygotowywanie szkoleń lub materiałów do publikacji.

W 2011 r. członkowie Zespołu wzięli udział w 87 przedsięwzięciach.

Podejmowane działania dotyczyły wielu tematów, adresowane były do licznych grup adresatów i realizowane były w zróżnicowanych formach.

Głównymi tematami prac Zespołu w 2011 r. były: popularyzacja ogólnej koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw, zmiana sprzedawcy energii elektrycznej, standardy obsługi odbiorców, świadomość efektywnego użytkowania paliw i energii, popularyzacja Dobrych Praktyk Prezesa URE oraz ochrona środowiska a także działania mające na celu upowszechnianie wiedzy o rynku energii i jego uwarunkowaniach, co przedstawia rys. 35.

Rysunek 35. Tematy przedsięwzięć podejmowanych przez członków Zespołu



Źródło: URE.

W 2011 r. Zespół podjął się przede wszystkim popularyzacji ogólnej koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw (SOP), mającej na celu propagowanie i wymianę doświadczeń w zakresie SOP oraz wdrażanie tej koncepcji do praktyki przedsiębiorstw energetycznych.

W ramach prac poświęconych odbiorcy paliw i energii, znaczące miejsce w pracach Zespołu zajęły zagadnienia związane z podnoszeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów obsługi odbiorców oraz popularyzacją Dobrych Praktyk Prezesa URE¹⁶⁸⁾. Poruszane w tym zakresie zagadnienia dotyczyły: standardów obsługi odbiorców w zakresie przyłączenia do sieci oraz obowiązków wypełniania obowiązków w sposób ciągły i niezawodny; ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, poprzez ustalanie cen i stawek opłat oraz ich stosowanie; ochrona interesów odbiorców przed nieuzasadnionym wstrzymaniem dostaw nośników energii oraz zapewnienie prawidłowego rozliczania dostaw.

Pracom na tę rzecz sprzyjały nie tylko okazjonalne spotkania, ale także bieżące działania pracowników oddziałów terenowych URE oraz stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, służące odbiorcom radą i pomocą.

Zespół prowadził zróżnicowane akcje edukacyjne w zakresie racjonalnego użytkowania energii elektrycznej i promowania idei jej oszczędzania. Propagując mechanizmy wdrażające efektywność energetyczną próbowano zaszczepić nawyki oszczędzania energii wśród jej odbiorców, ale także wśród młodzieży i studentów.

W związku z prowadzoną przez URE kampanią edukacyjno-informacyjną „I Ty możesz zmienić sprzedawcę prądu” Zespół prowadził działania mające na celu przybliżenie odbiorcom końcowym energii elektrycznej problematyki związanej z ekonomicznymi i prawnymi aspektami zmiany sprzedawcy, koncentrując się na praktycznych wskazówkach jak dokonać wyboru sprzedawcy i zawrzeć umowę sprzedaży.

Z efektywnym użytkowaniem paliw i energii blisko związane są zagadnienia dotyczące ochrony środowiska, którym Zespół także poświęcił wiele uwagi, np.: w cyklu spotkań odbywanych w ramach programu Naczelnej Organizacji Technicznej pt. „Bezpieczne Praktyki i Środowisko”, odbywającego się w dziesięciu miastach w Polsce: Gnieźnie, Kaliszu, Koninie, Lesznie, Łodzi, Pile, Poznaniu, Szczecinie, Warszawie i Wrocławiu. Podczas spotkań w ramach tego programu Zespół upowszechniał wiedzę na temat oszczędzania energii i odnawialnych źródeł energii. Zespół wziął także udział w projektach ekologicznych, jak: „Patrz i zmieniaj” – podczas którego uczniom zespołu szkół ogólnokształcących zaprezentowano zagadnienia związane z oszczędnością energii i wynikającymi z tego korzyściami dla środowiska naturalnego; „Lider Lokalnej Ekologii” – to inny projekt edukacyjno-promocyjny o charakterze ekologicznym, którego organizatorem jest Komunalny Związek Gmin „Dolina Redy i Chylonki”, a jego celem aktywizacja społeczności lokalnych do działań na rzecz ochrony środowiska, zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa ekologicznego; podczas Międzynarodowej konferencji ECOFORUM „Po

¹⁶⁸⁾ *Dobre praktyki sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*, opublikowane 27 września 2010 r. oraz *Dobre praktyki sprzedawców paliw gazowych i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*, opublikowane 13 października 2010 r., www.ure.gov.pl.

pierwsze środowisko”, zorganizowanej w Lublinie po raz drugi. Zainicjowana w ubiegłym roku przez Prezydenta Miasta Lublina, konferencja była okazją do wymiany pomysłów oraz doświadczeń w zakresie skutecznej ochrony środowiska. Tegoroczna edycja konferencji poświęcona została zagadnieniom ekologii w górnictwie i ciepłownictwie oraz promowaniu nowych rozwiązań technologicznych w energetyce odnawialnej.

Oprócz wymienionych wcześniej grup tematów, pracownicy oddziałów terenowych URE brali udział w przedsięwzięciach, w trakcie których upowszechniano wiedzę na temat: roli i zadań Prezesa URE; rynku paliw i energii, zachodzących na nim procesów, praw i obowiązków odbiorców; zasad rozliczeń za energię, paliwa gazowe, ciepło; ustawy – Prawo energetyczne i jej wpływu na kształt rynku energetycznego w Polsce; zagrożeń ciągłej i niezawodnej dostawy mediów energetycznych do odbiorców; zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego; odnawialnych źródeł energii; energetyki jądrowej; oświetlenia drogowego.

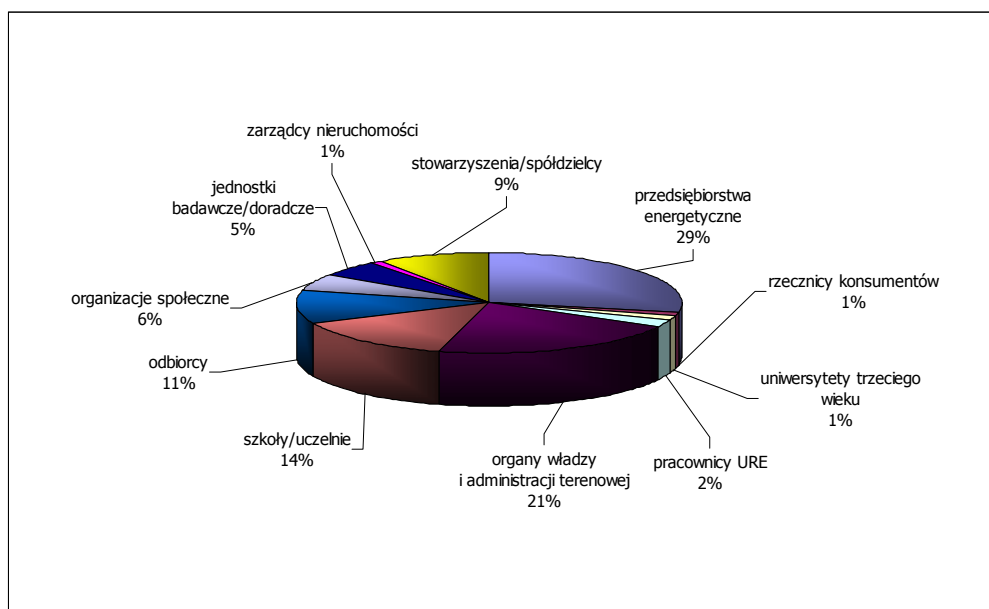
Inne prace podejmowane przez oddziały terenowe URE polegały na współpracy z: Zespołem ds. zarządzania kryzysowego województwa mazowieckiego; Urzędem Miejskim w Katowicach w ramach programu URBACT II; Radą Konsultacyjną przy Marszałku Województwa Małopolskiego ds. Przygotowania planu energetycznego dla województwa małopolskiego; Wojewódzką Radą ds. Bezpieczeństwa Województwa Pomorskiego; Zespołem ds. Bezpieczeństwa Energetycznego Województwa Warmińsko-Mazurskiego.

W celu oszacowania wpływu podwyżek cen energii elektrycznej na skalę ubóstwa energetycznego oraz podjęcia próby zdefiniowania grup społecznych których to zjawisko może dotyczyć, współpracowano z Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych w zakresie wykonania analizy dotyczącej danych na temat wydatków gospodarstw domowych na energię (nie tylko elektryczną, ale także gaz, centralne ogrzewanie, opał i inne źródła ogrzewania możliwe do wymienienia) za 2008 r.

Zespół dzielił się także zdobytymi informacjami i doświadczeniami z prac Zespołu na łamach Biuletynu URE¹⁶⁹).

Adresatami podejmowanych działań były przede wszystkim przedsiębiorstwa energetyczne oraz organy władzy i administracji terenowej, a także: młodzież szkolna i studenci szkół wyższych, odbiorcy paliw i energii, stowarzyszenia, organizacje społeczne, jednostki badawcze i doradcze.

Rysunek 36. Adresaci przedsięwzięć podejmowanych przez członków Zespołu

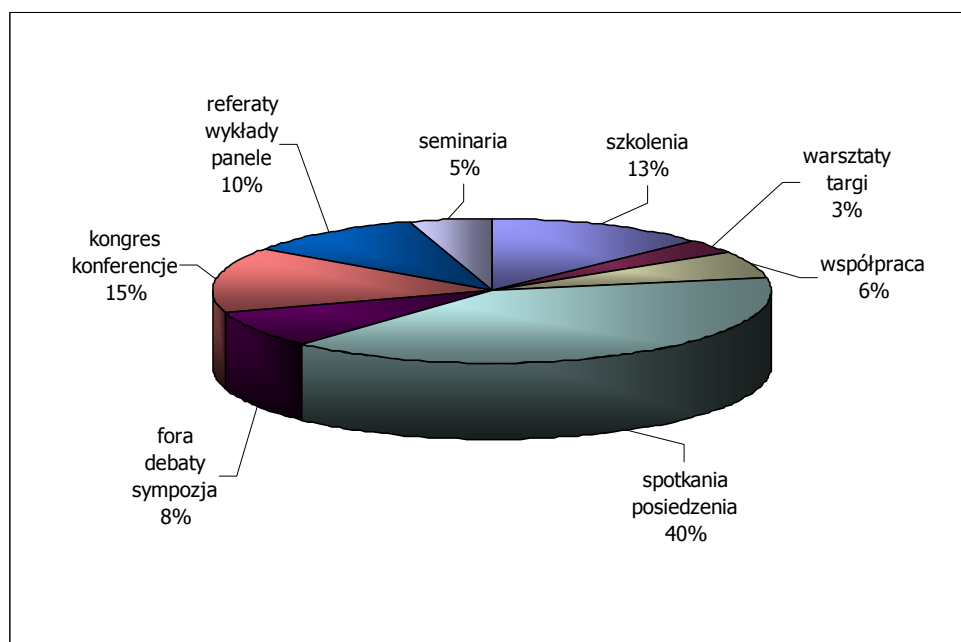


Źródło: URE.

¹⁶⁹ I. Figaszewska – *Nowe instrumenty i inicjatywy społecznej odpowiedzialności biznesu*, Biuletyn URE nr 3/2011; Zespół do spraw Koordynacji Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych Wobec Odbiorcy – „Strefa Odbiorcy w Energetyce” – *Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle trzecich badań ankietowych. Raport*, Warszawa, sierpień 2011 r., Biuletyn URE nr 3/2011; Zespół do spraw Koordynacji Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych Wobec Odbiorcy – „Strefa Odbiorcy w Energetyce” – *Raport z badań ankietowych przedsiębiorstw ciepłowniczych*, Biuletyn URE nr 3/2011.

Do podstawowych form realizacji poszczególnych przedsięwzięć zaliczono: spotkania i posiedzenia, konferencje, szkolenia, wygłaszane referaty, wykłady i udział w panelach dyskusyjnych.

Rysunek 37. Forma realizacji wszystkich podjętych przez Zespół przedsięwzięć



Źródło: URE.

2. W ramach prac Zespołu zostały przygotowane oraz przeprowadzone trzecie badania ankietowe dotyczące społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych, których wyniki zawarto w raporcie pt. *„Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle trzecich badań ankietowych. Raport”*¹⁷⁰⁾.

Badanie stanowiło kontynuację badań przeprowadzonych w 2009 i 2010 r.¹⁷¹⁾ Rezultaty badania mają istotne znaczenie dla działań Prezesa URE na rzecz wdrożenia koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw (SOP) do sektora elektroenergetycznego.

Trzeci sprawdzian stosowania społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw w energetyce jest potwierdzeniem starań Prezesa URE o wzmocnienie pozycji odbiorcy na rynku energii, a szczegółowe wnioski potrzebne są regulatorowi do podejmowania stosownych działań aplikacyjnych w sferze szeroko rozumianych standardów obsługi odbiorcy energii (np. programy edukacyjne, kodeksy); jest to również dowód, że zainteresowanie się regulatora tą problematyką nie ma charakteru okazjonalnego, wręcz przeciwnie są to sprawy, do których Prezes URE przywiązuje dużą uwagę. Jest to o tyle istotne, że środki protekcji odbiorcy, którymi dysponuje w obecnym stanie prawnym są bardzo ograniczone.

Ankiety podzielone były na cztery części dotyczące ogólnie SOP: strategii SOP; zarządzania SOP; całościowych procedur SOP; konkretnych działań SOP podejmowanych przez zarządy spółek w odniesieniu do środowiska pracowniczego, środowiska naturalnego, społeczności lokalnej oraz rynku, oraz szczegółowo ujętej problematyki tzw. odbiorcy wrażliwego społecznie.

Pojawiły się nowe pytania, które dotyczyły narzędzi autoregulacji zawartych w „Dobrych Praktykach Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”

¹⁷⁰⁾ Warszawa, sierpień 2011 r., Biuletyn URE nr 3/2011.

¹⁷¹⁾ *Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle badań ankietowych. Raport*, Zespół do Przeprowadzenia i Opracowania Badań Ankietowych Dotyczących Problematyki Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 30 czerwca 2009 r., Biuletyn URE nr 5/2009; *Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle drugich badań ankietowych. Raport*, Zespół do spraw Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych w URE – „Strefa Odbiorcy”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 4 sierpnia 2010 r., Biuletyn URE nr 5/2010.

i „Dobrych Praktykach Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”¹⁷²⁾ oraz w systemie zarządczym ISO 26000:2010, Guidance on social responsibility¹⁷³⁾.

Ankietami objęto okres 1 stycznia 2010 r. – 31 grudnia 2010 r., co pozwoliło na porównanie z danymi uzyskanymi z analizy ankiet za okresy wcześniejsze.

Ankiety zostały skierowane przez Prezesa URE na ręce prezesów 34 zarządów przedsiębiorstw energetycznych i zostały rozesłane w połowie marca 2011 r., a ich zwrot, prawie w całości, nastąpił do końca kwietnia.

W porównaniu z poprzednimi badaniami zwrot ankiet nastąpił od prawie wszystkich przedsiębiorstw. Zwrot ankiet otrzymano bowiem od 97% całej próby badawczej (stanowi to wzrost o 20 punktów procentowych w porównaniu z ubiegłym badaniem i 37 w stosunku do pierwszego), co należy uznać za sukces. Odpowiedzi udzielone przez zarząd grupy kapitałowej w imieniu jej członków spowodowały, że ostateczna próba badawcza ankiety objęła 29 podmiotów

Termin przewidziany do wypełnienia ankiety – miesięczny, krótszy o połowę niż w 2010 r. – okazał się wystarczający. Można z tego wyciągnąć optymistyczny wniosek, że treść ankiety przestała przedsiębiorstwom sprawiać trudności i miały czym się pochwalić.

Badaniem objęto przedsiębiorstwa energetyczne, znajdujące się w bazie udzielonych koncepcji URE, tj. uwzględniające kryteria art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, reprezentujące trzy podstawowe rodzaje mediów energetycznych oraz wszystkie zakresy działalności energetycznej.

Przedmiotem badania był poziom percepcji i stan praktycznych wdrożeń koncepcji SOP w przedsiębiorstwach energetycznych.

Jak pokazują wyniki trzecich badań ankietowych, w środowisku przedsiębiorców zajmujących się biznesem energetycznym koncepcja SOP się zadomowiła: jej zasady oraz idee związane z, szeroko mówiąc: filantropią, zachowaniami ekologicznie poprawnymi, troską o sprawy pracownicze są coraz lepiej znane i obecne w strategiach biznesowych firm. Nie jest rzadkością tworzenie specjalnej strategii SOP. Z praktyką jest różnie, jednak i w tej mierze zaangażowanie firm jest wyraźne i na pewno większe niż w latach poprzednich. Natomiast to, co jest istotą „SOPE”, czyli społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych i jest zawarte w definicji Prezesa URE¹⁷⁴⁾ – trochę inne traktowanie SOP w dziedzinach monopolu naturalnego – zaczyna być zauważalnym motywem działań w tej sferze. Nadal dominuje logika: filantropia (w szerokim znaczeniu) i ekologia → wizerunek → korzyść firmy, co nie budziło by zdziwienia w zachowaniach firm na rynkach konkurencyjnych. W sytuacji polskiego rynku energii, na którym pozycja odbiorcy jest dużo słabsza niż dostawcy i sprzedawcy, sytuacja ta wymaga dopełnienia szczególną wobec odbiorcy rzetelnością w dochowaniu standardów obsługi odbiorców. Pomocą w tym są podejmowane inicjatywy Prezesa URE na rzecz poszanowania i wzmocnienia praw odbiorcy energii, jak rekomendowanie przez regulatora w ww. „Dobrych Praktyk Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” i „Dobrych Praktyk Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”.

Państwa członkowskie UE – przepisami dyrektywy III pakietu energetycznego¹⁷⁵⁾ dotyczącej ochrony odbiorców – zostały zobowiązane do podejmowania właściwych środków dla ochrony odbiorców końcowych, a w szczególności do wprowadzenia odpowiednich zabezpieczeń chroniących odbiorców wrażliwych społecznie, łącznie ze środkami pomagającymi tym odbiorcom uniknąć odłączenia od sieci. W celu wypełnienia przez Polskę tego zobowiązania, w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”¹⁷⁶⁾, Program Działań Wykonawczych na lata 2009–2012, działanie 5.5. – *Ochrona najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen tej energii*, przyjęto następujący sposób realizacji tego zadania:

¹⁷²⁾ Dokumenty opublikowane 27 września 2010 r. oraz 13 października 2010 r. na www.gov.pl.

¹⁷³⁾ 1 listopada 2010 r. – data opublikowania przez ISO normy *ISO 26000:2010, Guidance on social responsibility*. Norma obecnie jest dostępna odpłatnie, np. w j. angielskim, na stronie www.iso.org, za 192 CHF. Trwają prace nad przetłumaczeniem normy na j. polski. W Polsce będzie dostępna także odpłatnie.

¹⁷⁴⁾ Zob. w Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. *Raport końcowy*, Zespół ds. Prac badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Warszawa 1 września 2008 r., Biuletyn URE nr 6/2008.

¹⁷⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. U. UE L211/55; Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, Dz. U. UE L211/94.

¹⁷⁶⁾ Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.

- 1) przygotowanie i wdrożenie odpowiedniego rozwiązania w ramach krajowego systemu pomocy społecznej dotyczącego ochrony najuboższych ekonomicznie grup odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Zadanie to miało zostać zrealizowane w 2010 r.,
- 2) przygotowanie i wdrożenie dodatkowego rozwiązania, polegającego na świadczeniu pomocy najuboższym grupom odbiorców energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne w ramach opracowywanych przez nie programów pomocy (tzw. zasada odpowiedzialności społecznej biznesu CSR – *Corporate Social Responsibility*) w sektorze elektroenergetyki w warunkach konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Realizacja i tego zadania miała nastąpić także w 2010 r.

Odpowiedzialnymi za realizację tych zadań są minister właściwy ds. gospodarki i minister właściwy do spraw zabezpieczenia społecznego.

Dotychczas nadal brak jest systemowych rozwiązań powyższej kwestii i Ministerstwo Gospodarki pracuje nad wdrożeniem III pakietu¹⁷⁷⁾.

W świetle powyższego, utrzymano specjalną część ankiety temu poświęconą aby dowiedzieć się, czy przedsiębiorstwa energetyczne przygotowują się do realizacji tego zadania, czy też może przyjęły „pozycję wyczekującą”, spodziewając się ogólnych rozwiązań prawno-systemowych.

Ogólnie zmniejszyła się liczba spółek planujących przyjęcie definicji „odbiorcy wrażliwego społecznie”. Środowisko przedsiębiorców energetycznych czeka bowiem na rozwiązanie prawno – systemowe, wtedy będą mogli uregulować tę sprawę dodatkowo wewnętrznymi przepisami. Niektóre spółki zakładają przyjęcie definicji odbiorcy wrażliwego społecznie w sytuacji wprowadzenia taryfy socjalnej, czyli takiej, która zawierałaby preferencyjne stawki cen i opłat dla odbiorców znajdujących się w trudnej sytuacji ekonomiczno-społecznej takich, jak rodziny wielodzietne, osoby starsze korzystające z doraźnej bądź stałej opieki Ośrodków Pomocy Społecznej (OPS). Precyzyjna definicja odbiorcy wrażliwego społecznie powinna być wtedy wprowadzona do tekstu zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej.

Analiza udzielonych odpowiedzi skłania do podobnej opinii co w latach ubiegłych, że bez zdefiniowania beneficjentów programów pomocy, pomoc taka nadal jest udzielana.

Okazało się, że współpracę z OPS podjęły lub planują podjąć praktycznie wszyscy sprzedawcy w elektroenergetyce, gazownictwie i nieliczne spółki ciepłownicze – z powodu odmiennego charakteru odbiorców (wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie itp.), a zatem te firmy, które mają bezpośrednią styczność z odbiorcą. W przytaczanych przez przedsiębiorstwa energetyczne sposobach angażowania się OPS w pomoc odbiorcom paliw i energii występują podobne działania co w poprzednich latach, i tak m.in.: regulowanie przez OPS za odbiorcę należności: na pokrycie zadłużenia, za wznowienie dostarczania energii elektrycznej, za przyłączenie do sieci, opłacanie faktur odbiorcom, którym przysługuje okresowa pomoc socjalna, w wielu przypadkach w formie ratalnej; opłacanie przez OPS za odbiorcę zaległych należności, głównie w sytuacji zagrożenia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w ramach prowadzonych działań windykacyjnych; ustalanie terminów płatności, które reguluje za odbiorców OPS. W gazownictwie dotyczy to każdego klienta, który zgłosi, że za niego rachunek reguluje OPS; składanie przez OPS wniosków (jako pełnomocnicy odbiorców) o wznowienie dostarczania energii elektrycznej i zastosowanie w rozliczeniach przedpłatowego systemu rozliczeń; pośredniczenie przez OPS w przypadku rozłożenia należności na raty, w przesunięciu terminu płatności; uzgadnianie stanu zadłużenia oraz wpłat dokonywanych przez odbiorców, którzy otrzymują świadczenia; uczestniczenie OPS w długoterminowych planach ratalnej spłaty zadłużenia. Generalnie można stwierdzić, że firmy podejmowały współpracę z OPS dla zapobiegania wstrzymaniu dostaw gazu, czy energii.

Na uwagę zasługuje to, że nie tylko utrzymywano kontakty z OPS, ale także z innymi organizacjami pomocowymi działającymi w ramach NGO, czy też związków wyznaniowych, ze strony których było też dofinansowanie tzw. odbiorców wrażliwych.

¹⁷⁷⁾ 11 maja 2010 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktów prawnych wprowadzających system ochrony odbiorców wrażliwych energii elektrycznej. Z informacją na ten temat można zapoznać się na www.kprm.gov.pl/rzad/decyzje_rzadu/id:4734". Prace nad prawnym rozwiązaniem ustawowym nie zostały do końca 2011 r. zakończone. Ministerstwo Gospodarki 22 grudnia 2011 r. zaprezentowało pakiet trzech ustaw, w tym: nowe Prawo energetyczne i Prawo gazowe, czym rozpoczęło konsultacje społeczne. Zarówno w projekcie nowej ustawy Prawo energetyczne, jak i Prawo gazowe, przewidziane są rozwiązania prawne mające na celu pomoc tzw. odbiorcom chronionym w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego, www.mg.gov.pl oraz www.cire.pl.

Wnioski, które można wyprowadzić z trzeciego badania są wyraźnie odmienne do poczynionych obserwacji w pierwszym i drugim badaniu. W szczególności warto zwrócić uwagę na następujące sprawy: duże zainteresowanie przedsiębiorstw energetycznych koncepcją SOP (zgłaszana gotowość wypełnienia ankiety także przez firmy z poza listy adresatów); wyraźna akceptacja obecności SOP w firmie; wzrost adekwatnych działań; upowszechnianie się przyjmowania formalnej strategii na rzecz SOP; szczególnie duże jest zaangażowanie firm w sferę spraw pracowniczych i ekologię; rosnące rozumienie SOP jako SOPE; Dobre Praktyki Prezesa URE – dosyć dobrze wykorzystywane narzędzie, co potwierdzałoby coraz większe rozumienie SOP jako SOPE, szczególnie w sferze relacji z odbiorcami; Wytyczne ERGEG coraz lepiej wykorzystywane narzędzie SOPE, szczególnie dla tworzenia standardów dobrych relacji z odbiorcami; utrzymywanie się przewagi pochodnych systemów ISO wśród wykorzystywanych przez firmy procedur zarządczych poszczególnymi sferami SOP; ujednocianie podejścia do rozumienia i praktyki SOP w ramach grup kapitałowych.

Wyraźny postęp, można odnotować w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych, które nadrabiają zaległości w stosunku do gazowniczych i ciepłowniczych, dotyczy to zarówno obecności zasad i celów SOP w strategii biznesowej, posiadania strategii SOP, jak i stosowanych narzędzi (m.in. dobrowolne inicjatywy/autoregulacja).

Regres, jeszcze mniejszy stopień zaangażowania respondentów, niż w poprzednich edycjach ankiety, wystąpił w udzielaniu odpowiedzi na część dotyczącą odbiorcy wrażliwego społecznie. Dotyczy to w szczególności kwestii: braku zdefiniowania odbiorcy wrażliwego i braku jakichkolwiek ich rejestrów; liczebności zjawiska; skali i rodzajów udzielanej pomocy finansowej odbiorcom; wykorzystania liczników przedpłatowych jako narzędzia zapobiegającemu wstrzymaniu dostaw, zwłaszcza energii elektrycznej.

Wyraźnie mniejsze zaangażowanie się przedsiębiorstw w udzielaniu odpowiedzi na tę część ankiety nie oznacza, że sprawa dla nich nie istnieje. Przeciwnie, w odpowiedziach są informacje wskazujące na „intuicyjne” wycucie problemu odbiorcy wrażliwego i zatem na utrzymywanie pewnych działań zapobiegających wstrzymaniu dostaw, zwłaszcza energii elektrycznej. Dominuje jednak powszechne oczekiwanie na rozwiązanie prawno-systemowe.

Z odpowiedzi wynika potwierdzenie uprzednio – w dwóch poprzednich badaniach – zdiagnozowanego poglądu, że po pierwsze – firmy energetyczne nadal oczekują od regulatora pełnienia przede wszystkim funkcji *edukatora*: wsparcie edukacyjne, upowszechnianie przykładów najlepszych praktyk i już w znacznie mniejszym stopniu *promotora* – co wiąże się ze współtworzeniem pewnych wytycznych, czy grupową współpracę; po drugie – zdecydowanie się obawiają zewnętrznego klasyfikowania, rankingów tworzonych przez regulatora. Można to także interpretować, że firmy nie dopuszczają możliwości biernej postawy regulatora wobec koncepcji SOP.

3. W ramach prac Zespołu zostały także przygotowane oraz przeprowadzone pierwsze badania ankietowe dotyczące społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw ciepłowniczych, których wyniki zostały zawarte w raporcie pt. *Raport z badań ankietowych przedsiębiorstw ciepłowniczych*¹⁷⁸⁾, obejmujące zarówno zagadnienia społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak i problemy związane z odbiorcami wrażliwymi społecznie. Celem badania było udzielenie odpowiedzi, czy przedsiębiorstwa ciepłownicze dostrzegają koncepcję SOP oraz czy w ciepłownictwie występuje zagadnienie odbiorcy wrażliwego społecznie i w przypadku odpowiedzi twierdzącej znalezienie definicji takiego odbiorcy, właściwej dla sektora ciepłowniczego. Zgodnie bowiem z definicją odbiorcy zawartą w ustawie – Prawo energetyczne odbiorcą jest każdy kto otrzymuje lub pobiera paliwa na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. W ciepłownictwie najczęściej mamy do czynienia z odbiorcami instytucjonalnymi takimi jak spółdzielnie czy wspólnoty mieszkaniowe. Nie oznacza to jednak, że odbiorcy indywidualni tacy jak przykładowo właściciele domków jednorodzinnych nie zawierają umów z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi. Należy jednak ustalić, czy ci odbiorcy ciepła będący jednocześnie właścicielami nieruchomości spełniają kryteria odbiorców wrażliwych społecznie. W badaniu ankietowym zwrócono także uwagę na problematykę odbiorcy wrażliwego w budynkach wielolokalowych.

Badaniem ankietowym objęto okres od 1 stycznia 2010 r. do 31 grudnia 2010 r. Ankiety wysłano do 27 przedsiębiorstw ciepłowniczych na terenie całego kraju. Największe przedsiębiorstwo ciepłownicze biorące udział w badaniu posiadało zawarte umowy sprzedaży ciepła z 1 612 odbiorcami

¹⁷⁸⁾ *Raport z badań ankietowych przedsiębiorstw ciepłowniczych*, Łódź, sierpień 2011 r., Biuletyn URE nr 3/2011.

i w ciągu roku sprzedawało 1 821 181 GJ ciepła, najmniejsze odpowiednio – 232 umowy i sprzedaż ciepła w wysokości 274 058 GJ.

Ankiety, skierowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na ręce prezesów zarządów przedsiębiorstw ciepłowniczych, zostały rozesłane pod koniec kwietnia 2011 r. Większość przedsiębiorstw udzieliła odpowiedzi w terminie, do końca maja 2011 r. Zwrot ankiet otrzymano w 93% próby badawczej.

Informacje uzyskane na podstawie badań ankietowych wskazują na istniejącą świadomość SOP oraz wolę wdrażania tej koncepcji w działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych. Wprawdzie nie są to działania systemowe ale można zaobserwować pewne zaczątki tej działalności. Spośród badanych przedsiębiorstw 64% posiada strategię biznesową i wdrożyło w swoich przedsiębiorstwach systemy zarządcze, procedury lub wytyczne w zakresie realizacji społecznej odpowiedzialności w biznesie. Ankietowane przedsiębiorstwa wskazywały na znaczne zaangażowanie w obszarze realizacji zadań dotyczących wpływu na rynek. Do głównych zadań realizowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w zakresie SOP dotyczących wpływu na rynek należą przede wszystkim cykliczne spotkania z odbiorcami, promocja ciepła systemowego, przeprowadzanie badań ankietowych wśród odbiorców ciepła mających na celu poznanie ich opinii i oczekiwań w zakresie standardów jakościowych obsługi, a także edukowanie odbiorców poprzez ulotki informacyjne czy doradztwo techniczne. Aktywność w tym obszarze jest ściśle związana z funkcjonowaniem przedsiębiorstw ciepłowniczych na rynku lokalnym. Przedsiębiorstwa ciepłownicze potrzebują jednak wsparcia edukacyjnego Prezesa URE, upowszechniania przykładów najlepszych praktyk oraz współtworzenia wytycznych.

Nagrody i wyróżnienia przyznane przedsiębiorstwom ciepłowniczym potwierdzają ich współdziałanie z różnymi grupami interesariuszy – odbiorcami ciepła, pracownikami, społecznościami lokalnymi, parterami biznesowymi i środowiskiem naturalnym. Odpowiedzialny biznes polega bowiem na prowadzeniu dialogu ze wszystkimi grupami interesariuszy. Zasadnym jest poznanie oczekiwań społecznych i włączenie ich w strategię zarządzania i ciągłym monitorowaniu zachodzących zmian.

Wdrożenie idei społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw do zarządzania wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych powinno przyczynić się do ochrony odbiorców wrażliwych społecznie. Jest to problem szczególnie istotny ze względu na wzrost cen energii, ciepła i paliw gazowych. Należy podkreślić, że przedsiębiorstwa ciepłownicze pełnią ważną rolę w pomocy tym odbiorcom podejmując inicjatywy zmierzające do ograniczenia lub nawet całkowitego wyeliminowania wstrzymania dostaw ciepła. Na 25 przedsiębiorstw objętych badaniem, 19 przedsiębiorstw nie skorzystało z przysługującego im uprawnienia wstrzymania dostaw ciepła. Były to inicjatywy dobrowolne, podejmowane w ramach realizacji koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw. Nie wynikały one jednak ani z przyjętych programów ani wdrożonych kodeksów dobrych praktyk.

Zakończenie prac przez Zespół nie oznacza zakończenia prac przez Prezesa URE na rzecz wspierania konkurencyjności w sektorze energetycznym oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców a także promowania koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych. W celu kontynuacji podjętych prac, lecz w zmienionej formule organizacyjnej, zostało utworzone w strukturze nowego Departamentu Komunikacji Społecznej i Informacji, samodzielne stanowisko do spraw edukacji służącej zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii oraz promowania społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych.

Prace na rzecz kontynuacji upowszechniania koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw wśród przedsiębiorstw energetycznych oraz implementacji przez przedsiębiorstwa energetyczne ww. Dobrych Praktyk Prezesa URE, będą nadal prowadzone przez oddziały terenowe URE.

Część V.

FUNKCJONOWANIE

URZĘDU

1. ORGANIZACJA I FUNKCJONOWANIE URZĘDU

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, działającym na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki (URE), który powstał na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz Zarządzenia Ministra Gospodarki z 1 października 2007 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki w celu obsługi Prezesa URE¹⁷⁹⁾. Na mocy ww. przepisów oraz Zarządzenia Prezesa URE z 14 października 2011 r. w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki (Zarządzenie nr 7/2011), w skład urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne:

1) departamenty i biura:

- Departament Komunikacji Społecznej i Informacji,
- Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- Departament Taryf,
- Departament Promowania Konkurencji,
- Biuro Prawne,
- Biuro Dyrektora Generalnego;

2) wyodrębnione stanowiska:

- Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- Stanowisko do Spraw Współpracy Międzynarodowej,
- Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego;

3) oddziały:

- Oddział Centralny w Warszawie,
- Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie,
- Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
- Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
- Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu.

¹⁷⁹⁾ M. P. z 2007 r. Nr 71, poz. 769 oraz z 2011 r. Nr 84, poz. 879.

2. ZATRUDNIENIE I KWALIFIKACJE (SZKOLENIA)

31 grudnia 2011 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zatrudnionych było 311 osób, z czego 282 osoby to członkowie korpusu służby cywilnej a 29 osób to pracownicy urzędu, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej (tj. pracownicy zatrudnieni na stanowiskach robotniczych i obsługi, dyrektorzy oddziałów terenowych, kierownicze stanowiska państwowe).

168 osoby pracowały w departamentach i biurach „Centrali” urzędu oraz 143 osoby były zatrudnione w oddziałach terenowych URE.

Śród osób zatrudnionych w URE, na 31 grudnia 2011 r. 63 osoby posiadały status urzędnika służby cywilnej, w tym 53 osoby, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2011 r. – 2 osoby) oraz 10 osób to absolwenci Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowili 20% osób zatrudnionych w URE.

W 2011 r. przyjęto do pracy 35 osób, natomiast z 25 osobami został rozwiązany stosunek pracy, w tym:

- 1) na podstawie porozumienia stron – 4 osoby,
- 2) na podstawie wypowiedzenia przez pracownika – 4 osoby,
- 3) na podstawie wypowiedzenia przez pracodawcę – 1 osoba,
- 4) z upływem czasu, na który była zawarta umowa – 6 osób,
- 5) w związku z przejściem na rentę lub emeryturę – 8 osób,
- 6) przeniesienie służbowe do innego urzędu – 1 osoba,
- 7) odwołanie ze stanowiska – 1 osoba.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 294 osoby (tj. 94,5% zatrudnionych), w tym:

- 1) doktor – 7 osób,
- 2) magister inżynier – 72 osoby,
- 3) magister – 201 osób,
- 4) inżynier – 5 osób,
- 5) licencjat – 9 osób.

Pracownicy z wykształceniem średnim stanowili 4,5% ogółu pracowników urzędu tj. 14 osób, natomiast pracownicy z wykształceniem policealnym – 1% tj. 3 osoby.

Struktura wykształcenia przedstawia się następująco:

- 1) ekonomiści – 15,75%,
- 2) prawnicy – 19,6%,
- 3) energetycy i elektrycy – 7,4%,
- 4) mechanicy – 4,5%,
- 5) specjaliści z zakresu zarządzania – 7,7%,
- 6) specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 2%,
- 7) administratywiści – 7,7%,
- 8) inne zawody – 35,35%.

Według stanu na 31 grudnia 2011 r. w urzędzie zatrudnionych było 187 kobiet i 124 mężczyzn.

3. BUDŻET

Plan dochodów i wydatków na 31.12.2011 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki (URE) wynosił:

- dochody – 86 070 tys. zł,
- wydatki – 35 391 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 91 228 tys. zł, tj. 106,0% planu,
- wydatki wyniosły 34 867 tys. zł, tj. 98,5% planu po zmianach.

3.1. Dochody

W 2011 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 91 228 tys. zł co stanowiło 106,0% planu na rok 2011. Dochody uzyskane w 2011 r. były o 4,8% niższe niż w roku 2010.

Oплаты z tytułu uzyskania koncesji

Podstawowe źródło dochodów, tak jak w ubiegłych latach, stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja¹⁸⁰⁾.

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa wpłynęło 91 112 tys. zł, co stanowiło 105,9% planowanych na 2011 r. dochodów z tego tytułu.

W 2011 r. w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych oraz kar pieniężnych nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzono następujące działania windykacyjne:

- wysłano 1 050 wezwań do zapłaty, do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat, ani nie przesłali formularzy,
- 219 wezwań do zapłaty, do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat, a przesłali formularze,
- 679 pozostałych potwierdzeń sald i wezwań do zapłaty,
- w stosunku do 305 przedsiębiorstw energetycznych wszczęto z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia opłaty, w związku z uregulowaniem opłat umorzono 82 tych postępowań,
- na podstawie § 6 ust. 3 rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja – ustalono dla 69 przedsiębiorstw energetycznych coroczne opłaty koncesyjne,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji – wysłano 124 upomnień,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 69 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych (w tym 53 dotyczące kar pieniężnych).

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody URE ukształtowały się następująco:

- odsetki za nieterminowe wniesienie opłat – 84 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 20 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaży składników majątkowych – 12 tys. zł.

¹⁸⁰⁾ Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

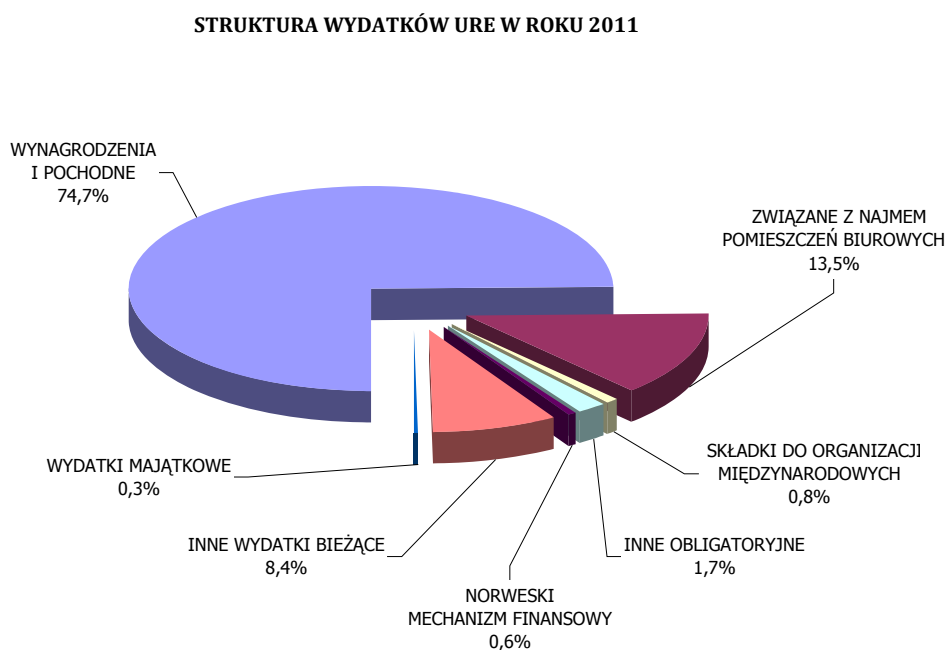
3.2. Wydatki

W 2011 r. Urząd Regulacji Energetyki realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej oraz w rozdziale 76076 Przygotowanie i sprawowanie przewodnictwa w Radzie Unii Europejskiej. W planie po zmianach środki na wydatki wyniosły 35 391 tys. zł. Wykonanie wydatków ogółem wyniosło 34 867 tys. zł, tj. 98,5% planu po zmianach, z tego:

- wydatki bieżące: 34 749 tys. zł,
w tym:
 - na wynagrodzenia i pochodne: 26 046 tys. zł;
 - na pozostałe wydatki bieżące: 8 703 tys. zł,
- wydatki na świadczenia na rzecz osób fizycznych: 5 tys. zł,
- wydatki na zakupy inwestycyjne: 113 tys. zł.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 34 749 tys. zł. Stanowiły one 99,7% ogółu wydatków URE.

Rysunek 38. Wydatki URE w 2011 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków URE były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 26 046 tys. zł i stanowiły 74,7% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 4 696 tys. zł tj. 13,5% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (289 tys. zł – 0,8%),
- projektu realizowanego w ramach Norweskiego Mechanizmu Finansowego (194 tys. zł – 0,6%),
- różnych wydatków związanych z pracownikami, w tym składki na PFRON, odpisy na ZFŚS, badania wstępne i okresowe, szkolenia (604 tys. zł – 1,7%),
- innych wydatków bieżących, w tym wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, papieru, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatyczne, monitoring, usługi czystości), zakupu usług telekomunikacyjnych i pocztowych, tłumaczeń, analiz i opinii, podróży służbowych krajowych i zagranicznych, różnych opłat i składek, kosztów postępowania sądowego (2 920 tys. zł – 8,4%).

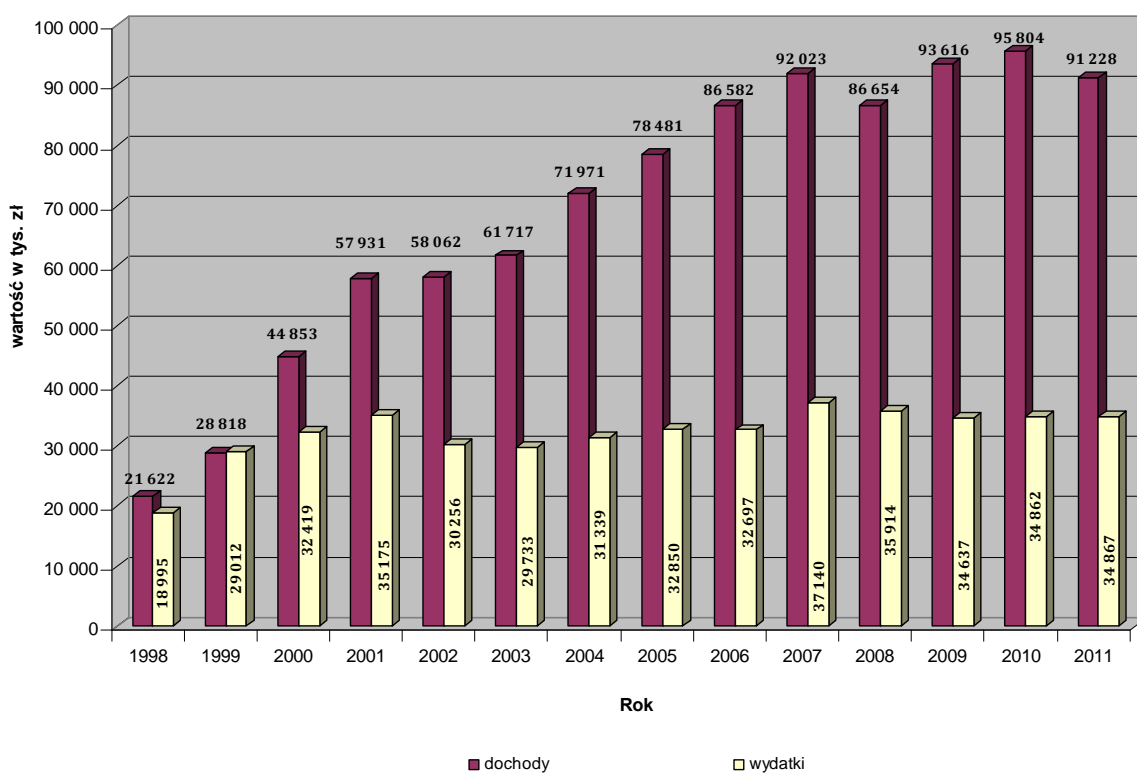
Wydatki majątkowe wyniosły 113 tys. zł i stanowiły 0,3% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczyły głównie wydatków związanych z zakupem sprzętu komputerowego i oprogramowania.

Wydatki osobowe nie zaliczane do wynagrodzeń (zwroty za okulary) wyniosły 5 tys. zł.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w URE procedurami umożliwiającymi terminową realizację zadań oraz w granicach kwot ustalonych w planie po zmianach. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów lub usług zawierane były na zasadach określonych w ustawie – Prawo zamówień publicznych.

Warto w tym miejscu zwrócić szczególną uwagę na fakt, że na przestrzeni 14 lat działalności regulatora na polskim rynku energetycznym, budżet urzędu, jakim dysponuje na regulację, jest na prawie niezmiennym poziomie od początku istnienia URE (w ostatnich trzech latach pozostawał praktycznie bez żadnych zmian), natomiast dochody budżetu państwa (w cz. 50 – URE) uzyskiwane z regulacji rokrocznie zwiększały się i są ok. 3-krotnie wyższe niż wydatki urzędu (rys. poniżej).

Rysunek 39. Wykonanie dochodów i wydatków Urzędu Regulacji Energetyki w latach 1998–2011 w ujęciu nominalnym



Źródło: URE.

Część VI.

KONTROLOWANIE DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

1. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2011 r. Prezes URE wydał łącznie 4 610 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 171 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono 3,70% wydanych decyzji.

Dla porównania: w poprzednim roku wydano 4 869 decyzji administracyjnych i wniesiono 209 odwołań (co stanowiło 4,30% wydanych decyzji), w 2009 r. wydano 5 494 decyzji administracyjnych i wniesiono 189 odwołań (co stanowiło 3,44% wydanych decyzji), w 2008 r. wydano 6 254 decyzji administracyjnych i wniesiono 215 odwołań (co stanowiło 3,44% wydanych decyzji), z kolei w 2007 r. wydano 5 651 decyzji administracyjnych i wniesiono 181 odwołań (co stanowiło 3,20% wydanych decyzji). Dokonując – na przestrzeni kilku poprzednich lat – porównania procentowego zestawienia ilości wniesionych środków zaskarżenia do ilości podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji pozostaje na zbliżonym poziomie z nieznaczną tendencją wzrostową, przy czym w ubiegłym roku współczynnik ten po raz pierwszy od kilku lat zmalał.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazane zostało 168 odwołań, a w 3 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹⁸¹). Ponadto od postanowień Prezesa URE wniesiono 44 zażalenia.

II. Do 31 grudnia 2011 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał łącznie 66 wyroków, w tym w 49 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 11 uchylił zaskarżone decyzje, a w 6 zmienił zaskarżone decyzje.

W 2011 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał 65 postanowień, w tym w 9 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, a w 3 uchylił zaskarżone postanowienie. Z kolei w 12 sprawach umorzył postępowanie sądowe, w 22 przypadkach odrzucił odwołanie, a w 18 odrzucił zażalenie. Jedno postanowienie dotyczyło odrzucenia apelacji Powoda.

Ponadto Sąd ten wydał 175 postanowień w przedmiocie zawieszenia i podjęcia postępowania sądowego.

III. W 2011 r. w 34 przypadkach orzeczenia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 9 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w pozostałych – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 37 apelacji wniesionych od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w 2 sprawach apelację wniósł zarówno Prezes URE, jak i strona. Zatem w 2011 r. Sąd Apelacyjny wydał 35 wyroków.

W 26 przypadkach Sąd Apelacyjny apelacje oddalił, uwzględniając stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w 20 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 6 przez Prezesa URE, w tym w jednej sprawie Sąd Apelacyjny oddalił apelacje obydwu stron). Ponadto w 4 sprawach wyroki Sądu I instancji zostały uchylone, a sprawy zostały przekazane temu Sądowi do ponownego rozpatrzenia, uwzględniając w 3 przypadkach apelacje strony (w jednej sprawie na skutek apelacji obydwu stron). Z kolei w 5 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd ten rozpoznał także 25 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Spośród tych zażaleń 6 (pochodzących od stron) zostało przez Sąd oddalonych, w 13 przypadkach Sąd odrzucił zażalenie stron wniesione na postanowienie Sądu I instancji, w 6 sprawach – na skutek zażalenia strony – Sąd uchylił postanowienie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sąd Apelacyjny wydał również 2 postanowienia w przedmiocie sprostowania oczywistej omyłki.

¹⁸¹⁾ Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.

Niezależnie od powyższego Sąd Apelacyjny wydał 37 postanowień w przedmiocie zawieszenia i podjęcia postępowania sądowego.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego wniesiono 10 skarg kasacyjnych. W 2 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych przypadkach – strony.

W 2011 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 22 skargi kasacyjne, przy czym 10 z nich wniósł Prezes URE, a pozostałe strony.

Sąd Najwyższy w 12 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, w 2 sprawach skarga kasacyjna została oddalona, a w 7 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki, przy czym w jednej sprawie skargę kasacyjną wniósł zarówno Prezes URE, jak i strona (zatem Sąd Najwyższy wydał 21 orzeczeń).

W 2011 r. Sąd Najwyższy wydał również 7 postanowień w przedmiocie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania.

V. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w 2011 r. zostały przekazane 4 skargi na bezczynność Prezesa URE.

W 2011 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny (WSA) wydał 3 orzeczenia, przy czym wszystkie dotyczyły skarg na bezczynność Prezesa URE. W jednym przypadku Sąd umorzył postępowanie przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym, natomiast w pozostałych 3 sprawach wniesione skargi odrzucił.

VI. W 2011 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał 3 sprawy w przedmiocie bezczynności organu, których stroną był Prezes URE. W 2 sprawach dotyczących bezczynności Prezesa URE w przedmiocie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci oraz zmiany decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej Naczelny Sąd Administracyjny oddalił skargi. Natomiast w sprawie skargi na bezczynność Prezesa URE polegającą na zaniechaniu wydania decyzji o korekcie końcowej kosztów osieroconych – na skutek skargi kasacyjnej strony wniesionej na postanowienie WSA odrzucające skargę – Naczelny Sąd Administracyjny uchylił postanowienie Sądu I instancji i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu Sądowi.

W odniesieniu do znacząco niższej – w porównaniu z poprzednimi latami – liczby rozstrzygnięć zarówno Sądu Okręgowego, jak również Sądu Apelacyjnego wyjaśnić należy, że okoliczność ta jest wynikiem sukcesywnego zawieszania przez te Sądy postępowań sądowych poczynając od stycznia 2011 r. W ocenie Sądów okoliczność odwołania 21 grudnia 2010 r. dr. Mariusza Swory ze stanowiska Prezesa URE uniemożliwiła działanie tego organu. Wobec powyższego Sądy, działając na podstawie art. 174 § 1 pkt 2 Kpc zawieszały z urzędu postępowania odwoławcze. W okresie zawieszenia Sądy podejmowały wszakże niezbędne czynności procesowe, w szczególności wzywały Prezesa URE do udzielania odpowiedzi na odwołania. Zarówno Prezes URE, jak i strony przeciwne wносиły środki zaskarżenia od wyroków zapadłych przed tym okresem. Stan taki utrzymywał się do 1 czerwca 2011 r., czyli do dnia powołania na stanowisko Prezesa URE Marka Woszczyka.

Jednocześnie nadmienić należy, iż od kilku lat obserwować można wydłużenie postępowań sądowych. Wydaje się, że zaistniała sytuacja jest konsekwencją coraz większego stopnia skomplikowania (zarówno pod względem prawnym, jak i faktycznym) prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W niektórych sprawach występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnością w orzecznictwie. W innych przypadkach, ustalenie stanu faktycznego sprawy wymaga wiadomości specjalnych (zwłaszcza technicznych, ekonomicznych), dlatego też Sądy coraz częściej korzystają z wiedzy specjalistów lub powołują dodatkowe dowody, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Okręgowym w Warszawie – Sądzie Ochrony Konkurencji i Konsumentów w 2011 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 111 spraw¹⁸²⁾, a przegrał 20¹⁸³⁾.

Odnosząc się do spraw przegranych godzi się wyjaśnić, że zmiana decyzji Prezesa URE przez Sąd Okręgowy jest konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez ten Sąd polityki łagodzenia kar, co oznacza, iż Sąd wzorem lat poprzednich, częściej obniża ich wysokość. Druga kategoria spraw, w której Sąd zmienił zaskarżone decyzje, jest konsekwencją zmiany stanu prawnego zaistniałego już po wydaniu decyzji. Mianowicie, jest to efekt wprowadzenia do ustawy – Prawo energetyczne instytucji odstąpienia od wymierzenia kary (art. 56 ust. 6a – dodany ustawą zmieniającą). Nadmienić również należy, że w 3 przypadkach Sąd Okręgowy uchylił decyzje Prezesa URE wydane w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych odnawialnych źródeł energii, ponieważ w jego ocenie brak obiektu na dzień orzeczenia umowy o przyłączenie (rozumiany jako brak wybudowania źródła) skutkuje brakiem publicznoprawnego obowiązku przyłączenia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego.

Wyjaśnić należy, że w większości przypadków niekorzystne rozstrzygnięcia zostały zaskarżone przez Prezesa URE do Sądu Apelacyjnego. Zatem, spraw tych – wbrew dotychczasowej statystyce – nie można uznać za przegrane, ponieważ apelacje wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte przez Sąd Apelacyjny.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2011 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 41 sprawy¹⁸⁴⁾, przegrał 19 spraw¹⁸⁵⁾, w 2 przypadkach sąd wydał postanowienie w przedmiocie sprostowania oczywistej omyłki.

W odniesieniu do spraw przegranych przez Prezesa URE wyjaśnienia wymaga, że również Sąd Apelacyjny wyznaje politykę liberalizacji kar, co skutkuje niejednokrotnie obniżaniem ich wysokości. Kolejne rozstrzygnięcia Sądu Apelacyjnego niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem odmiennej interpretacji przepisów Prawa energetycznego dokonanej przez ten Sąd niż przez organ regulacyjny, skutkujące zastosowaniem nowych regulacji prawnych, które nie obowiązywały w dacie wydania zaskarżonych decyzji.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2011 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 10 spraw¹⁸⁶⁾, przegrał 11¹⁸⁷⁾. Przy czym, jak wyżej wspomniano w jednej sprawie skargę kasacyjną wniosły obydwie strony.

Wyjaśnienia wymaga, iż rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE – w większości przypadków – są wynikiem odmiennej interpretacji przepisów Prawa energetycznego dokonanej przez sądy niż przez organ regulacyjny, w związku z ich zmianą dokonaną w okresie pomiędzy wydaniem zaskarżonych decyzji a rozpoznaniem skarg kasacyjnych.

Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2011 r. wyniosły 2 610 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 12 660 zł. Zauważyć przy tym należy, że w większości przypadków Prezes URE jest reprezentowany przez pracowników urzędu nie będących radcami prawnymi, w związku z tym nie w każdej wygranej sprawie zasądzone są koszty procesu.

¹⁸²⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji Powoda, umorzenie postępowania odwoławczego oraz odrzucenie apelacji Powoda.

¹⁸³⁾ Przez co należy rozumieć: uchylenie zaskarżonej decyzji Prezesa URE, uchylenie zaskarżonego postanowienia Prezesa URE, zmianę zaskarżonej decyzji.

¹⁸⁴⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie apelacji Powoda, oddalenie zażalenia Powoda, zmianę wyroku SOKiK na skutek apelacji Prezesa URE, odrzucenie zażalenia strony.

¹⁸⁵⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK poprzez uchylenie decyzji Prezesa URE, uchylenie wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji Powoda.

¹⁸⁶⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej Powoda, uchylenie zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy temu sądowi do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej Powoda do rozpoznania.

¹⁸⁷⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej Pozwanego, uchylenie zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej Pozwanego do rozpoznania.

2. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE PRZEZ NAJWYŻSZĄ IZBĘ KONTROLI ORAZ INNE INSTYTUCJE KONTROLNE

W 2011 r. działalność Prezesa URE podlegała pięciu kontrolom, z tego:

- dwie kontrole przeprowadziła Najwyższa Izba Kontroli w zakresie „Wykonania budżetu państwa w roku 2010 w części 50” – której dysponentem jest Prezes URE oraz „Rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii”;
- jedną kontrolę przeprowadził przedstawiciel Państwowej Inspekcji Pracy w zakresie „Prawnej ochrony pracy, w tym bezpieczeństwa i higiena pracy”;
- jedną kontrolę przeprowadzili przedstawiciele Biura Audytu i Kontroli w Ministerstwie Gospodarki w zakresie „Realizacji zadań w wybranych obszarach działalności ustawowej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w okresie od 1.01.2010 r. do 30.06.2011 r.”;
- jedną kontrolę przeprowadził przedstawiciel Archiwum Akt Nowych „Funkcjonowania archiwum zakładowego i postępowania z dokumentacją”.

Wskazane wyżej kontrole zakończone były ocenami pozytywnymi.

W odniesieniu do wniosków pokontrolnych dotyczących kontroli „Wykonania budżetu państwa w roku 2010 w części 50”, Prezes URE stosownie do art. 61 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, skorzystał z przysługującego mu prawa zgłoszenia do Kolegium Najwyższej Izby Kontroli umotywowanych zastrzeżeń w sprawie ocen, uwag i wniosków zawartych w Wystąpieniu.

W odpowiedzi, Prezes URE otrzymał Uchwałę Kolegium NIK w sprawie zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, którą oddalono zgłoszone zastrzeżenia.

W stosunku do uwag i zaleceń wynikających z przeprowadzonych w 2011 r. kontroli, ujętych w wystąpieniach pokontrolnych, Prezes URE odniósł się w obowiązujących w tym zakresie trybach i terminach, przychyłając się do wskazanych w wystąpieniach pokontrolnych wniosków i zaleceń, informując jednocześnie organa kontroli o podjętych działaniach w kierunku realizacji zaleceń.

Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁸⁸⁾.

Z „Informacjami o wynikach kontroli” przeprowadzonych przez NIK można zapoznać się na stronach Biuletynu Informacji Publicznej NIK – www.bip.nik.gov.pl, natomiast szczegółowe informacje dotyczące poszczególnych kontroli przeprowadzanych w urzędzie dostępne są na stronie www.bip.ure.gov.pl.

¹⁸⁸⁾ Dz. U. z 2001 r. Nr 112, poz. 1198, z późn. zm.

Aneks

DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URE I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 1. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2011 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 485	92	478	8 414

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2011 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych						Postanowienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych ogółem
			w tym:						
			ogółem	udzielenie	zmiana*	cofnięcie, uchylenie lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	promesy	
OT	3 000	21	2 269	908	763	428	41	69	125

* W tym zmiany promes.

Tabela 3. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą, zaopatrzenie w energię elektryczną i gaz				Decyzje w sprawie	
		z tego:				zatwierdzenia taryfy* dla energii elektrycznej**, gazu i ciepła	zmian dotychczas stosowanych taryf na energię elektryczną, gaz i ciepło*
		ogółem	na wytworzenie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
OT	1 875	107	84	16	7	508	492

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

** Obejmuje decyzje zwalniające z obowiązku przedkładania taryf w zakresie obrotu energią elektryczną dla grup innych niż G.

Tabela 4. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi*	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2011 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
			ogółem	udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
OT	8 396	2 140	1 604	844	367	31	3

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 5. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na ciepło	Wzrost opłat w taryfach na ciepło zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze	zatwierdzone w taryfach			
	[tys. zł]			[%]	
OT	11 112 208	10 799 629	312 579	8,29	5,24

Tabela 6. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną	Wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne	zatwierdzone w taryfach			
	[tys. zł]			[%]	
OT	218 197	212 298	5 899	4,87	2,04

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach dla gazu	Wzrost opłat w taryfach dla gazu zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa gazownicze	zatwierdzone w taryfach			
	[tys. zł]				[%]
OT	284 874	284 146	728	5,21	4,94

Tabela 8. Skargi i kary – w 2011 r.

Wyszczególnienie	ogółem	Skargi z tego dotyczące:				Nałożone kary	
		ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych	ilość	łącznie wysokość [zł]
OT	1 094	146	759	120	11	74	379 465,38

Tabela 9. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygnięcia przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Wnioski o wydanie decyzji	ogółem	Decyzje z tego:				Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw	Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw
			wstrzymanie dostaw	odmowa zawarcia umowy sprzedaży	odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji		
OT	146	105	26	8	70	1	18	6

Tabela 10. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT* ** – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Działalność dotycząca monitorowania i kontroli w zakresie:					
	przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne i udostępniania sprawozdań finansowych	dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń
OT	966	725	551	184	34	622

* Dotyczy wszelkich postępowań, w których OT dokonał czynności o charakterze monitoringu lub czynności kontrolnych.

** Wewnętrzna procedura kontroli wskazuje, że tylko kontrola, o której mowa w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej może być traktowana jako postępowanie kontrolne.

Tabela 11. Pozostała działalność OT – w 2011 r.

Wyszczególnienie	Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
	ogółem	ciepła*	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych
OT	1 910	1 101	328	82	399

* W tym sprawozdania URE –C1 i sprawozdania z realizacji planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne.