

SPRAWOZDANIE

z DZIAŁALNOŚCI PREZESA

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w **2014** r.

Warszawa, kwiecień 2015

SPIS TREŚCI

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu	5
Wprowadzenie	7
I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA	9
II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIĄ	17
1. Elektroenergetyka	17
1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja	17
1.1.1. Rynek hurtowy	17
1.1.2. Rynek detaliczny	25
1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	30
1.2.1. Koncesje	30
1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	33
1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ...	36
1.2.4. Certyfikat niezależności	37
1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	38
1.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	39
1.2.6.1. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych zadań wynikających z ustawy – Prawo energetyczne	39
1.2.6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci	49
1.2.6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci	56
1.2.6.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy	58
1.2.6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności	61
1.2.7. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	64
1.3. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej	64
1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)	64
1.3.2. Projekty pilotażowe i zagadnienie nieplanowych przepływów energii elektrycznej	65
1.3.3. Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami	69
1.3.3.1. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe	70
1.3.3.2. Zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami	73
1.4. Realizacja obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 347/2013 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej	74
1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT	75

1.6.	Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)	77
1.6.1.	Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia	79
1.6.2.	Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji	83
1.6.3.	Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych	85
1.6.4.	Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii	86
1.7.	Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	87
1.7.1.	Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	87
1.7.2.	Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	93
1.7.3.	Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	94
1.7.4.	Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	95
1.7.5.	Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw	97
1.7.6.	Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze	99
1.7.7.	Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	102
2.	Gazownictwo	104
2.1.	Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja	104
2.1.1.	Rynek hurtowy	104
2.1.2.	Rynek detaliczny	107
2.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	109
2.2.1.	Koncesje	109
2.2.2.	Taryfy i warunki ich kształtowania	113
2.2.3.	Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	122
2.2.4.	Certyfikaty niezależności	126
2.2.5.	Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	127
2.2.6.	Monitorowanie funkcjonowania operatorów	128
2.2.6.1.	Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i magazynowych zadań w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji wynikających z ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia 715/2009	128
2.2.6.2.	Monitorowanie zmiany sprzedawcy	131
2.2.6.3.	Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci	133
2.2.6.4.	Ocena realizacji Programów Zgodności	134
2.3.	Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego	136
2.3.1.	Udział Polski w rynkach i inicjatywach regionalnych gazu ziemnego	136
2.3.2.	Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci	137
2.4.	Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	140
2.4.1.	Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych	140
2.4.2.	Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	145
2.4.3.	Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	153
2.4.4.	Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ...	154
2.4.5.	Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego	155

2.4.6.	Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi	158
2.4.7.	Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	159
2.4.8.	Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	160
3.	Ciepłownictwo	162
3.1.	Rynek ciepła – ogólna sytuacja	162
3.1.1.	Lokalne rynki ciepła	162
3.1.2.	Bilans podaży i zużycia ciepła	163
3.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	164
3.2.1.	Koncesjonowanie	164
3.2.2.	Zatwierdzanie taryf	165
3.2.3.	Inne działania Prezesa URE	166
4.	Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty	167
4.1.	Rynek paliw ciekłych – ogólna sytuacja	167
4.1.1.	Charakterystyka rynku	167
4.1.2.	Prawo i praktyka koncesjonowania	168
4.2.	Monitorowanie rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych	174
4.2.1.	Podstawy prawne	174
4.2.2.	Biokomponenty	175
4.2.3.	Biopaliwa ciekłe	175
4.3.	Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	175
5.	Inne zadania Prezesa URE	177
5.1.	Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	177
5.1.1.	Kontrola stosowania taryf	177
5.1.2.	Działania interwencyjne	178
5.1.3.	Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych	181
5.2.	Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla ...	182
5.3.	Nakładanie kar pieniężnych	183
5.4.	Rozstrzyganie sporów	188
5.5.	System wsparcia efektywności energetycznej	190
5.5.1.	Organizowanie i przeprowadzanie przetargów w celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej	192
5.5.2.	Wydawanie świadectw efektywności energetycznej	197
5.6.	Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci	198
5.7.	Współpraca międzynarodowa	199
5.8.	Statystyka publiczna	201

5.9.	Publikowanie wskaźników cenowych	202
5.9.1.	Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania	202
5.9.2.	Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji	203
5.9.3.	Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji	204
5.9.4.	Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych	204
5.9.5.	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży	205
5.9.6.	Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy	205
5.9.7.	Wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf	206
5.10.	Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	206
III. PROMOWANIE KONKURENCJI I DZIAŁANIA NA RZECZ WZMOCNIENIA POZYCJI ODBIORCY		209
1.	Formalne środki prawne	209
1.1.	Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	209
1.2.	Rozstrzygnięcie skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych	211
2.	Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję	212
3.	Współpraca z organizacjami konsumenckimi	213
4.	Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta	214
4.1.	Działalność informacyjno-edukacyjna	214
4.2.	Współpraca ze środkami masowego przekazu	220
4.3.	Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych ...	222
4.4.	Zbiór Praw Konsumenta Energii	226
IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU ORAZ KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE		227
1.	Organizacja i funkcjonowanie urzędu	227
2.	Zatrudnienie i kwalifikacje	228
3.	Budżet	230
3.1.	Dochody	230
3.2.	Wydatki	231
4.	Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	233
5.	Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne	239
6.	Kontrola zarządcza	240
WNIOSKI I UWAGI		242
ANEKS. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URE I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE		251

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W SPRAWOZDANIU

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG S.A.	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT	Kontrakty długoterminowe
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OREO	Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes ARR	Prezes Agencji Rynku Rolnego
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPIREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
rozporządzenie 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 2013.115.39)
rozporządzenie 713/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 2009.211.1)

rozporządzenie 714/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L 2009.211.15 z późn. zm.)
rozporządzenie 715/2009	rozporządzenie 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 (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 2009.211.36 z późn. zm.)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 2011.326.1)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.)
ustawa nowelizująca	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa zmieniająca	ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1643 z późn. zm.)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551 z późn. zm.)
ustawa o rozwiązaniu KDT	ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 591 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2013 r. poz. 907 z późn. zm.)
ustawa o zapasach	ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2014 r. poz. 1695 z późn. zm.)

WPROWADZENIE

Niniejszy dokument stanowi Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r. Prezentowane w Sprawozdaniu zagadnienia odnoszą się do sposobu realizacji obowiązków Prezesa URE, wynikających przede wszystkim z ustawy – Prawo energetyczne oraz innych aktów prawnych, dotyczących spraw z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego. Mowa tu m.in. o ustawie o efektywności energetycznej, ustawie o biopaliwach, ustawie o rozwiązaniu KDT czy ustawie o zapasach.

W praktyce działań regulacyjnych, w 2014 r., podobnie jak w latach ubiegłych, Prezes URE starał się konsekwentnie i odpowiedzialnie wypełniać misję zapewnienia równowagi interesów uczestników rynku paliw i energii w ramach realizowanej przez państwo polityki energetycznej, podporządkowaną takim nadrzędnym przesłankom jak bezpieczeństwo energetyczne, wysoka konkurencyjność gospodarki i zrównoważony rozwój.

Jednym z ważniejszych obszarów działań regulacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2014 r. było udzielanie koncesji na wytwarzanie i obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, które jako nowy typ koncesji wprowadzono do ustawy – Prawo energetyczne w 2014 r.

Istotnym krokiem na drodze integracji rynku energii elektrycznej było wsparcie przez Prezesa URE w połowie 2014 r. działań podejmowanych wspólnie przez operatora systemu przesyłowego PSE S.A. oraz krajową giełdę energii TGE S.A., mających na celu pełne uczestnictwo tych podmiotów w organizacji europejskiego obrotu energią elektryczną. Zapewni to efektywny transgraniczny obrót giełdowy energią.

W 2014 r. Prezes URE kontynuował prace na rzecz wzmocnienia pozycji konsumentów, szczególnie w gospodarstwach domowych. Prowadzone były kampanie informacyjne zwiększające znajomość praw konsumentów. W URE opracowane zostały Zbiory Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Paliw Gazowych. Dokumenty te zawierają praktyczne informacje dotyczące zarówno praw odbiorców, jak również funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Już w 2014 r. sprzedawcy rozpoczęli dostarczanie zbiorów praw konsumenta do gospodarstw domowych.

W 2014 r. nastąpiło przyspieszenie liberalizacji rynku gazu ziemnego. Systematycznie rosła liczba podmiotów posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi (OPG) oraz obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Rosnące zainteresowanie udzieleniem tych rodzajów koncesji i rosnąca liczba zatwierdzanych taryf w tym obszarze świadczą o pozytywnych efektach liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce.

Istotnym procesem realizowanym przez Prezesa URE w 2014 r. była certyfikacja operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. w dwóch modelach tzw. *unbundlingu*. Proces ten w modelu *ownership unbundling* (tzn. rozdzielenia działalności pod względem właścicielskim przedsiębiorstwa) został zakończony 22 września 2014 r. wydaniem przez Prezesa URE decyzji o udzieleniu tej spółce certyfikatu niezależności. Postępowanie w sprawie przyznania certyfikatu niezależności w modelu ISO (to jest niezależnego operatora systemu) zostanie zakończone w pierwszej połowie 2015 r.

W ostatnich latach coraz bardziej istotny staje się także międzynarodowy, a zwłaszcza europejski kontekst funkcjonowania organu regulacyjnego. Integracja rynków państw członkowskich w UE staje się faktem, budowa nowych połączeń transgranicznych, opracowywanie i wdrażanie kodeksów sieciowych urzeczywistnia ideę wspólnego rynku.

Polski regulator poprzez prace nad kodeksami sieciowymi w ACER, projekty wczesnej implementacji kodeksów sieci w ramach Inicjatyw Regionalnych oraz współpracę dwustronną i wielostronną z innymi regulatorami, w tym m.in. w ramach Grupy Wyszehradzkiej, aktywnie włączył się w działania na rzecz stworzenia wspólnego rynku. Prezes URE uczestniczył także w pracach nad rozbudową infrastruktury energetycznej w państwach UE, przede wszystkim poprzez

zaangażowanie w proces wydawania skoordynowanych decyzji ws. transgranicznej alokacji kosztów odnośnie projektów, które otrzymały status projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Wraz z rozwojem wspólnego rynku zmienia się również podejście regulatorów do poszczególnych sektorów. Działania, które podejmują na rynku krajowym w coraz mocniejszym stopniu mogą wpływać na rynki państw sąsiadujących. W tym kontekście bardzo dużego znaczenia nabiera opublikowany 23 września 2014 r. dokument przygotowany wspólnie przez regulatorów oraz ACER „ACER Recommendation on the Regulatory response to the future challenges emerging from developments in the Internal Energy Market (Energy Regulation: A Bridge to 2025 Conclusions Paper)”¹⁾. Zawiera on nie tylko analizę sytuacji na rynku europejskim, ale i projekcję obrazu rynku w horyzoncie 2025 r. Na tej podstawie zostały określone wyzwania, jakie stoją przed regulatorami. Regulatorzy wskazali również na konkretne działania, jakie muszą być przez nich oraz przez ACER podjęte w celu zapewnienia funkcjonowania konkurencji na rynku, zabezpieczenia interesów odbiorców, w tym bezpieczeństwa dostaw. Należy zwrócić uwagę, że jest to pierwszy dokument przygotowany wspólnie przez regulatorów oceniający rynek i zmiany na nim zachodzące to perspektywie kolejnych 10 lat.

Oprócz prac na rzecz budowy wspólnego rynku energii w UE, głównym tematem w 2014 r. było bezpieczeństwo energetyczne. Sytuacja polityczna na Ukrainie oraz związana z nią niepewność odnośnie dostaw surowców energetycznych do państw UE skutkowałą szeregiem inicjatyw na rzecz poprawy bezpieczeństwa energetycznego Unii. Mimo, że kwestie związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego nie należą do kompetencji Prezesa URE, to działania podejmowane przez regulatora stanowią istotny wkład w zapewnienie przyszłych bezpiecznych dostaw surowców energetycznych do wszystkich państw Unii. Uzgadnianie planów rozwoju, w tym budowy nowych połączeń transgranicznych, czy wydawanie skoordynowanych decyzji dotyczących alokacji kosztów to tylko przykłady takich działań.

W ubiegłym roku Prezes URE uczestniczył także w pracach nad skoordynowanymi decyzjami dotyczącymi połączeń krajowego systemu przesyłowego gazowego z systemami Czech, Słowacji i Litwy. Realizacja tych projektów przyczynia się do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski i ma pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Przedkładany Ministrowi Gospodarki dokument jest siedemnastym Sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa URE. Sprawozdanie zostało podzielone na cztery części, w których szczegółowo opisano działania podejmowane przez Prezesa URE zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. Działania regulacyjne w poszczególnych podsektorach energetyki: elektroenergetyce, gazownictwie, ciepłownictwie i podsektorze paliw ciekłych przedstawiono w części II. W następnej części przedmiotem Sprawozdania są kwestie promowania konkurencji oraz wzmocnienia pozycji odbiorcy paliw i energii (cz. III). W części IV opisano organizację i funkcjonowanie urzędu, a także wyniki kontroli, jakim podlegała działalność Prezesa URE w 2014 r.

¹⁾ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/SD052005/Supporting%20document%20to%20ACER%20Recommendation%2005-2014%20-%20%20Energy%20Regulation%20A%20Bridge%20to%202025%20Conclusions%20Paper.pdf

CZEŚĆ I. PREZES URE

– INSTYTUCJA REGULACYJNA

I. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę – Prawo energetyczne, w celu realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Ustawa na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (ponad 50 razy), trzykrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity (ostatnio w 2012 r.²⁾).

W wyniku licznych zmian tej ustawy, jak również wskutek przyznania Prezesowi URE nowych uprawnień i obowiązków na podstawie innych ustaw (o czym niżej), modyfikacji uległ charakter i zakres kompetencji tego organu. O ile w początkowym okresie funkcjonowania zadania Prezesa URE ściśle związane były z regulacją rynku energii i gazu (poprzez stosowanie takich instrumentów jak koncesje, taryfy i kary), o tyle obecnie – na skutek m.in. postępującego rozwoju konkurencji na tych rynkach – charakter zadań organu regulacyjnego ewoluuje w kierunku określonej w prawie europejskim, a w ślad za nim w prawie krajowym triady uprawnień i obowiązków związanych z bezpieczeństwem, rozwojem rynku i zrównoważonym rozwojem, przybierającym postać szeroko pojętego monitoringu funkcjonowania regulowanych sektorów, wsparcia istotnych aspektów ich rozwoju (m.in. promocja odnawialnych źródeł energii, ochrona odbiorców, promowanie konkurencji), kontroli i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązku realizacji współpracy międzynarodowej. Podkreślić przy tym należy, że poszerzające się z roku na rok kompetencje regulacyjne Prezesa URE są ściśle związane z polityką energetyczną, jak również z wymaganiami zewnętrznymi (polityką UE i wynikającym z niej – obowiązkiem dostosowania prawa polskiego do prawa Unii).

Niezmiennie jednak kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne czynią jej przepisy coraz bardziej złożonymi, a samą ustawę nieczytelną. Powoduje to liczne rozbieżności interpretacyjne, a w konsekwencji – konieczność podejmowania decyzji o złożonym charakterze nie tylko faktycznym, ale przede wszystkim prawnym.

II. Rok 2014, podobnie jak rok poprzedni, obfitował w liczne nowelizacje zarówno przepisów ustawy – Prawo energetyczne, jak również innych ustaw, skutkujące istotnymi zmianami regulacji w zakresie szeroko rozumianego prawa energetycznego, co nie pozostawało bez wpływu na zakres kompetencji Prezesa URE, który na przestrzeni ostatnich lat ulega nieustającemu rozszerzaniu. Przy czym, odmiennie niż w 2013 r., w którym najistotniejsze zmiany pod względem zadań organu regulacyjnego wprowadzone zostały obszerną ustawą nowelizującą, rok sprawozdawczy charakteryzował się zarówno zmianami tej ustawy, jak również ustaw odrębnych (o czym niżej), które wprowadzały znaczące zmiany w zakresie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych, pozostających nierozdzielnie związanymi z kompetencjami regulatora.

Tym niemniej, niezależnie od kwestii usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w przepisach odrębnych, ustawa – Prawo energetyczne pozostaje podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE. Ustawa ta oparta jest na zasadzie jednorodności rynków paliw i energii, regulując tym samym funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła i paliw ciekłych, w tym kwestie związane z funkcjonowaniem odnawialnych źródeł energii i kogeneracji.

Najistotniejszym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni blisko osiemnastu lat działalności regulatora, zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrastającym zakresem obowiązków po stronie przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji kolejnych zmian, które miały miejsce w roku sprawozdawczym, obecnie art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obejmuje następujące uprawnienia i obowiązki Prezesa URE:

²⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1059.

- 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 działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji oraz biogazu rolniczego,
- 6) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązku publicznej sprzedaży tej energii na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2,
- 7) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na zasadach określonych w art. 49b ust. 1,
- 8) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 9) 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,
- 10) przyznawanie certyfikatów niezależności,
- 11) kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie oraz umowie powierzającej pełnienie obowiązków operatora, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi,
- 12) informowanie Komisji Europejskiej o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych,
- 13) 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,
- 14) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- 15) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 16) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 17) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego 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,

- 18) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego oraz innych uczestników rynku paliw gazowych obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz zatwierdzanie odpowiednich punktów w systemie przesyłowym, objętych obowiązkiem, o którym mowa w art. 18 tego rozporządzenia,
- 19) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 lub rozporządzenia 715/2009³⁾,
- 20) 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 dostarczania paliw gazowych lub energii,
- 21) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 22) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
- 23) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego,
- 24) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzenia 715/2009, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym,
- 25) zawieranie umów z organami regulacyjnymi państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji,
- 26) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu 714/2009 lub w rozporządzeniu 715/2009 oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności tych decyzji,
- 27) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 28) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 29) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 30) 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 opalanych gazem ziemnym lub o łącznej mocy poniżej 1 MW, opalanych 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:
 - opalanych paliwami węglowymi;
 - opalanych paliwami gazowymi;
 - opalanych olejem opałowym;
 - stanowiących odnawialne źródła energii;
 - d) średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczanej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych
 - w poprzednim roku kalendarzowym,

³⁾ Kwestie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, w tym metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami reguluje rozporządzenie 715/2009.

- 31) 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 UE i przekazywanie ich do Ministra Gospodarki, w terminie i zakresie określonym w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010,
- 32) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami UE,
- 33) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE 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 UE,
- 34) 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 UE 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 z zakresu księgowości wymienionych w art. 44⁴⁾,
- 35) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 36) wydawanie, na wniosek organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego, o którym mowa w ustawie z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, opinii dotyczącej skutków ekonomicznych, w tym wpływu na opłacalność wytwarzania energii, zastosowania do źródeł spalania paliw drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 tej ustawy⁵⁾,
- 37) kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla oraz rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania dwutlenku węgla,
- 38) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

III. Niezależnie od obszernego katalogu zadań sformułowanych w ustawie – Prawo energetyczne, w tym w szczególności w opisanym wyżej przepisie kompetencyjnym art. 23 tej ustawy, organ regulacyjny realizuje również kompetencje określone w przepisach odrębnych ustaw, co wynika również z art. 23 ust. 2 pkt 22 ustawy (por. wyżej pkt 38). Podkreślić przy tym należy, że znaczące zmiany regulacji prawnych dokonane na przestrzeni ostatnich lat w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w roku sprawozdawczym, poza ustawą – Prawo energetyczne, zawierały

⁴⁾ Brzmienie przepisu art. 44 ustawy – Prawo energetyczne zostało zmienione ustawą nowelizującą, jednakże zmiana ta weszła w życie 1 stycznia 2014 r.

⁵⁾ Przepis dodany ustawą z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 1101), która weszła w życie 5 września 2014 r.

się w sześciu powołanych poniżej ustawach. Mając na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z tych ustaw odniesiono się szczegółowo w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu tych aktów prawnych:

- 1) ustawa o biopaliwach,
- 2) ustawa o zapasach,
- 3) ustawa o rozwiązaniu KDT,
- 4) ustawa o zamówieniach publicznych,
- 5) ustawa o statystyce,
- 6) ustawa o efektywności energetycznej.

IV. Do najistotniejszych – ze względu na zakres kompetencji Prezesa URE – zmian w zakresie koncesjonowania, które miały miejsce w 2014 r., należy zaliczyć wprowadzenie w ustawie – Prawo energetyczne nowych zasad uzyskiwania koncesji na wytwarzanie i obrót paliwami ciekłymi z zagranicą⁶⁾. Tym samym, dokonane zmiany spowodowały wyodrębnienie nowego rodzaju koncesji w zakresie działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi, tj. obrót paliwami ciekłymi z zagranicą. Do nowych instytucji zaliczyć należy zabezpieczenie majątkowe, od złożenia którego uzależnione jest uzyskanie koncesji w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą (art. 32 ust. 3a, art. 33 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne).

Jednocześnie ustawodawca, w dodanym art. 38a ustawy – Prawo energetyczne, sprecyzował wysokość zabezpieczenia (10 000 000 zł), jego formę (gwarancja bankowa lub ubezpieczeniowa, poręczenie banku, weksel z poręczeniem wekslowym banku, czek potwierdzony przez krajowy bank wystawcy czeku, zastaw rejestrowy na prawach z papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa lub Narodowy Bank Polski – według ich wartości nominalnej, pisemne, nieodwołalne upoważnienie Prezesa URE, potwierdzone przez bank lub spółdzielczą kasę oszczędnościowo-kredytową, do wyłącznego dysponowania środkami pieniężnymi zgromadzonymi na rachunku lokaty terminowej), okres na który jest ono ustanawiane (nie krótszy niż 12 miesięcy wykonywania działalności objętej wnioskiem, z warunkiem jego odnawialności), z możliwością żądania przez Prezesa URE jego przedłużenia lub uzupełnienia zabezpieczenia, w przypadku gdy nie spełnia ono wymagań dotyczących wysokości lub okresu, na które jest składane (art. 38b).

Zabezpieczenie majątkowe składane jest w celu zabezpieczenia powstałych lub mogących powstać należności związanych z wykonywaną działalnością koncesjonowaną (z tytułu opłat koncesyjnych, kar za naruszenie warunków koncesji, opłaty zapasowej, o której mowa w art. 21b i kar, o których mowa w art. 63 ustawy o zapasach, kar za niezrealizowanie Narodowego Celu Wskaźnikowego, kar za wprowadzenie do obrotu paliw ciekłych niespełniających wymagań jakościowych, zobowiązań podatkowych w zakresie podatku od towarów i usług oraz podatku akcyzowego, jak również odsetek za zwłokę w zapłacie wymienionych należności).

W celu skutecznej realizacji ustanowionego zabezpieczenia majątkowego, mającego gwarantować pokrycie wskazanych wyżej należności, Prezes URE został wyposażony w uprawnienie do wydania decyzji natychmiast wykonalnej o ich pokryciu z zabezpieczenia majątkowego (art. 38c). Decyzję taką organ regulacyjny może wydać w przypadku, gdy kwota należności nie została zapłacona w terminie lub przedsiębiorstwo energetyczne nie może pokryć z własnych środków kosztów zapłaty należności.

Z powyższych regulacji wynika, że ustawodawca przywiązuje szczególną wagę do reglamentowania tego rodzaju działalności gospodarczej, czemu dał wyraz poprzez wyszczególnienie w przepisie kompetencyjnym (art. 23 ust. 1a) uprawnień Prezesa URE do kontrolowania, w tym także karania przedsiębiorstw energetycznych, które prowadzą tę działalność bez wymaganej koncesji.

Tym samym ustawodawca rozszerzył katalog sankcji określony w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez wprowadzenie (w art. 56 ust. 1 pkt 12a) nowego rodzaju sankcji za prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami ciekłymi w tym obrotu z zagranicą bez wymaganej koncesji. Jednocześnie określona została wysokość kary pieniężnej

⁶⁾ Ustawa z 30 maja 2014 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 niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 900).

z tego tytułu, poprzez określenie jej poziomu w przedziale od 200 000 zł do 1 000 000 zł, co dodatkowo potwierdza wagę, jaką ustawodawca przywiązuje do wprowadzonych regulacji.

Z kolei, w przypadku wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych lub obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą bez złożonego zabezpieczenia majątkowego, Prezes URE jest zobligowany do cofnięcia koncesji.

W kontekście powyższego wskazać należy, że działalność gospodarcza wymagająca uzyskania koncesji winna być podejmowana dopiero po jej udzieleniu. W przypadku omawianych, nowych zasad koncesjonowania wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, mamy do czynienia z sytuacją odbiegającą od przyjętych norm, a wynikającą ze zmiany regulacji prawnych w tym zakresie.

Wprowadzając obowiązek uzyskania odrębnej koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz wymóg złożenia zabezpieczenia majątkowego, ustawodawca określił jednocześnie – w przepisach przejściowych⁷⁾ – termin do złożenia wniosku o udzielenie koncesji oraz zabezpieczenia majątkowego dla przedsiębiorstw energetycznych, które w dniu wejścia w życie ustawy zmieniającej ustawę o zapasach (tj. 22 lipca 2014 r.) prowadziły działalność w tym zakresie, na podstawie dotychczasowej koncesji na obrót paliwami ciekłymi i zamierzają podjąć albo kontynuować działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą. Do czasu wydania przez Prezesa URE decyzji w przedmiocie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, przedsiębiorcy, którzy dochoowali terminu złożenia wniosku o jej udzielenie mogą prowadzić działalność gospodarczą we wnioskowanym zakresie na podstawie dotychczasowej koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Z kolei, przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych na podstawie koncesji wydanych przed wejściem w życie ustawy zmieniającej, zostały zobowiązane do złożenia zabezpieczenia majątkowego, od którego uzależnione jest obecnie udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych.

V. Do ważnych nowelizacji należy zaliczyć przywrócenie w marcu 2014 r.⁸⁾ systemu wsparcia dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji. Wskutek dokonanych zmian, niektóre regulacje dotyczące obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, które dotychczas określało rozporządzenie⁹⁾, zyskały rangę ustawową. I tak, ustawa zmieniająca określa procentowy zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji na kolejne lata do 2018 r., co oznacza, że ustawodawca wprowadził system wsparcia analogiczny w zakresie realizacyjnym do funkcjonującego poprzednio (przepisy dotyczące omawianego obowiązku stosuje się do 30 czerwca 2019 r.)¹⁰⁾. Zmianie uległy jednak kwestie dotyczące sposobu rozliczenia obowiązku – aktualnie można to realizować jedynie świadectwami uzyskanymi na produkcję energii elektrycznej w roku poprzedzającym rok rozliczenia obowiązku (wyjątek dotyczy jedynie świadectw uzyskanych w wyniku wygrania ewentualnego procesu). Zmianie uległ także termin uiszczenia opłaty zastępczej (wnoszony w przypadku nieprzedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji), który został przedłużony do 30 czerwca każdego roku, odmiennie niż w przypadku świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, czy świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, w którym opłatę zastępczą należy uiścić – jak dotychczas – do 31 marca każdego roku.

VI. Pozostałe nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne dotyczyły: umożliwienia wykonywania obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego (tzw. obligo giełdowe) przez

⁷⁾ Art. 5 ustawy zmieniającej ustawę o zapasach.

⁸⁾ Ustawa z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

⁹⁾ Rozporządzenie 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 kogeneracji (Dz. U. z 2011 r. Nr 176, poz. 1052).

¹⁰⁾ Art. 5 ustawy z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, o którym mowa w art. 49b ustawy – Prawo energetyczne¹¹⁾, jak również wyposażenia Prezesa URE w uprawnienie do wydawania opinii eksperckiej na rzecz organów ochrony środowiska przy wydawaniu tzw. pozwolenia zintegrowanego, dotyczącej skutków ekonomicznych, w tym wpływu na opłacalność wytwarzania energii, i kryterium wprowadzenia zastosowania do regulacji źródeł spalania tzw. drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo ochrony środowiska¹²⁾.

VII. Kolejne, warte odnotowania zmiany dokonane w 2014 r., które nie pozostają bez wpływu na zakres działalności organu regulacyjnego, to przepisy nowelizujące ustawę o biopaliwach¹³⁾. Do istotnych zmian tej ustawy zaliczyć należy wprowadzenie nowych przepisów regulujących zasady wykonywania działalności gospodarczej nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu biokomponentów oraz poświadczania spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju, jak również kwestie dotyczące zasad certyfikowania biokomponentów pod kątem spełniania wskazanych wyżej kryteriów. Podkreślenia wymaga okoliczność, że część powyższych zmian weszła w życie z początkiem 2015 r.

Na uwagę zasługuje także zmiana ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw¹⁴⁾, ustanawiająca Narodowy Cel Redukcyjny (NCR), czyli minimalną wartość ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG), skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej stosowanych w transporcie oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych, w przeliczeniu na jednostkę energii. Ustawa ta określa grupę podmiotów realizujących NCR, określając ich obowiązki w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Ustawodawca wyposażył Prezesa URE w szereg kompetencji o charakterze sprawozdawczo-kontrolnym. Co prawda ustawa weszła w życie w III kwartale 2014 r., jednakże powyższe obowiązki organ regulacyjny będzie realizował począwszy od 2015 r.

VIII. W roku sprawozdawczym trwały również prace legislacyjne nad kolejną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, mające na celu wyposażenie Prezesa URE w narzędzia pozwalające na egzekwowanie przestrzegania przepisów rozporządzenia REMIT.

Rozporządzenie REMIT ustanawia przepisy zakazujące stanowiących nadużycia praktyk wpływających na hurtowe rynki energii, tj. w szczególności ustanawia zakaz dokonywania lub usiłowania manipulacji na hurtowych rynkach energii oraz zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych. W celu monitorowania rynku wprowadza obowiązek rejestracji uczestników rynku oraz obowiązki sprawozdawcze, dotyczące głównie przekazywania ACER przez uczestników rynku danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii.

Na mocy przepisów rozporządzenia REMIT i projektowanych przepisów prawa krajowego, na Prezesa URE zostaną nałożone nowe obowiązki, których celem będzie zapewnienie przestrzegania zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych, zakazu manipulacji na rynku oraz obowiązku podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej m.in. poprzez przeprowadzanie postępowań wyjaśniających i kontrolnych z udziałem podmiotów zobowiązanych, kierowanie zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, nakładanie sankcji administracyjnych oraz ścisłą współpracę z ACER, urzędem Komisji Nadzoru Finansowego i UOKiK.

¹¹⁾ Ustawa z 26 czerwca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2014 r. poz. 942).

¹²⁾ Ustawa z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 1101), art. 157a ust. 2 pkt 2: „2. Źródłem spalania paliw jest także zespół dwóch lub większej liczby źródeł spalania paliw, o których mowa w ust. 1 pkt 7, w przypadkach gdy: (...)

2) dwa lub więcej źródeł spalania paliw, dla których pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., lub dla których wnioski o wydanie takiego pozwolenia zostały złożone po tym dniu, i dla których całkowita nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 50 MW, zostały zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając parametry techniczne i czynniki ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby być, w ocenie organu właściwego do wydania pozwolenia, odprowadzane przez wspólny komin; w takim przypadku zespół źródeł spalania paliw uważa się za jedno źródło spalania paliw złożone z dwóch lub większej liczby części, którego całkowita nominalna moc cieplna stanowi sumę nominalnych mocy cieplnych tych części źródła spalania paliw, których nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 15 MW (druga zasada łączenia).”.

¹³⁾ Ustawa z 21 marca 2014 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 457), zmieniona ustawą z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 1088).

¹⁴⁾ Ustawa z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 1088), która w omawianym zakresie weszła w życie 10 października 2014 r.

Prezes URE zobowiązany będzie również prowadzić rejestr uczestników rynku oraz gromadzić dane przekazywane przez uczestników rynku dotyczące zdolności wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego lub zużywających energię elektryczną lub gaz ziemny oraz dotyczących zdolności i wykorzystania instalacji skroplonego gazu ziemnego, w tym dotyczące planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji.

W konsekwencji wspomniana wyżej projektowana zmiana ustawy – Prawo energetyczne, skutkować będzie kolejnym znacznym rozszerzeniem kompetencji Prezesa URE, jednakże w roku sprawozdawczym nie ukończono prac legislacyjnych pozwalających wprowadzić omawiane regulacje.

IX. Podkreślić należy, że 2014 r. był kolejnym rokiem poświęconym wzmocnionym pracom legislacyjnym zmierzającym do wprowadzenia istotnych zmian regulacji Prawa energetycznego w zakresie energetyki odnawialnej. Prace te zakończyły się uchwaleniem 20 lutego 2015 r. ustawy o odnawialnych źródłach energii¹⁵⁾. Oczekująca na wejście w życie ustawa przewiduje wyłączenie z ustawy – Prawo energetyczne przepisów dotyczących odnawialnych źródeł energii. Wprowadza także nowe obowiązki organu regulacyjnego, w szczególności w zakresie dopuszczenia do wykonywania działalności gospodarczej, tj. koncesji i prowadzenia tzw. rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Ustawa ta co do zasady utrzymuje dotychczasowy system wsparcia kwotowego (świadczenia pochodzenia), ale jednocześnie wprowadza (od 2016 r.) nowy rodzajowo system tzw. aukcji na sprzedaż energii. Jednocześnie na Prezesa URE nałożono szereg obowiązków związanych z przygotowaniem, przeprowadzeniem i weryfikacją podmiotów startujących w postępowaniach aukcyjnych. Ustawa przewiduje także konieczność uiszczania przez tzw. płatników – opłaty OZE oraz kreuje nowe podmioty, które w systemie tym będą funkcjonowały, tj. sprzedawca zobowiązany czy OREO.

Podsumowując szeroko zakrojone prace legislacyjne we wskazanych wyżej obszarach wydaje się, że z punktu widzenia działalności Prezesa URE, w 2015 r. najważniejsza będzie ustawa o odnawialnych źródłach energii oraz zmiany przepisów Prawa energetycznego obejmujące wskazane wyżej regulacje w zakresie dostosowania przepisów krajowych w sposób zapewniający realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

X. Począwszy od 2014 r. Prezes URE uczestniczy w pracach Komitetu Stałego Rady Ministrów. W związku z tym, w 2014 r. do Urzędu Regulacji Energetyki przesłanych zostało kilkaset dokumentów, które zostały wniesione pod obrady tego Komitetu. Ponad 30 z tych dokumentów zostało przeanalizowanych przez komórki merytoryczne urzędu, w kontekście zadań realizowanych przez Prezesa URE. W odniesieniu do 16 projektów dokumentów skierowanych na Komitet Stały Rady Ministrów, Prezes URE wniósł uwagi w formie pisemnej.

¹⁵⁾ Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478), która wchodzi w życie – co do zasady – 4 maja 2015 r.

CZĘŚĆ II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIĄ

1. ELEKTROENERGETYKA

1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja

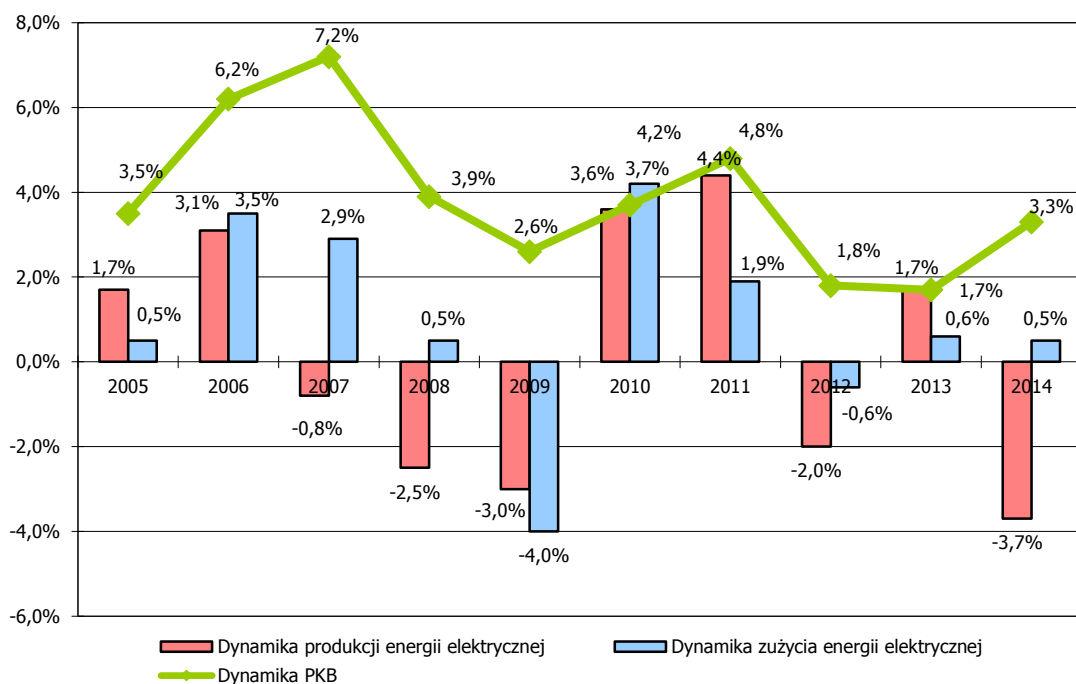
1.1.1. Rynek hurtowy

Określenie wielkości produkcji i struktury wytwarzania

Analiza sytuacji na rynku hurtowym energii elektrycznej opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w URE w związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej, danych pochodzących ze statystyki publicznej (Ministerstwo Gospodarki, GUS), danych z TGE S.A., a także danych publikowanych przez operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

Na rys. 1 przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2014 r. i w latach poprzednich w odniesieniu do zmian PKB.

Rysunek 1. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w porównaniu do zmian PKB w latach 2005–2014



Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE S.A.

W 2014 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 158 734 GWh i było wyższe o ok. 0,5% niż w 2013 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej nie uległ zasadniczej zmianie w porównaniu do roku poprzedniego mimo rosnącego tempa wzrostu PKB w 2014 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,3%. Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2014 r. ukształtował się na poziomie 156 567 GWh i był niższy od wolumenu za poprzedni rok o około 3,7%. Różnica pomiędzy tymi wielkościami została zbilansowana poprzez import energii elektrycznej, której nadwyżka nad eksportem w 2014 r. wyniosła 2 167 GWh. Warto zaznaczyć, że w 2014 r. Polska stała się importerem energii elektrycznej netto. W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo wymiany transgranicznej energii elektrycznej w latach 2013–2014.

Tabela 1. Struktura produkcji, krajowe saldo wymiany transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2013–2014 [GWh]*

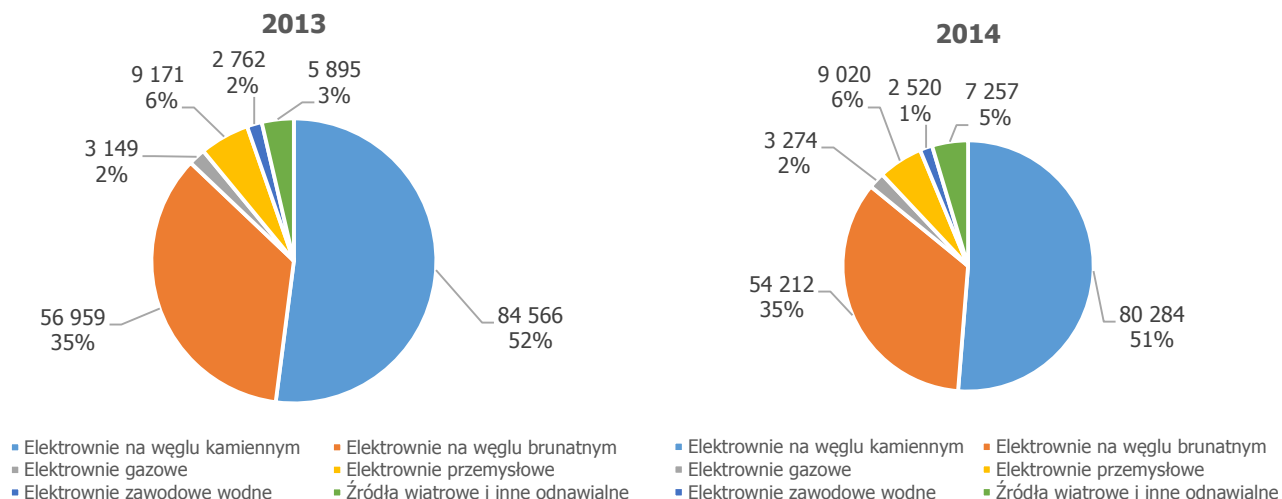
	2013 r.	2014 r.	Dynamika 2014/2013
Produkcja energii elektrycznej ogółem	162 501	156 567	-3,65
Elektrownie na węglu kamiennym	84 566	80 284	-5,06
Elektrownie na węglu brunatnym	56 959	54 212	-4,82
Elektrownie gazowe	3 149	3 274	3,98
Elektrownie przemysłowe	9 171	9 020	-1,64
Elektrownie zawodowe wodne	2 762	2 520	-8,76
Źródła wiatrowe	5 823	7 184	23,38
Inne źródła odnawialne	72	73	0,18
Saldo wymiany zagranicznej	-4 521	2 167	–
Krajowe zużycie energii	157 980	158 734	0,49

* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W skali kraju, nie odnotowano na przestrzeni dwóch ostatnich lat zasadniczych zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej w przedsiębiorstwach sektora wytwarzania. W 2014 r. moc zainstalowana w KSE zmniejszyła się o 285 MW (0,7%) w stosunku do 2013 r. i wyniosła 38 121 MW. Jednocześnie, moc osiągalna w KSE wzrosła o 1% w 2014 r. w porównaniu z 2013 r. (z poziomu 38 112 MW do poziomu 38 477 MW). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 996 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 535 MW (co oznacza wzrost odpowiednio: o 0,5% i o 3,1% w stosunku do 2013 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2014 r. nieznacznie spadła w stosunku do 2013 r. z 70,5% do 69,0%.

Rysunek 2. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2013–2014 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Uwaga! Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2014 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2013 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Kontynuowany jest wzrost udziału źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji na rynku zostały w dużej mierze ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa. Proces konsolidacji był m.in. wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”, przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.

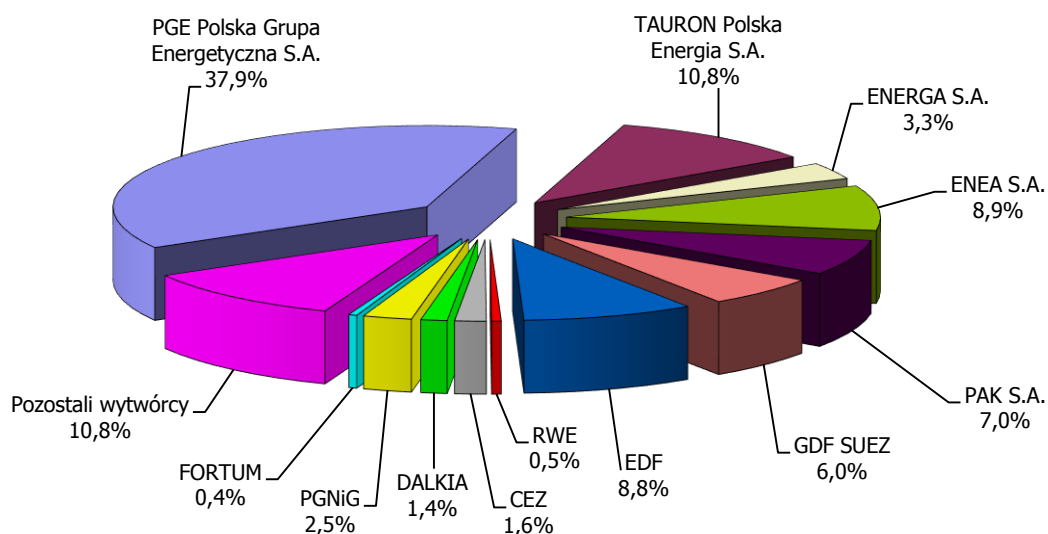
Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego od czasu wdrożenia „Programu dla elektroenergetyki” nie uległa zasadniczym zmianom, niemniej w kolejnych latach zmieniał się ich udział w rynku.

Największy udział w podsektorze wytwarzania w 2014 r. miała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia S.A. Przy czym udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w sektorze wytwarzania w 2014 r. kształtował się na poziomie 37,9%¹⁶⁾ (w 2013 r. – 39,3%, spadek o 1,4 punktu procentowego). Udział grupy TAURON Polska Energia S.A. wyniósł w 2014 r. 10,8%, co oznacza spadek w porównaniu z 2013 r. o 2,8 punktu procentowego.

Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rys. poniżej.

¹⁶⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Rysunek 3. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2014 r.



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji (tab. 2).

Tabela 2. 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 ¹⁷⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2013	5	6	55,1	62,5	1 520,5	1 995,5
2014	5	6	53,6	57,7	1 441,0	1 823,1

* 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.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

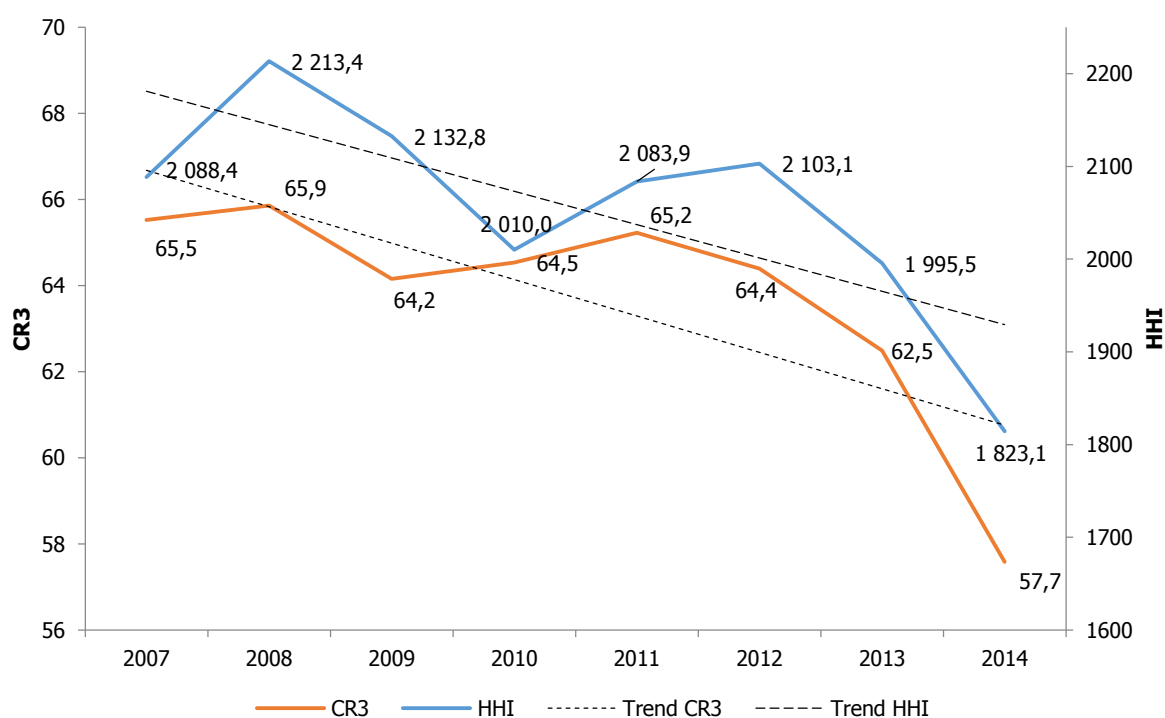
Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2014 r. wyniósł 57,7%. Jednocześnie w stosunku do roku poprzedniego wskaźnik ten wyraźnie spadł, tj. o 4,8 punktu procentowego. Podobną tendencję obserwuje się przy drugim wskaźniku – udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – udział ten zmniejszył się w 2014 r. w stosunku do 2013 r. o 1,5 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali niewiele ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za mniej niż 60% produkcji energii elektrycznej w kraju. Przy czym, wśród trzech dominujących

¹⁷⁾ 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).

podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, od 2014 r. po raz pierwszy pojawili się wytwórcy funkcjonujący w ramach grupy kapitałowej ENEA S.A. W poprzednich latach pozycję tę zajmowali wytwórcy skupieni w grupie kapitałowej EDF, posiadający nieznacznie wyższy udział w rynku niż grupa kapitałowa ENEA S.A.

Tendencja spadkowa wskaźnika HHI, mierzonego według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych) utrzymywała się nadal w 2014 r. Spadek tego wskaźnika był znaczący, bowiem zmniejszył się on w 2014 r. w porównaniu do 2013 r. odpowiednio o 5,2% i 8,6%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji znajduje się w praktyce na granicy pomiędzy średnią i wysoką koncentracją, natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się znacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji. Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2014 została przedstawiona na rys. poniżej.

Rysunek 4. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2014



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że w dwóch ostatnich latach wskaźniki te uległy znacznemu zmniejszeniu. Jest to spowodowane w głównej mierze wzrostem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim wiatrowych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. W 2014 r. do zmniejszenia wskaźnika koncentracji przyczyniła się także zmiana salda wymiany transgranicznej z eksportu na import, co wiąże się ze zmniejszeniem krajowej produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych w porównaniu do roku poprzedniego. Także w horyzoncie długoterminowym (lata 2007–2014) trend zmiany wskaźników koncentracji oraz udziału rynkowego trzech największych podmiotów jest malejący.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich sprzedawana i kontraktowana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kierunki sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2013–2014.

Tabela 3. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2013–2014 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2013	57,6	80,1	6,4	0,0	3,3	4,7
2014	53,3	79,3	9,2	0,0	2,0	2,8

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

Dane oparte na informacjach pozyskanych od podmiotów wyselekcjonowanych w wyniku doboru celowego.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Tabela 4. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2013–2014 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2013	144,1	37,2	5,4	2,7	114,7	21,6
2014	127,9	57,2	4,6	2,2	114,5	24,0

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

Dane oparte na informacjach pozyskanych od podmiotów wyselekcjonowanych w wyniku doboru celowego.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

W przypadku wytwórców w 2014 r., podobnie jak w 2013 r., główne kierunki sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii, oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Natomiast w przypadku przedsiębiorstw obrotu kierują one sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu oraz do odbiorców końcowych. W mniejszym stopniu, choć również znacząco, kierują sprzedaż na giełdę energii.

Sprzedaż poprzez giełdę energii

Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE S.A. w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Obrót na giełdzie energii prowadzony jest od godz. 7:15 do godz. 14:30 przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich.

W latach poprzedzających wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa wytwórcze sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnej grupy kapitałowej, co było główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Poczynając od 2010 r. na hurtowym rynku energii elektrycznej można zaobserwować dynamiczny rozwój rynku giełdowego.

Zmiana struktury obrotu energią elektryczną z transakcji bilateralnych w kierunku transakcji zawieranych na transparentnym i płynnym giełdowym rynku energii elektrycznej świadczy o tym, że rynek energii elektrycznej staje się coraz bardziej dojrzały.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2014 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 186,7 TWh i był wyższy od wolumenu z 2013 r. wynoszącego 176,6 TWh o 5,7%. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej w 2014 r. wyniosła 172,6 TWh.

Obecnie status członka TGE S.A. posiada 64 przedsiębiorstw, m.in. wytwórcy energii, spółki obrotu i domy maklerskie. W 2014 r. nowymi członkami zostało pięć podmiotów.

W 2014 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB), Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz Rynek Terminowy Towarowy (RTT). Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2014 r. na tym rynku łącznie z aukcjami energii elektrycznej zawarto 14 474 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 162,9 TWh, co oznacza wzrost o 5,4% w stosunku do roku poprzedniego. Najbardziej płynnym kontraktem w 2014 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2015 rok (BASE_Y-15). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2014 r. wyniósł 94 TWh – stanowi to 57,8% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w 2014 r.

W 2014 r. na RDN zawarto 1 348 245 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 23,7 TWh, co oznacza wzrost o 6,8% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2014 r. na RDB zawarto 5 945 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 85 369,2 MWh, co oznacza wzrost o 62% w stosunku do roku poprzedniego.

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne stanowią formę sprzedaży energii elektrycznej polegającą na bezpośrednim zawieraniu umów pomiędzy uczestnikami rynku. Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzą strony kontraktu, niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty dwustronne zawierane są w szerokim horyzoncie czasowym od umów dwustronnych rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2014 r.

Analizując poziom cen na rynku hurtowym można dokonać następującego podziału:

- ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2014 r. kontraktowanej w większości w latach poprzednich (średnioroczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- ceny energii elektrycznej sprzedawanej i dostarczonej na rynku SPOT w 2014 r. np. mierzone indeksem IRDN24,
- ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2014 r. na przyszłe okresy np. kontrakty typu BASE_Y-15.

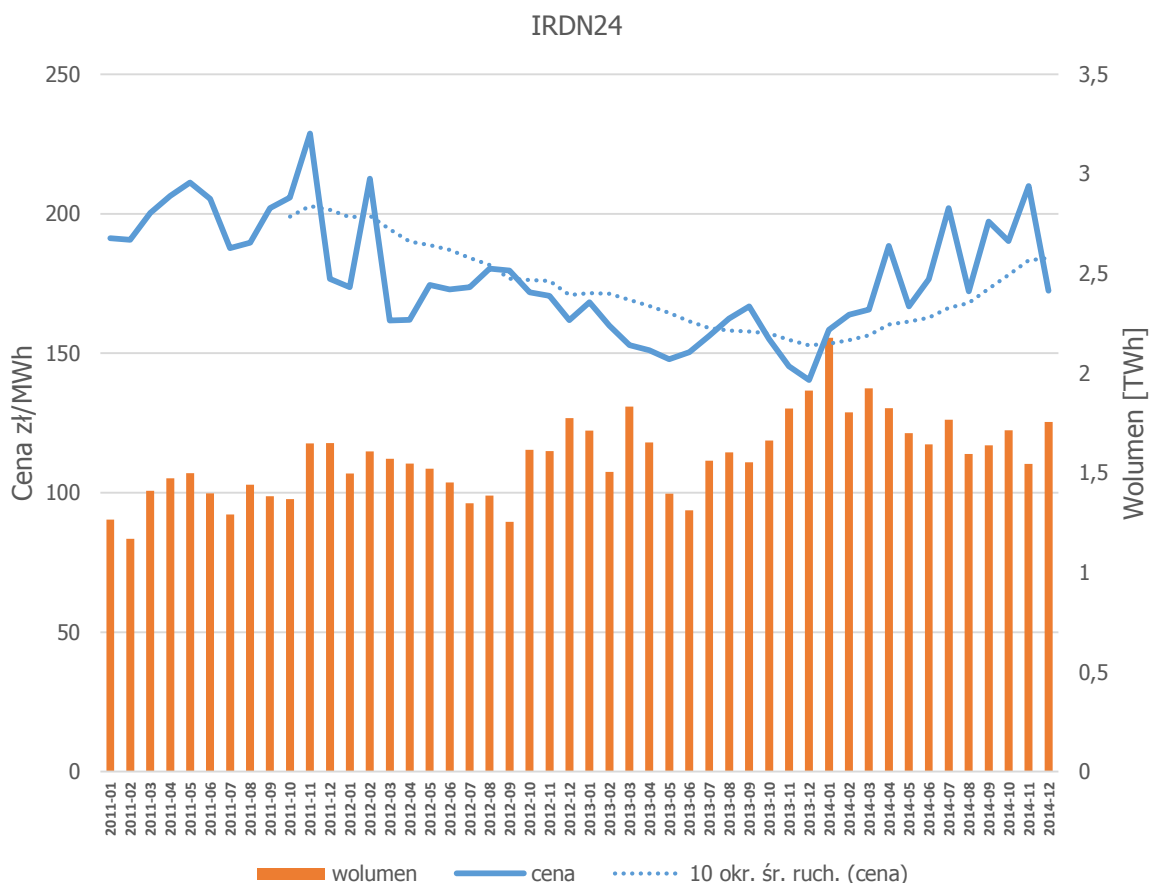
Do pierwszej kategorii cen wymienionych powyżej należy zaliczyć średnioroczną cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w dalszej części niniejszego Sprawozdania (odpowiednio pkt 5.9.1 oraz pkt 5.9.5).

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Poniższy wykres przedstawia kształtowanie się cen na rynku spotowym – RDN, prowadzonym przez TGE S.A. Indeks IRDN24 przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Porównując średnie roczne ceny na RDN wzrosły one w 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego o 18,5%. Na rys. 5 przedstawiono kształtowanie się tych cen w latach 2011–2014.

Rysunek 5. Średnia miesięczna cena energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzona IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN [MWh]



10 okr. śr. ruch. – 10-cio okresowa średnia ruchoma

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Ceny na rynku terminowym TGE S.A.

W 2014 r. obserwowano wzrost cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji jest wzrost cen kontraktów terminowych BASE_Y-15 (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2015 rok), gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2014 r. ukształtowała się na poziomie 169,25 zł/MWh. W porównaniu z 2013 r., gdzie cena kontraktów terminowych BASE_Y-14 zawieranych w 2013 r. z dostawą w roku następnym wyniosła 155,13 zł/MWh, można zaobserwować wzrost cen kontraktów terminowych o ok. 9%.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-15 w grudniu 2014 r. wyniosła 175,53 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów w grudniu 2013 r. wyniosła 158,40 zł/MWh, co oznacza wzrost tej ceny o 10,8% w 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego.

28 grudnia 2011 r. weszło w życie rozporządzenie REMIT. Nakłada ono na ACER oraz krajowe organy regulacyjne szereg obowiązków w zakresie monitorowania hurtowych rynków energii, wykrywania i zapobiegania manipulacjom i próbom manipulacji na tych rynkach oraz zapobiegania wykorzystywaniu informacji wewnętrznej. Jednocześnie w celu umożliwienia tym podmiotom wykonywania powierzonych im zadań rozporządzenie zobowiązuje uczestników rynku do przekazywania ACER szczegółowych danych na temat kontraktów zawieranych na hurtowych rynkach energii, przy czym każdy uczestnik rynku przed zawarciem pierwszego kontraktu podlegającego zgłoszeniu jest zobowiązany do zarejestrowania się w rejestrze uczestników rynku, utworzonym i prowadzonym przez krajowy organ regulacyjny. W 2014 r. oraz w latach poprzednich Prezes URE poprzez komunikaty zamieszczone na stronie internetowej informował uczestników rynku o wejściu w życie przepisów rozporządzenia REMIT oraz o wynikających z tych przepisów obowiązkach.

Wykonywanie przez Prezesa URE wynikających z rozporządzenia REMIT zadań w zakresie zapobiegania manipulacji i próbom manipulacji na hurtowych rynkach energii oraz wykorzystywaniu informacji wewnętrznej będzie możliwe po wejściu w życie przepisów prawa krajowego umożliwiających stosowanie rozporządzenia REMIT w praktyce. Stosowna regulacja została zawarta w projekcie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Projekt ten jest obecnie w trakcie procesu legislacyjnego, który rozpoczął się w 2014 r. i nie został jeszcze zakończony. Przedstawiciele Prezesa URE biorą czynny udział w tym procesie.

1.1.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek. Rok 2014 był kolejnym rokiem, w którym Prezes URE kontynuował monitorowanie tego rynku. Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku. W 2014 r., podobnie jak w roku ubiegłym, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej, a mianowicie działalności wytwórczej lub obrotowej prowadzonej w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (*unbundling*). Ponadto w 2014 r. działało 164 przedsiębiorstw pełniących funkcję OSD – funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku wydzielenia działalności dystrybucyjnej (OSDn).

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Gwarancją zapewnienia niezależności OSD, poza dokonaniem rozdziałem działalności, mają być opracowane przez operatorów Programy, w których określone zostały przedsięwzięcia, jakie operatorzy zobowiązani są podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności). Programy OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania Programów do zatwierdzenia. Zatwierdzone Programy Zgodności podlegają kontroli Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności.

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD). Od początku 2014 r. obowiązywały nowe IRiESD dla pięciu dużych OSDp: PGE Dystrybucja S.A. (weszła w życie 1 października 2013 r.), RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. (weszły w życie od 1 stycznia 2014 r.). Zatwierdzone przez Prezesa URE instrukcje wprowadziły m.in. zasady sprzedaży

rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych (przyłączonych do sieci o napięciu 1 kV) oraz jednolite procedury zmiany sprzedawcy. Warto zaznaczyć, że zgodnie z nowymi procedurami OSDp mają obowiązek przeprowadzić proces zmiany sprzedawcy w terminie do 21 dni kalendarzowych. Wydaje się, że największą zmianą w funkcjonowaniu operatorów, po wejściu w życie zapisów nowych Instrukcji, jest obowiązek realizacji przez OSDp umów kompleksowych zawieranych przez odbiorców także przy zmianie sprzedawcy.

Obowiązująca od początku 2014 r. nowa procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej była realizowana przez OSD bez większych przeszkód, poza przypadkiem jednego z OSDp, u którego błędne funkcjonowanie systemu informatycznego utrudniło proces zmiany sprzedawcy (kwestia ta została szczegółowo opisana w pkt 5.3. Nakładanie kar pieniężnych).

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2014 r. największa liczba odbiorców innych niż gospodarstwa domowe, którzy zmienili sprzedawcę, to odbiorcy przyłączeni do sieci ENEA Operator Sp. z o.o., natomiast najmniej odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Z kolei w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę to odbiorcy przyłączeni do sieci TAURON Dystrybucja S.A., a najmniej takich odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2014 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 100 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (w liczbie 164) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca jest przyłączony, natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym sprzedawać energii do poszczególnych grup odbiorców¹⁸⁾ z określonych obszarów – zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

Generalne umowy dystrybucji są najczęściej zawierane w oparciu o wzorzec z 2009 r. wypracowany przez TOE oraz PTPIREE. W 2014 r., na terenie poszczególnych OSD, średnio działało od 78 do 106 sprzedawców energii elektrycznej (liczba zawartych GUD). Najwięcej umów (106) sprzedawcy zawarli z TAURON Dystrybucja S.A. Należy podkreślić, że średnia roczna liczba zawartych w 2014 r. GUD z nowymi sprzedawcami utrzymała się na poziomie z zeszłego roku, tj. ok. 20 podpisanych umów. Z uwagi na fakt, że zawarcie z OSD umowy GUD jest warunkiem działania sprzedawcy na terenie tego OSD i umożliwia mu pozyskanie nowych odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD, powyższa tendencja wskazuje na utrzymanie poziomu rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej.

Od 1 stycznia 2014 r. został wprowadzony do stosowania wzorzec GUD-K opracowany przez TOE oraz PTPIREE. Warto przypomnieć, że dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Dotychczas tylko sprzedawcy z urzędu mieli zawarte z OSD umowy umożliwiające realizację usługi kompleksowej. Szczegóły dotyczące postępów w zawieraniu wzorca GUD-K opisano w pkt 1.2.6.1.

¹⁸⁾ Nie dotyczy to sprzedawców z urzędu, którzy mają prawny obowiązek sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu.

Sprzedawcy energii elektrycznej dokonujący sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W celu udostępnienia swoich ofert sprzedawcy korzystają także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. W 2014 r. średnio miesięcznie ok. 28 sprzedawców zamieszczało swoje oferty w Kalkulatorze.

W 2014 r. na rynku detalicznym energii elektrycznej prowadzone były również prace nad wzmocnieniem pozycji konsumentów (odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych) poprzez ich dalsze informowanie i edukowanie. W tym celu opracowany został Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej, dokument zawierający praktyczne informacje dotyczące zarówno praw odbiorców, jak również funkcjonowania rynku oraz sprzedaży i dostawy energii elektrycznej. Kopia Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej jest obowiązkowo dostarczana odbiorcom przez sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają także obowiązek zapewnić publiczny dostęp do Zbioru. Kopia Zbioru udostępniona została również w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,9 mln, z czego 90,2% (ponad 15 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi.

Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Miernikiem korzystania przez odbiorców z przysługujących im na rynku detalicznym energii elektrycznej praw jest skłonność tych odbiorców do zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej ze swobodnie wybranym sprzedawcą tej energii. W 2014 r. ponad 144 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C aktywnie korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wyniosła ponad 284 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2014 r. odnotowano 94,5%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2013 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 61,9%, a w przypadku odbiorców z grupy G – 117,0%. Należy również zauważyć ponad 2-krotny wzrost liczby odbiorców w segmencie odbiorców dokonujących zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym, który dokonali zamiany sprzedawcy w stosunku do 2013 r.

Niewątpliwie dużym ułatwieniem dla odbiorcy dokonującego wyboru sprzedawcy jest możliwość skorzystania z zamieszczonej na stronie internetowej operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, listy sprzedawców działających na terenie tego operatora. W 2014 r. na stronach internetowych wszystkich OSDp dostępne były wykazy sprzedawców. Jednocześnie konsumenci mogli samodzielnie porównać ceny sprzedawców korzystając z Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego dostępnego na stronie URE.

W przeważającej większości odbiorcy, w tym odbiorcy w gospodarstwach domowych pobierają energię elektryczną na podstawie umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą z urzędu. Takie umowy mają w praktyce prawie wszyscy odbiorcy, którzy nie zmienili sprzedawcy energii elektrycznej. Natomiast odbiorcy, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, zarówno ci w gospodarstwach domowych, jak i odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C, pobierają energię elektryczną na podstawie dwóch odrębnych umów: umowy sprzedaży zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z operatorem.

W 2014 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w roku poprzednim, sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką

sprzedawców jest nie informowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym obowiązkowym ubezpieczeniu czy sankcji finansowej za wcześniejsze zerwanie umowy) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2014 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny blisko 91 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

Poniżej przedstawione zostały informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę łącznie z liczbą zmian sprzedawcy.

Tabela 5. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych

OSD przyłączeni do sieci NN

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2014 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2014 r. [MWh]*	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2 000	6 173	55 702 771	2 241	23	45 364 498	76 886
50 – 2 000	95 689	23 431 627	29 575	2 041	7 643 311	364 145
< 50	16 773 380	44 807 325	111 846	282 022	1 367 858	552 334
RAZEM	16 875 242	123 941 723	143 662	284 086	54 375 667	993 365
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	1 675	4 936 932	69	1	1 166 390	2 032
50 – 2 000	4 126	896 909	386	11	167 543	1 973
< 50	54 485	353 529	391	62	7 607	106
RAZEM	60 286	6 187 369	846	74	1 341 541	4 112
OSD RAZEM						
> 2 000	7 848	60 639 703	2 310	24	46 530 888	78 918
50 – 2 000	99 815	24 328 535	29 961	2 052	7 810 855	366 118
< 50	16 827 865	45 160 854	112 237	282 084	1 375 465	552 440
SUMA OSD	16 935 528	130 129 092	144 508	284 160	55 717 207	997 477

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2014 r., co wynika z terminów odczytów liczników wskazanych w umowach, w których okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc).

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Ceny

Po uwolnieniu w 2008 r. cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe.

Zaprezentowane w tab. 6 i na rys. 6 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2013 r. a IV kwartałem 2014 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największa obniżka cen energii elektrycznej nastąpiła dla odbiorców grupy taryfowej A – o 12,5%, a najmniejsza dla odbiorców z grupy taryfowej C – o 1,9%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny za energię elektryczną spadły

o 4,4%. Tym samym utrzymał się trend spadkowy cen detalicznych z poprzedniego roku, spowodowany obniżeniem cen zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym.

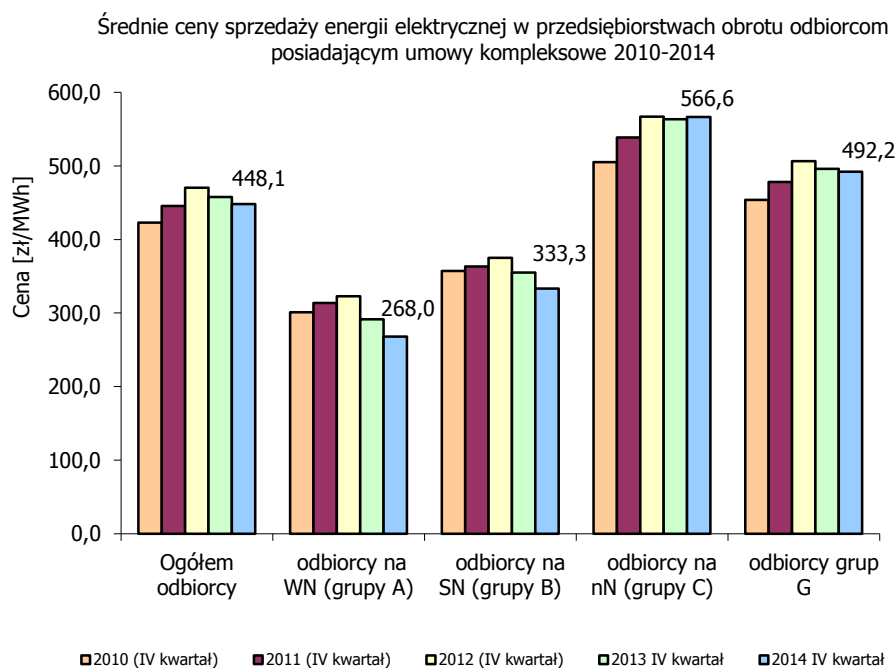
Natomiast opłata dystrybucyjna w 2014 r. wzrosła dla odbiorców wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej odnotowano dla grupy taryfowej A – o 7,9%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej B – o 1,7%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych opłaty dystrybucyjne wzrosły o 3,2%.

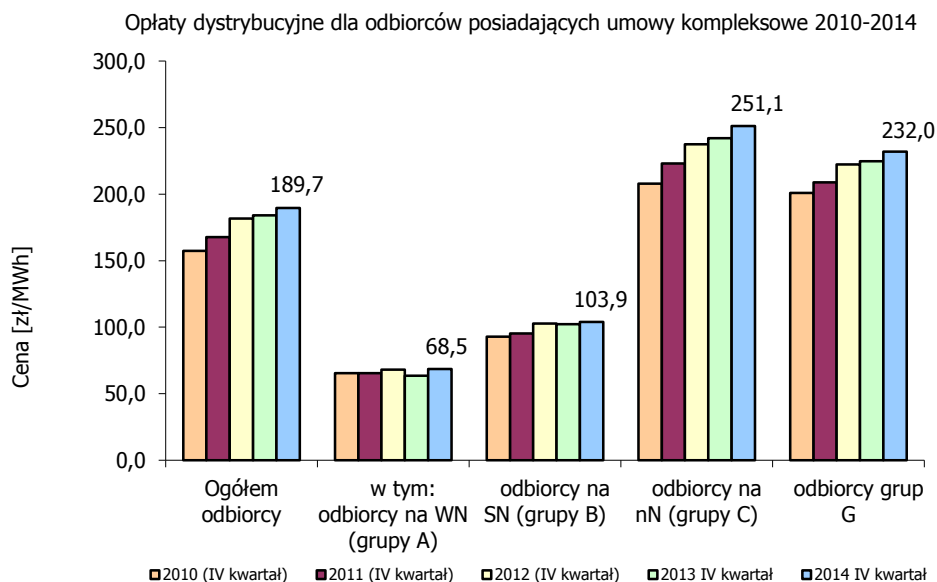
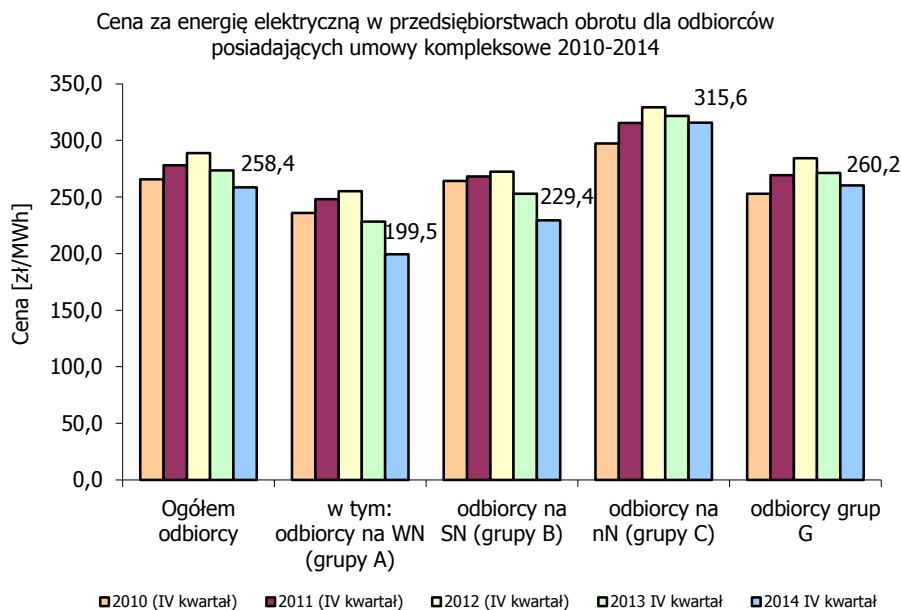
Tabela 6. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2013 r.			IV kwartał 2014 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
Ogółem odbiorcy	457,6	273,6	184,0	448,1	258,4	189,7
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	291,6	228,1	63,5	268,0	199,5	68,5
odbiorcy na SN (grupy B)	355,2	252,9	102,2	333,3	229,4	103,9
odbiorcy na nN (grupy C)	563,6	321,7	242,0	566,6	315,6	251,1
odbiorcy grup G	496,1	271,3	224,8	492,2	260,2	232,0
w tym: gospodarstwa domowe	495,9	271,1	224,9	491,5	259,3	232,2

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki.

Rysunek 6. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartałów lat 2010–2014





Źródło: Opracowano na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki.

1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

1.2.1. Koncesje

Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

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 rolniczego,
- 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 S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 towarowych,
 - c) obrotu energią elektryczną innego, niż określony w lit. b, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b.

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

Rok 2014 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, które weszły w życie 11 marca 2010 r. i 11 września 2013 r. Nowelizacje te nałożyły na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej nowe obowiązki.

W ślad za działaniami z lat 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 2014 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 2014 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców kilku przedsiębiorstw, które zgłosiły zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazują odbiorców innym przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielanie koncesji

Prezes URE w przeważającej części 2014 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy Departamentu Systemów

Wsparcia (departament DSW), Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła (departament DRE) oraz oddziałów terenowych¹⁹⁾.

W 2014 r. Prezes URE udzielił 366 koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej (w tym 292 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii), 179 koncesji na przesyłanie lub dystrybucję oraz 402 koncesje na obrót energią elektryczną.

Tabela 7. Liczba koncesji udzielonych w 2014 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu DSW [szt.]	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu DRE [szt.]
Wytwarzanie	8	3
Przesyłanie lub dystrybucja	0	3
Obrót	0	40*)
Razem	8	43

*) W tym 6 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

Tabela 8. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2014 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	122,534	196
Elektrownie na biomasę	1 008,245	36
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	21,004	119
Elektrownie wiatrowe	3 833,832	931
Elektrownie wodne	977,007	756
Współspalanie**	-	44
Łącznie	5 962,622	2 082

* Nie uwzględnia danych dot. 58 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.

Źródło: URE.

Do końca 2014 r., w zakresie działania departamentu DSW, Prezes URE udzielił 5 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE.

Tabela 9. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2014 r. promes koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	9,983	9
Elektrownie na biomasę	54,289	13
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	135,375	167
Elektrownie wiatrowe	4 438,816	197
Elektrownie wodne	2,150	7
Łącznie	4 640,613	393

* Nie uwzględnia ewentualnie projektowanych instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, które będą podlegać wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE.

¹⁹⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

Zmiany koncesji

W 2014 r. w departamentach DRE i DSW wydano łącznie 112 decyzji zmieniających udzielone koncesje (w tym promesy koncesji). Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- 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.

Inne decyzje w sprawach koncesji

W 2014 r., w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź w związku z przekształceniami kapitałowymi przedsiębiorstw, prowadzącymi do wykreślenia koncesjonariuszy z odpowiedniego rejestru lub ewidencji, w departamentach DRE i DSW cofnięto lub wygaszono łącznie 21 koncesji. Dodatkowo w pięciu przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy udzielenia koncesji we wszystkich przypadkach było nie dysponowanie przez przedsiębiorstwa środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz brak udokumentowania możliwości ich pozyskania. Ponadto w jedynym przypadku odmówiono zmiany koncesji na dystrybucję energii elektrycznej ze względu na brak warunków technicznych niezbędnych do prawidłowego wykonywania działalności gospodarczej w tym zakresie.

1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

- W 2014 r., tak jak w latach ubiegłych, Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej dla:
- operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
 - 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,
 - 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,
 - pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

W sierpniu 2014 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2015 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek w połowie września 2014 r. Wniosek ten został sporządzony w oparciu o zaakceptowaną przez Prezesa URE w 2012 r. metodę taryfy wieloletniej (zawartą w dokumencie p.n. „Zasady stanowienia kosztów będących podstawą kalkulacji stawek opłat w Taryfach PSE Operator S.A. w latach 2012–2015”) oraz decyzję ustalającą współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015²⁰⁾. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania analizie

²⁰⁾ Stosownie do zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2013 r. poz. 1200), w pierwszym roku okresu regulacji (2012 r.) współczynniki te były zawarte w stawkach opłat, natomiast na kolejne lata okresu regulacji zostały ustalone w stosownych decyzjach.

podlegały nie tylko wybrane pozycje kosztowe, ale również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2015 r. zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji 17 grudnia 2014 r.

W taryfie został uwzględniony nowy poziom stawek opłaty przejściowej na podstawie Informacji Prezesa URE nr 37/2014 z 16 października 2014 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2015.

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

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2015 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2015 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE²¹⁾.

Podkreślenia wymaga, że rok 2015 jest dla operatorów systemów dystrybucyjnych ostatnim rokiem 4-letniego okresu regulacji, obejmującego lata 2012–2015. Zatem, przy opracowaniu ww. dokumentu zostały uwzględnione założenia wykorzystywane w procesie taryfowania w poprzednich latach tego okresu, przede wszystkim w zakresie modelu oceny kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej, metody ustalania wartości regulacyjnej aktywów (WRA) i zwrotu z zaangażowanego kapitału.

W trakcie procesu zatwierdzenia taryf na 2015 r., poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o współczynniki korekcyjne wynikające z wydanych w 2012 r. przez Prezesa URE decyzji ustalających współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015²²⁾. Decyzje te uwzględniały wyniki dokonanej w latach 2010–2011 oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych.

Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

W prowadzonym w 2014 r. procesie taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwierdzenia taryf w 2010 r. na okres 2011–2015²³⁾. Podobnie jak w latach ubiegłych, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka²⁴⁾.

Sposób wyznaczania pozostałych elementów przychodu regulowanego dla każdego z operatorów systemów dystrybucyjnych został określony w wymienionym powyżej dokumencie.

Proces zatwierdzenia taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2015 r. został rozpoczęty w listopadzie 2014 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. Prezes URE 17 grudnia 2014 r. zatwierdził taryfy dla powyższych operatorów systemów dystrybucyjnych na okres do 31 grudnia 2015 r.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (pięciu OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych wzrosły średnio o 3,9%. Stawki za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wzrosły od 2,5% w PGE Dystrybucja S.A. do 4,6% w ENERGA-Operator S.A.

²¹⁾ Dokument jest dostępny na stronie internetowej URE pod adresem <http://bip.ure.gov.pl/download/3/5037/Taryfy-OSDnrok2015.pdf>.

²²⁾ Stosownie do zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2013 r. poz. 1200), w pierwszym roku okresu regulacji (2012 r.) współczynniki te były zawarte w stawkach opłat, natomiast na kolejne lata okresu regulacji zostały ustalone w stosownych decyzjach.

²³⁾ 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://bip.ure.gov.pl/download/3/5041/kosztkapitaludlaoperatorowsystemowelekroenergetycznychnrok2015.pdf>

²⁴⁾ Dokument „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na rok 2014”, dostępny na stronie internetowej URE pod adresem: <http://bip.ure.gov.pl/download/3/3877/Kosztkapitaludlaoperatorowsystemowelekroenergetycznych-nrok2014.pdf> przedstawia sposób wyznaczenia średnioważonego kosztu kapitału na rok 2014.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdziału działalności

W listopadzie 2014 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj.: TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A., PGE Obrót S.A. oraz ENERGA-Obrót S.A.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, 17 grudnia 2014 r. Prezes URE zatwierdził na okres do 31 grudnia 2015 r. taryfy dla trzech przedsiębiorstw, tj. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A., PGE Obrót S.A., które zakładają niewielką podwyżkę cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup G, tj. gospodarstw domowych (TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. 0,8%, PGE Obrót S.A. 0,6% i ENEA S.A. 0,7%).

Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ENERGA-Obrót S.A., ze względu na niedostosowanie się do wymagań Prezesa URE prezentowanych w wezwaniach, nie zostało zakończone w 2014 r. Decyzja odmawiająca zatwierdzenia tej taryfy została podpisana przez Prezesa URE w lutym 2015 r. Od tej decyzji strona złożyła odwołanie do sądu.

Natomiast RWE Polska S.A. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. nie przedkładają taryf do zatwierdzenia.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Taryfy dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali urzędu (departamencie DRE), jak i oddziałach terenowych²⁵).

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

Postępowania administracyjne w sprawach zatwierdzania bądź zmian taryf dla energii elektrycznej dla tych przedsiębiorstw, prowadzone były w zakresie dystrybucji – w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych, natomiast w zakresie obrotu jedynie w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G (gospodarstwa domowe), przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

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. Oczywiście stosowanie powyższej ogólnej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w departamencie DRE

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej w departamencie DRE w 2014 r. Prezes URE wydał 103 decyzje administracyjnych, w tym:

- 36 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 5 decyzji dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 1 decyzję dla PSE S.A.;
 - 3 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 27 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 47 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, wszystkie dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 5 decyzji o odmowie zatwierdzenia zmian w taryfie, w tym:
 - 4 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej,
- 2 decyzje o umorzeniu postępowania dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,

²⁵) Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych URE prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

- 13 decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w tym:
 - 2 decyzje w kwestiach taryfowych;
 - 11 decyzji związanych z planami rozwoju.

Do 31 grudnia 2014 r. nie zostało zakończonych 6 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 2014 r., podobnie jak w poprzednich latach, była w dalszym ciągu zdeterminowana przede wszystkim ustawą zmieniającą, która weszła w życie 11 marca 2010 r., jak i ustawą nowelizującą, która weszła w życie 11 września 2013 r.

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

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

Wyznaczenie na operatora systemu przesyłowego (OSP)

16 czerwca 2014 r. Prezes URE wyznaczył przedsiębiorstwo PSE S.A. operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na kolejny okres, tj. od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Postępowanie w tej sprawie zostało wszczęte przez Prezesa URE na wniosek OSP 10 października 2013 r.

Po przeanalizowaniu treści wniosku o wyznaczenie na operatora systemu przesyłowego Prezes URE wezwał stroną do nadesłania wskazanych w piśmie wyjaśnień i dokumentów, a OSP na wezwania te odpowiedział w wymagany sposób i w wyznaczonym terminie.

Wydanie decyzji w sprawie wyznaczenia na operatora systemu przesyłowego zostało poprzedzone przyznaniem 4 czerwca 2014 r. certyfikatu spełniania warunków i kryteriów niezależności w myśl art. 9h¹ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (patrz pkt 1.2.4).

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2014 r. Prezes URE wyznaczył 13 OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2014 r. Prezes URE dokonał zmian w 17 decyzjach wyznaczających OSD. W wyniku tych decyzji, według stanu na koniec 2014 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 169 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2014 r. Prezes URE w trzech przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.

1.2.4. Certyfikat niezależności

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. W imieniu Skarbu Państwa uprawnienia wynikające z akcji PSE S.A. wykonuje, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne, Minister Gospodarki. PSE S.A. prowadzą działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Działalność ta jest wykonywana na podstawie koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, obowiązującej w terminie do 31 grudnia 2030 r. Na mocy decyzji Prezesa URE, PSE S.A. były wyznaczone operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej: „OSP”) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na okres do 1 lipca 2014 r. PSE S.A. świadczą usługi przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z wykorzystaniem sieci przesyłowej, której są właścicielem, oraz – w niewielkim zakresie – dysponują majątkiem nie będącym ich własnością, na podstawie umów cywilno-prawnych, tj. umów o użytkowanie urządzeń elektroenergetycznych, których przedmiotem jest ustanowienie przez właściciela na rzecz PSE S.A. praw użytkowania urządzeń elektroenergetycznych. PSE S.A. nie posiadają systemów przesyłowych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Ustawą nowelizującą transponowane zostały do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE²⁶⁾ w zakresie uzyskiwania przez operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów połączonych certyfikatu spełniania kryteriów niezależności. Kwestie związane z postępowaniem mającym na celu udzielanie ww. operatorom certyfikatu spełniania kryteriów niezależności uregulowane zostały w dodanym art. 9h¹ ustawy – Prawo energetyczne.

W myśl art. 9h¹ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE przyznaje certyfikat niezależności na wniosek właściciela sieci przesyłowej, albo przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania energii elektrycznej, z którym właściciel sieci przesyłowej zawarł umowę powierzającą temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością. Certyfikat niezależności może być także przyznany przez Prezesa URE z urzędu, w przypadku braku wniosku, o którym mowa powyżej, albo też na wniosek Komisji Europejskiej. Jednocześnie, zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 14 ust. 1 ustawy nowelizującej, właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h¹ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązani są wystąpić z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności, o którym mowa w art. 9h¹ ust. 1 tej ustawy, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej (tj. od 11 września 2013 r.).

W związku z powyższym, 10 października 2013 r. PSE S.A. wystąpiły do Prezesa URE z wnioskiem (dalej: „Wniosek”) o przyznanie certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h¹ ust. 1 (dalej: „certyfikat niezależności”). Wniosek powyższy spełniał kryteria formalne, w tym złożony został w terminie zgodnym z dyspozycją art. 14 ust. 1 ustawy nowelizującej.

W toku postępowania Prezes URE zobowiązany jest ocenić, czy spełnione są przesłanki uznania, że PSE S.A. pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Dokonując tej oceny Prezes URE bierze pod uwagę spełnianie kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne i dookreślonych w regulacjach zawartych w kolejnych ustępach tego samego artykułu. Wstępną decyzję certyfikacyjną Prezes URE zobowiązany jest notyfikować Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania przez OSP warunków i kryteriów niezależności (art. 9h¹ ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne). W myśl art. 9h¹ ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria niezależności, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat niezależności, w terminie:

²⁶⁾ Dz. U. UE L 2009.211.55

- 1) dwóch miesięcy od dnia wydania przez Komisję Europejską opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności, albo
- 2) jeżeli Komisja Europejska nie wyda opinii – od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, tj. dwóch miesięcy od dnia wystąpienia o wydanie opinii, lub
- 3) czterech miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie – w przypadku zwrócenia się Komisji Europejskiej do ACER, danego państwa członkowskiego UE lub innego zainteresowanego podmiotu z wnioskiem o zajęcie stanowiska.

Po przeanalizowaniu treści wniosku PSE S.A. o przyznanie certyfikatu niezależności, Prezes URE wezwał stronę do nadesłania wskazanych w piśmie wyjaśnień i dokumentów, a PSE S.A. na wezwania te odpowiedziały w wymagany sposób i w wyznaczonym terminie.

4 czerwca 2014 r. zakończył się prowadzony przez Prezesa URE proces przyznawania operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. certyfikatu spełniania warunków i kryteriów niezależności.

Przyznanie PSE S.A. certyfikatu oznacza, że operator został uznany za niezależnego pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz w podejmowaniu decyzji niezależnie od innych działalności, niezwiązanych z przesyłaniem energii elektrycznej. Prezes URE prowadził postępowanie administracyjne, w trakcie którego oceniał spełnianie przez OSP kryteriów wskazanych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. W kwietniu 2014 r. Komisja Europejska pozytywnie zaopiniowała projekt decyzji regulatora o przyznaniu certyfikatu niezależności polskiemu operatorowi.

Przyznany certyfikat niezależności pozwolił na wyznaczenie przez Prezesa URE, PSE S.A. na OSP na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r.

1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

OSP w 2014 r. czterokrotnie wnioskował do Prezesa URE o zmianę IRiESP opracowanej na podstawie art. 9g ustawy – Prawo energetyczne. Do najważniejszych spośród wprowadzonych zmian należy zaliczyć:

- 1 stycznia 2014 r. została wprowadzona modyfikacja zasad wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy na rynku usług systemowych. Zmiany zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CB/9/2013 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 1 lipca 2014 r. został wprowadzony mechanizm aktywnego uczestnictwa w Rynku Bilansującym URB dysponujących urządzeniami i instalacjami odbiorczymi, które mogą podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP. Zmiany zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CB/8/2013 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2014 r. Prezes URE zatwierdził zmiany trzech Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej: dla RWE Stoen Operator Sp. z o.o. (zmieniona trzykrotnie), ENERGA-Operator S.A. (zmieniona trzykrotnie) oraz ENEA Operator Sp. z o.o. (jedna zmiana).

Zmiany IRiESD RWE Stoen Operator Sp. z o.o. polegały na zmianie zasad zawierania umów o świadczenie usług dystrybucyjnych energii elektrycznej z odbiorcami, zmianie procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży/umowach kompleksowych oraz zmianie adresu, na który należy wysłać reklamacje w formie pisemnej.

W IRiESD ENERGA-Operator S.A. zmiany dotyczyły sposobu rozliczenia korekty ilości energii elektrycznej dla Miejsca Dostarczania Energii Rynku Detalicznego URBS_D wyznaczonej przez OSD, po zakończeniu roku kalendarzowego, umożliwienia instalacji układów pomiarowych po stronie nN dla odbiorców z III i VI grupy przyłączeniowej oraz określenia wymagania w zakresie klasy pomiaru energii biernej dla mikroźródeł.

Natomiast zmiany wprowadzone w IRiESD ENEA Operator Sp. z o.o. polegały na zmianie struktury kodów Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego nadawanych i wykorzystywanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. Zaktualizowane zostały także zasady świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej ENEA Operator o napięciu znamionowym do 1 kV, którzy mają zawarte umowy kompleksowe.

Jednocześnie we wszystkich ww. Instrukcjach zaktualizowane zostały również standardowe profile zużycia energii elektrycznej.

1.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2 i 3) oraz rozporządzenie 714/2009 nakładają na operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych szereg obowiązków, których monitoring jest ustawowym zadaniem Prezesa URE. Monitoring zgodności działań z ustawą – Prawo energetyczne obejmuje przede wszystkim badanie, czy zadania operatorów wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników systemów. W zakresie obowiązków wynikających z prawa unijnego, Prezes URE weryfikuje na podstawie delegacji przyznanej przez art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne prawidłowość realizacji uregulowań rozporządzenia 714/2009. Ponadto Prezes URE w 2014 r. czynnie uczestniczył w badaniach monitorujących prowadzonych przez organizację koordynującą pracę europejskich regulatorów – ACER.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków i zadań przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych znajdują się również w innych częściach niniejszego Sprawozdania, m.in. w pkt 1.1.2. Rynek detaliczny, w pkt 1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, w pkt 1.7.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w pkt 1.7.7. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE S.A. zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi zostały również przedstawione w pkt 1.3. Sprawozdania.

1.2.6.1. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych zadań wynikających z ustawy – Prawo energetyczne

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 zarówno na hurtowym, jak i detalicznym rynku energii elektrycznej. Działanie tych rynków uzależnione jest bowiem w dużej mierze od przestrzegania zasad dostępu do sieci i prawidłowego wywiązywania się operatorów systemu elektroenergetycznego z nałożonych na nich zadań.

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową KSE i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym unormowanych jest w IRiESP, zatwierdzonej przez Prezesa URE. 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.

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE S.A. podejmują działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W 2014 r. PSE S.A. podjęły następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2014 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” (obowiązujący od 1 września 2014 r. do 31 sierpnia 2015 r.). Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” na okres od 1 stycznia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r. (grudzień 2014 r.),
- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w drugiej połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanu Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne dwa szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
- prowadzono szkolenia dyspozytorów KDM i ODM-ów w zbudowanym przez OSP Symulatorze funkcjonowania KSE. Przeprowadzono 45 szkoleń dla pracowników OSP.

W 2014 r. PSE S.A. nie występowały 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 wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2014 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, OSP dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosują przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie. OSP dokonuje zakupu ww. energii elektrycznej poprzez wyłonienie dostawcy/dostawców w wyniku prowadzonego postępowania przetargowego (postępowanie o udzielenie zamówienia niepublicznego), w ramach którego, z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, wybierana jest oferta najlepsza z ekonomicznego punktu widzenia.

Z wyłonionym/wyłonionymi w wyniku przetargu dostawcą/dostawcami, PSE S.A. zawierają umowy dwustronne. Jest to podstawowa forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonują nabycia przeważającej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat przesyłowych.

Pozostała część energii elektrycznej kupowana jest na Rynku Bilansującym. Ta forma zakupu stosowana jest:

- do rozliczania odchyłeń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów, a rzeczywistą ilością strat energii,
- ze względu na dużą godzinową zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina).

Koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas jej przesyłania są kosztami zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

W 2014 r. energia na pokrywanie różnicy bilansowej była kupowana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu energii elektrycznej o następującej ilości i wartości²⁷⁾:

- w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 479 400 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 239 559 242 zł),
- na Rynku Bilansującym²⁸⁾: 302 441 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 58 414 815 zł).

²⁷⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzania informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

²⁸⁾ Przedstawiona ilość energii elektrycznej stanowi saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym. W analogiczny sposób został wyznaczony koszt zakupu energii na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym.

W 2014 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE oraz wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych:

1. Modernizacja stacji 220/110 kV Abramowice – zadanie związane ze zwiększeniem bezpieczeństwa pracy stacji poprzez jej unowocześnienie oraz zwiększenie niezawodności oraz pewności dostaw energii elektrycznej w rejonie miasta Lublin, aglomeracji lubelskiej oraz węzła zamojskiego.
2. Modernizacja linii 220 kV Piotrków – Janów – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej dla aglomeracji łódzkiej.
3. Modernizacja pól linii 220 kV w stacjach Kozienice, Mory, Piaseczno w celu dostosowania do nowych zdolności przesyłowych – zadanie związane z dostosowaniem do nowych zdolności przesyłowych pól liniowych linii 220 kV Kozienice – Mory, Kozienice – Piaseczno i Mory – Piaseczno w ww. stacjach ma na celu zwiększenie niezawodności oraz pewności dostaw energii elektrycznej w rejonie aglomeracji warszawskiej.
4. Modernizacja linii 220 kV Poręba – Czeczott oraz odcinka linii 220 kV Poręba – Byczyna w zakresie OPGW – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej w południowej części kraju oraz zapewnieniem traktów transmisji technologicznych o dużej przepływności bitowej i wysokim standardzie bezpieczeństwa dla potrzeb telekomunikacji i łączy telezabezpieczeń.
5. Modernizacja linii 400 kV Tucznawa – Rogowiec, Joachimów – Rogowiec 3 – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej w rejonie aglomeracji śląskiej i miasta Częstochowy oraz wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów.
6. Modernizacja linii Połaniec – Klikowa w zakresie wymiany przewodu odgromowego OPGW – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej we wschodniej części kraju oraz zapewnieniem traktów transmisji technologicznych o dużej przepływności bitowej i wysokim standardzie bezpieczeństwa dla potrzeb telekomunikacji i łączy telezabezpieczeń.

W roku sprawozdawczym wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE S.A.:

Niedziela, 23 lutego 2014 r.

- 8:46 – w rozdzielni 110 kV Pątnów po zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego szyn zbiorczych 110 kV wyłączyły systemy 1B i 2 szyn zbiorczych 110 kV (wszystkie odejścia). Ponadto w El. Pątnów na skutek braku zasilania potrzeb własnych elektrowni samoczynnie wyłączyły się bloki: B4 200 MW o godz. 8:50 oraz B6 200 MW o godz. 8:53. Przyczyną zwarcia był zerwany przewód fazy L2 wraz z okuciem izolatora na odłączniku sekcyjnym systemu 1B szyn zbiorczych 110 kV.

Ograniczenia odbiorców ENERGA S.A. O/Kalisz wyniosły 31 MW w godz. 8:46 – 9:18 dla Kopalni Józwin 1 i 2, 6 MW w godz. 8:46 – 8:51 dla Walcowni oraz 12 MW dla potrzeb własnych El. Pątnów w godz. 8:46 – 9:22.

Piątek, 27 czerwca 2014 r.

- 15:59 – w rozdzielni 110 kV Kozienice po zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego szyn zbiorczych 110 kV wyłączył system 2 szyn zbiorczych 110 kV (wszystkie odejścia) z powodu zwarcia w polu linii 110 kV Sobolew spowodowanego przez pracownika firmy prowadzącej prace inwestycyjne na stacji.

Ograniczenia odbiorców PGE Dystrybucja S.A. O/Skarżysko-Kamienna wyniosły 4 MW w godz. 15:59 – 16:07.

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych przede wszystkim na zasadach umownych. Wśród podmiotów, od których kupowano energię byli sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. Kupowano także energię na Rynku Bilansującym.

U pięciu największych OSD wystąpiły też nieplanowane wyłączenia oraz ograniczenia w dostawach energii z powodu wydarzeń, które skutkowały awariami sieci dystrybucyjnej, w szczególności wynikającymi ze zjawisk atmosferycznych (burze itp.)

W 2014 r. OSD realizowali obowiązki dotyczące współpracy z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych

rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii. Działania polegały m.in. na aktualizacji planów (opracowywanych wspólnie z OSP) podziału sieci 110 kV na „wyspy” dostosowane do odbudowy systemu po całkowitym zaniku napięcia, prowadzeniu wspólnych z OSP szkoleń służb dyspozytorskich, udziale w opracowywaniu instrukcji odbudowy systemu po rozległej awarii systemowej oraz udziale w przeprowadzanych przez OSP próbach systemowych.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podejmowane przez Prezesa URE w 2014 r. działania dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, o których mowa w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nie odbiegały od praktyki opisywanej w Sprawozdaniach z poprzednich lat. Prezes URE, w trakcie trwania 2014 r., nie skorzystał również z prawa wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane m.in. w formie arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

Przeprowadzona i zakończona w 2014 r. analiza wyników monitorowania przedsiębiorstw pozwala stwierdzić, że wypełniają one obowiązek ustawowy dotyczący ewidencji księgowej.

Monitorowanie OSD w zakresie sporządzania sprawozdań o wytwarzaniu energii elektrycznej przez osoby fizyczne niebędące przedsiębiorcami, w mikroinstalacjach przyłączonych do sieci OSD (art. 9w ust. 2 i ust. 3)

Ustawą nowelizującą wprowadzone zostały zmiany w przepisach ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do wytwarzania energii w źródłach zdefiniowanych w art. 3 pkt 20b jako „mikroinstalacje” (odnawialne źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW), w których wytwarzanie energii elektrycznej odbywa się na podstawie art. 9u, tj. przez osobę fizyczną niebędącą przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Zgodnie z treścią art. 9w ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD), na którego obszarze działania jest przyłączona mikroinstalacja, obowiązany jest do sporządzenia sprawozdania półrocznego zawierającego:

- 1) wykaz osób fizycznych wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji,
- 2) dane dotyczące:
 - ilości energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji;
 - ilości energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci OSD;
 - rodzaju mikroinstalacji, jej lokalizacji oraz zainstalowanej mocy elektrycznej.

Sprawozdanie, zgodnie z art. 9w ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, OSD przekazuje Prezesowi URE w terminie 30 dni od zakończenia półrocza, za które należy złożyć sprawozdanie.

W 2014 r. OSD mieli obowiązek przekazać Prezesowi URE jedno ww. sprawozdanie, za I półrocze 2014 r., do 30 lipca 2014 r. Sprawozdanie za II półrocze 2013 r., zgodnie z zakazem retroakcji prawa nie mogło być uznane za obowiązek OSD – przedmiotowy przepis wszedł w trakcie II półrocza 2013 r.

Jednak wpływające od OSD sprawozdania za powyższy okres, które dotyczyły 155 OSD przyjęto i na ich podstawie ustalono, że w II półroczu 2013 r. u 41 prosumentów moc zainstalowana mikroinstalacji przyłączonych do sieci elektroenergetycznej to łącznie 236,22 kW. W instalacjach tych w półrocznym okresie sprawozdawczym zostało wytworzone 7 663,70 kWh energii elektrycznej (z tego: 107,00 kWh w małych elektrowniach wodnych – WOA oraz 7 556,70 kWh za pomocą przyłączonych do sieci elektroenergetycznej paneli fotowoltaicznych – PVA). Do sieci elektroenergetycznej zostało wprowadzone 5 872,70 kWh tej energii.

Okres sprawozdawczy za I półrocze 2014 r. dotyczył 163 OSD. W sprawozdaniach wykazano 283 prosumentów i 1 575,62 kW mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach przyłączonych do sieci OSD. W instalacjach tych w półrocznym okresie sprawozdawczym zostało wytworzone 440 663,02 kWh energii elektrycznej (z tego: 28 356,24 kWh w małych elektrowniach wodnych oraz 412 306,78 kWh za pomocą przyłączonych do sieci elektroenergetycznej paneli fotowoltaicznych). Do sieci elektroenergetycznej zostało wprowadzone 363 065,23 kWh tej energii.

Okres sprawozdawczy za II półrocze 2014 r. (obowiązek złożenia sprawozdania do Prezesa URE w terminie do 30 stycznia 2015 r.) dotyczył 164 OSD. W sprawozdaniach wykazano 576 prosumentów i 2 832,62 kW mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach przyłączonych do sieci OSD. W instalacjach tych w półrocznym okresie sprawozdawczym zostało wytworzone 508 887,95 kWh energii elektrycznej (z tego: 21 882,30 kWh w małych elektrowniach wodnych oraz 487 005,65 kWh za pomocą przyłączonych do sieci elektroenergetycznej paneli fotowoltaicznych). Do sieci elektroenergetycznej zostało wprowadzone 433 362,60 kWh tej energii.

W stosunku do OSD, które nie złożyły ww. sprawozdań w określonych terminach, Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

Tabela 10. Porównanie danych dotyczących mikroinstalacji prosumenckich

Stan na	31.12.2013 r.	30.06.2014 r.	31.12.2014 r.	Zmiana w 2014 r. [%]
Moc zainstalowana na ostatni dzień okresu sprawozdawczego [kW]	236,22	1 575,62	2 832,80	1 199,22
WOA	3,00	35,50	35,50	1 183,33
PVA	233,22	1 540,12	2 797,30	1 199,43
Ilość wytworzonej energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym [kWh]	7 663,70	440 663,02	508 887,95	6 640,24
WOA	107,00	28 356,24	21 882,30	20 450,75
PVA	7 556,70	412 306,78	487 005,65	6 444,69
Ilość energii wprowadzonej do sieci w okresie sprawozdawczym [kWh]	5 872,70	363 065,23	433 362,60	7 379,27
WOA	107,00	28 356,24	21 882,30	20 450,75
PVA	5 765,70	334 709,00	411 480,30	7 136,69
Liczba prosumentów ogółem	41	283	576	1 404,88
Maksymalna moc zainstalowana pojedynczej instalacji [kW]	24,02	40,00	40,00	-----
Minimalna moc zainstalowana pojedynczej instalacji [kW]	1,00	0,30	0,24	-----

Źródło: URE.

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2014 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2013 r. zostało objętych 59 przedsiębiorstw energetycznych. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło pięciu największych OSD, OSP oraz czterdzieści dziewięć przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii. Dwa przedsiębiorstwa przedłożyły sprawozdania po upływie ustawowego terminu, a dwa nie przedłożyły wymaganego sprawozdania. W odniesieniu do tych przedsiębiorstw wszczęte zostało postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Ponadto w 2014 r. kontynuowano jedno postępowanie wszczęte w 2012 r. oraz dziesięć postępowań wszczętych i niezakończonych w 2013 r.

Do końca 2014 r. Prezes URE w przypadku ośmiu przedsiębiorstw wydał decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary oraz w trzech przypadkach wymierzył karę pieniężną.

Z przeprowadzonej analizy sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2013 r. wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowało, zbliżony do planowanego, poziom nakładów inwestycyjnych, który wyniósł ok. 6,6 mld zł. OSP zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 701 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 790 mln zł. Pięciu największych OSD zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 5 935 mln zł, przy czym poziom uzgodnionych nakładów

inwestycyjnych (modelowy) wynosił 5 862 mln zł. Dla pięciu największych OSD, po raz kolejny dokonano szczegółowej analizy odchyień wielkości wykonanych od planowanych. W wyniku przeprowadzonej analizy oszacowano wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych. Zidentyfikowano przypadki odchyień od założeń przyjętych w planach rozwoju na lata 2011–2015, opracowanych przez OSD w 2010 r. Wnioski z dokonanych analiz potwierdziły zasadność opracowania przez OSD nowych planów rozwoju na lata 2014–2019 (gdzie lata 2014–2015 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów rozwoju), które to plany zostały uzgodnione przez Prezesa URE w styczniu 2014 r.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że obowiązek ten oprócz pięciu prawnie wyodrębnionych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz jednego operatora systemu przesyłowego (OSP) dotyczył 52 przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej, wyznaczonych na operatorów systemów dystrybucyjnych. Według stanu na 31 grudnia 2014 r., trzy przedsiębiorstwa nie posiadały aktualnie uzgodnionego planu rozwoju.

W 2014 r. zobligowanych do przedłożenia planu rozwoju było dziewięć przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej. Plany przedłożyło osiem przedsiębiorstw, w tym siedem w ustawowym terminie oraz jedno przedsiębiorstwo w drugiej połowie roku, ze względu na rozpoczęcie działalności koncesjonowanej w II kwartale 2014 r.

Ponadto, w 2014 r. 27 przedsiębiorstw było zobligowanych do uzgodnienia aktualizacji planu rozwoju, spośród których 24 przedsiębiorstwa przedłożyły wymaganą aktualizację planu rozwoju, w tym jedno przedsiębiorstwo po upływie ustawowego terminu, pięć – po wszczęciu postępowania o wymierzenie kary, trzy – nie przedłożyły przedmiotowej aktualizacji planu.

Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym realizacji postanowień rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r.

5 stycznia 2015 r. stowarzyszenie europejskich operatorów systemów przesyłowych ENTSO-E uruchomiło centralną platformę informacyjną na rzecz przejrzystości, dostępną pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>. Powstanie platformy informacyjnej ENTSO-E jest konsekwencją wejścia w życie rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniającego załącznik I do rozporządzenia 714/2009 (dalej: rozporządzenie 543/2013). Podstawowym wymaganie rozporządzenia 543/2013 jest zbudowanie i wykorzystanie w sposób skuteczny i efektywny, pod względem kosztów, centralnej platformy informacyjnej na rzecz przejrzystości. Rozporządzenie wskazuje organizację ENTSO-E jako odpowiedzialną za zbudowanie centralnej platformy informacyjnej. Z kolei operatorzy systemów przesyłowych, giełdy i platformy obrotu energią oraz biura aukcyjne zajmujące się alokacją zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej krajów członkowskich UE, są odpowiedzialne za przekazywanie do ENTSO-E wymaganych informacji rynkowych. Aby wywiązać się z tego obowiązku operatorzy systemów przesyłowych pozyskują dane od użytkowników systemu elektroenergetycznego, m.in. od wytwórców, odbiorców oraz giełd i platform obrotu energią. Harmonogram publikacji danych jest ściśle określony i uwzględnia niezwłoczne publikowanie informacji o szczególnym znaczeniu dla funkcjonowania rynku energii, takich jak niedyspozycyjności jednostek wytwórczych lub niedyspozycyjności infrastruktury przesyłowej. Na platformie tej jest publikowany szeroki zakres informacji rynkowych dotyczących funkcjonowania wewnątrzspółnotowego rynku energii. Dostępne są m.in. dane w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, wymiany energii elektrycznej połączeniami międzysystemowymi, udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów sieciowych, a także podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych środków zaradczych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Większość publikowanych informacji rynkowych jest prezentowana w odniesieniu do obszarów rynkowych

z rozdzielczością godzinową. Udostępnianie tych danych ma na celu wsparcie budowania optymalnych strategii funkcjonowania przez uczestników rynku.

Wypełnienie zobowiązań publikacyjnych dla polskiego obszaru rynkowego wiązało się z wdrożeniem przez PSE S.A., jako operatora systemu przesyłowego w Polsce, systemów pozyskiwania odpowiednich danych i przekazywania ich na platformę informacyjną ENTSO-E. Prace w tym zakresie zostały poprzedzone kilkumiesięcznymi przygotowaniem, podczas których PSE S.A. prowadziły szczegółowe uzgodnienia m.in. z ENTSO-E, Biurem Aukcyjnym CAO (Central Allocation Office), Biurem Alokacji dla rynku dnia bieżącego prowadzonym przez CEPS i TGE S.A. Odbyły się także konsultacje z URE, które pozwoliły doprecyzować zakres i znaczenie danych wymaganych do publikacji, jak również umożliwiły skuteczne poinformowanie użytkowników systemu o obowiązku publikacji.

Mechanizm udostępniania informacji rynkowych do ENTSO-E działa automatycznie i dotychczas nie stwierdzono jego zakłóceń. Stabilnie funkcjonuje również platforma informacyjna ENTSO-E. Niemniej ze względu na skalę oraz złożoność przedsięwzięcia ciągle jest prowadzona wzmożona kontrola kompletności oraz poprawności publikowanych informacji. PSE S.A. aktywnie uczestniczą w tym procesie.

Niezależnie od wykonywania obowiązków wynikających z rozporządzenia 543/2013, operator systemu przesyłowego realizuje obowiązki publikacji informacji wynikające z ustawy – Prawo energetyczne, jak również z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego²⁹⁾. W szczególności, zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:

- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
- b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a.

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej przez Prezesa URE, w drodze decyzji, IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESP – Korzystanie) oraz w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie). Zakres tych informacji wypełnia wymagania wynikające z przepisów prawa krajowego.

Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

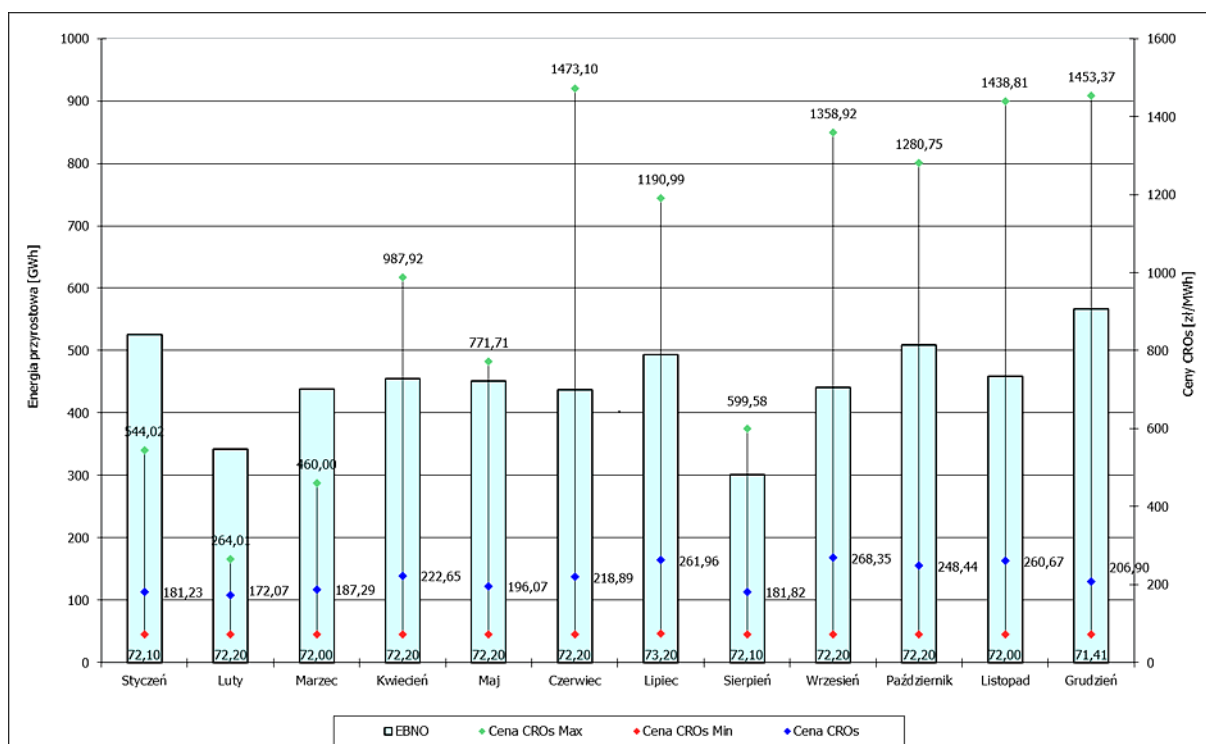
Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie 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 postępowań wyjaśniających przyczyny ewentualnych zakłóceń.

Na koniec 2014 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 119 podmiotów, w tym 17 wytwórców, 7 odbiorców końcowych, 7 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 2 giełdy energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 45 operatorów rynku i dotyczyły 337 jednostek grafikowych.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 7.

²⁹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

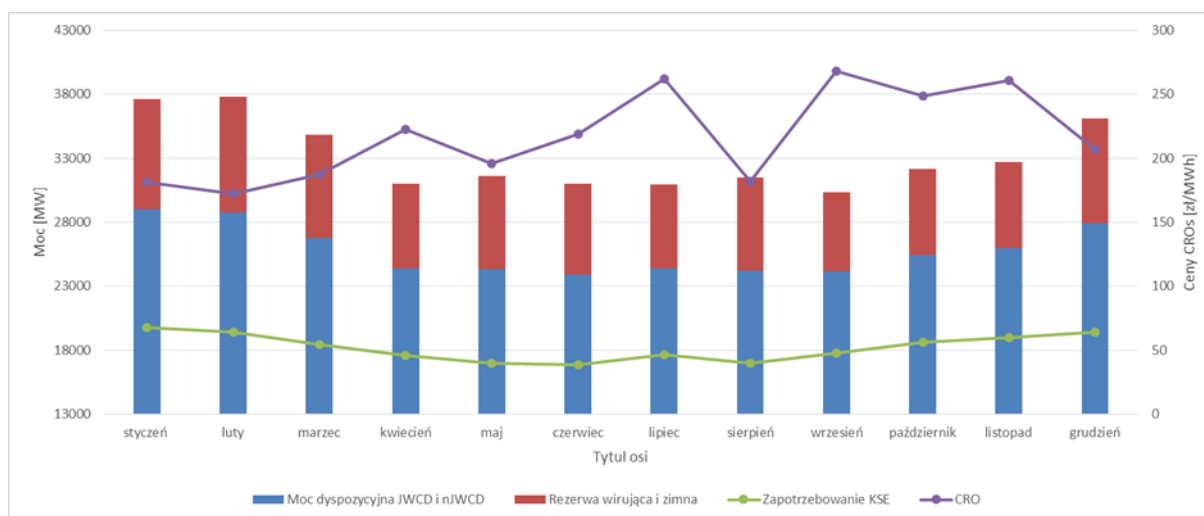
Rysunek 7. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CRO_s) w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2014 r. łączny wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) zwiększył się w porównaniu do 2013 r. z 4,73 TWh do 5,4 TWh, tj. o ok. 14%. Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 1 473,10 zł/MWh do 264,01 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 172,07 zł/MWh do 268,35 zł/MWh. Zmienność tych cen wynika przede wszystkim z wielkości zapotrzebowania na moc w KSE, jak również mocy dyspozycyjnych i poziomu rezerwy mocy w tym systemie, co zostało pokazane na rys. poniżej.

Rysunek 8. Średnie miesięczne ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO) na rynku bilansującym na tle średniego miesięcznego zapotrzebowania na moc występującego w KSE a średnich miesięcznych wartości rezerwy mocy i mocy dyspozycyjnej w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W znacznej części 2014 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, a koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w IRiESP wyniosły 444,4 mln zł. Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz wynikających z realokacji USE w poszczególnych miesiącach 2014 r. przedstawiono na rys. poniżej.

Rysunek 9. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KO), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -30 367 tys. zł do +32 738 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów wystąpiły w październiku i sierpniu 2014 r.³⁰⁾ Natomiast koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: KO od 33 943 tys. zł (grudzień 2014 r.) do 44 829 tys. zł (marzec 2014 r.) oraz DKW od 6 751 tys. zł (kwiecień 2014 r.) do 10 747 tys. zł (styczeń 2014 r.).

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego od wytwórców, których jednostki wytwórcze podlegają bezpośredniej dyspozycji przez tego operatora – tzw. Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}). Rozliczenie tej rezerwy jest dokonywane w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godziny 7:00 do godziny 22:00 we wszystkich dniach roboczych, tj. dniach niebędących sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.

Operacyjną rezerwę mocy stanowią zdolności wytwórcze JG_{Wa} będące nadwyżką mocy ponad zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, które to zdolności:

- stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JG_{Wa} będących w ruchu albo w postoju, dostępną ze względu na warunki pracy elektrowni, albo
- zostały wykorzystane do wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej lub do wytwarzania energii elektrycznej w ramach realokacji umów sprzedaży energii na Rynku Bilansującym.

Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2014 r. wyniosła 3 780, z tego dla 2 690 godzin cena rozliczeniowa ORM była równa cenie referencyjnej równej 37,13 zł/MWh, co oznacza, że w tych

³⁰⁾ „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

godzinach ilość zdolności wytwórczych JGWA rozliczonych jako ORM była nie większa niż wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy równa 4 083,63 MWh.

Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2014 r. wyniosła 34,06 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość zdolności wytwórczych JGWA rozliczonych jako ORM wyniosła 3 500,91 MWh.

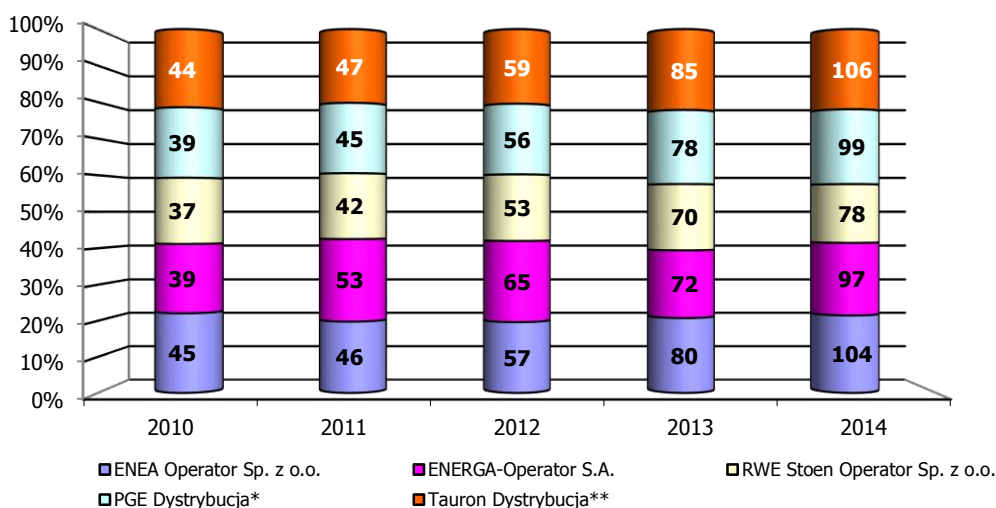
Wielkość kosztów ORM w 2014 r. (należność dla wytwórców za ORM) była większa niż przyjęta do kalkulacji stawki jakościowej w taryfie operatora systemu przesyłowego na 2014 r. Dla zapewnienia stabilności wykonania budżetu ORM w okresie adekwatnym do taryfy operatora systemu przesyłowego oraz minimalizacji wpływu czynników zewnętrznych na funkcjonowanie mechanizmu ORM, wprowadzona została korekta zasad funkcjonowania tego mechanizmu, która została wdrożona 1 stycznia 2015 r.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci

Jednym z ustawowych obowiązków OSD jest umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej poprzez wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Koniecznym czynnikiem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy jest fakt, by OSD posiadał jak największą liczbę umów o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami (GUD). Z analizy monitoringu Prezesa URE z lat 2010–2014 wynika, że systematycznie rośnie liczba umów podpisywanych ze sprzedawcami przez każdego z operatorów. Podczas, gdy na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, to w 2014 r. przedział ten wynosił 78-106 umów. Najwięcej, bo 106 ważnych GUD na koniec 2014 r. posiadał TAURON Dystrybucja S.A. Należy wskazać, że w samym 2014 r. operatorzy zawarli przeciętnie po ok. 20 umów z nowymi sprzedawcami.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich pięciu latach przedstawia rys. 10.

Rysunek 10. Liczba posiadanych przez OSD generalnych umów dystrybucji w latach 2010–2014 (stan na koniec roku)



* Dla PGE Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczba zawartych GUD w poszczególnych Oddziałach na koniec 2014 r. przedstawia się następująco: O/Białystok – 97, O/Lublin – 99, O/Łódź Miasto – 99, O/Łódź Teren – 99, O/Rzeszów – 100, O/Skarżysko-Kamienna – 101, O/Warszawa – 100, O/Zamość – 100.

** Dla Tauron Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD z obszarów działalności dawnych spółek: TAURON Dystrybucja GZE S.A./Vattenfall Distribution Poland S.A., EnergiaPro S.A., ENION S.A. Liczba zawartych GUD w poszczególnych obszarach działalności dawnych OSD na koniec 2014 r. przedstawia się następująco: TAURON Dystrybucja GZE S.A. – 104, EnergiaPro S.A. – 109, ENION S.A. – 106.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

Jednocześnie przewiduje się dalszy wzrost liczby zawieranych GUD, gdyż OSD negocjują umowy z kolejnymi sprzedawcami. Proces negocjacji umów był na koniec 2014 r. najbardziej zaawansowany w RWE Stoen Operator Sp. z o.o. oraz w PGE Dystrybucja S.A., którzy negocjowali odpowiednio 33 i 29 umów z nowymi sprzedawcami.

OSD wywiązują się również z ustawowego obowiązku zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swoich siedzibach aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi mają podpisane GUD. Listy te, zawierające również dane kontaktowe sprzedawców są monitorowane i aktualizowane co kwartał przez Prezesa URE na stronie: maszwybor.ure.gov.pl.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) to umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, który na podstawie umowy kompleksowej (obejmującej postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i postanowienia umowy o świadczenie usług dystrybucji tej energii) sprzedaje energię elektryczną i zapewnia jej dystrybucję odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej. Rozpoczęte w latach poprzednich przez TOE i PTPIREE prace nad przygotowaniem wzoru GUD-K, który byłby stosowany na terenie całego kraju, a następnie nad dostosowaniem opracowanego uprzednio wzoru GUD-K do zmian w ustawie – Prawo energetyczne, skutkowały w 2014 r. wdrożeniem do powszechnego stosowania wzorca GUD-K przez pięciu największych OSD.

W 2014 r. Prezes URE prowadził prace mające na celu identyfikację i usunięcie barier związanych z wdrożeniem oraz realizacją GUD-K oraz monitorował stan wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. W ramach tych prac Prezes URE zorganizował:

- dwa spotkania z udziałem przedstawicieli: TOE, PTPIREE, OSDp i Sprzedawców,
- jedno spotkanie z udziałem przedstawicieli PTPIREE.

W trakcie tych spotkań dyskutowano przede wszystkim kwestie uwarunkowań wdrożenia GUD-K przez poszczególnych OSDp. Najistotniejszym problemem wydają się być propozycje kierowane do sprzedawców przez OSD dotyczące indywidualnych uregulowań niektórych zapisów GUD-K. Działania takie należy ocenić jako niekorzystne z punktu widzenia procesu wdrażania jednolitego wzorca GUD-K w całym kraju. Przedstawiane problemy dotyczyły także systemów informatycznych OSD, w tym utworzenia platform wymiany informacji, które umożliwią: wymianę informacji pomiędzy OSDp a sprzedawcą, sprawną i rzetelną obsługę odbiorców oraz prawidłowe rozliczenia pomiędzy OSD a sprzedawcą. Główne problemy, jakie wskazywali sprzedawcy alternatywni to: konieczność ustanowienia zabezpieczenia wykonania umowy oraz koszty związane z zapewnieniem odbiorcy usługi dystrybucji.

Niezależnie należy wskazać, że OSDp docelowo planują wdrożenie jednolitego w skali całego kraju systemu wymiany informacji między uczestnikami rynku umożliwiającego realizację GUD-K. Prace nad modelem docelowym prowadzone są przez specjalnie w tym celu powołany w ramach PTPIREE Zespół.

Z analizy monitoringu Prezesa URE wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2014 r. odnotowano, w zależności od Operatora, 11 lub 12 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami.

1.2.6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci

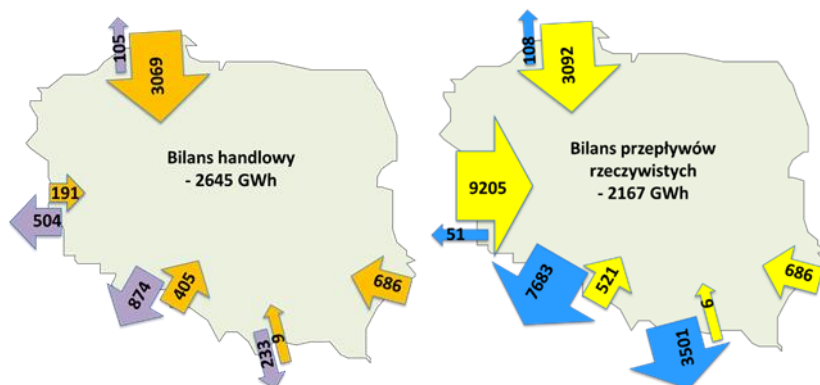
Prezes URE kontroluje realizację przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009, a także wykonuje inne obowiązki organu regulacyjnego wynikające z tego rozporządzenia. Monitorowanie wdrażania postanowień wytycznych/kodeksów opracowanych przez ENTSO-E zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 714/2009, będzie realizowane po przyjęciu tych kodeksów/wytycznych do stosowania (obecnie żaden nowy kodeks czy wytyczne regulujące rynek energii nie zostały przyjęte). Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w wytycznych stanowiących załącznik do rozporządzenia 714/2009. Prezes URE monitoruje przestrzeganie zgodności pomiędzy praktyką a regułami

zawartymi w tych wytycznych. Jednocześnie stosownie do art. 56 ust. 1 pkt 1d ustawy – Prawo energetyczne ten, kto nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009 podlega karze pieniężnej.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2014 r. zostały przedstawione na rys. 11.

Rysunek 11. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2014 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak można zauważyć bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2014 r. wyniosło -2 644,6 GWh (import). Należy przy tym zwrócić uwagę, że obserwowana zmiana salda wymiany międzysystemowej z eksportowego w 2013 r. na importowe w 2014 r. jest równoważna ograniczeniu zapotrzebowania na krajową produkcję energii elektrycznej. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniając się do znacznego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach (więcej o przepływach nieplanowych w pkt 1.3.2).

Wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w 2014 r. określone były oddzielnie dla: profilu synchronicznego, połączenia stałoprądowego ze Szwecją i pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina).

W każdym przypadku wykorzystywana była metodyka NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

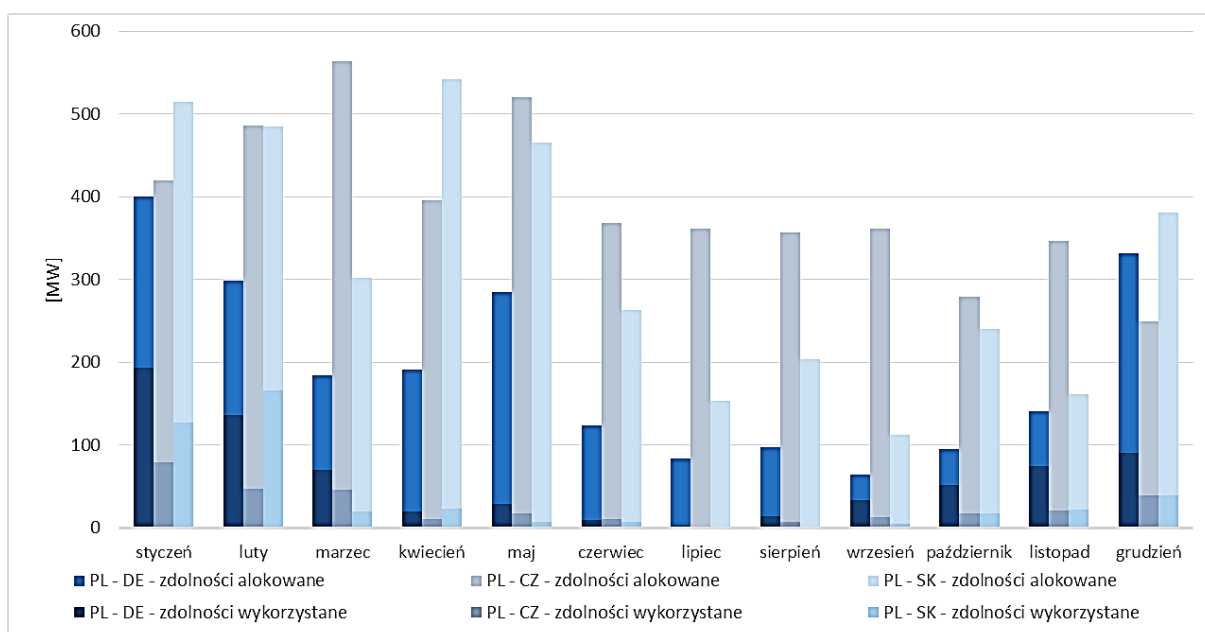
- dla profilu synchronicznego wyznaczone były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją wyznaczone były wartości NTC dla eksportu i importu wyłącznie dla potrzeb aukcji dobowych,
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczone były wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

Obliczenia zdolności przesyłowych wykonywane były z wykorzystaniem najwłaściwszego dla danego horyzontu czasowego modelu matematycznego, w którym reprezentowane były systemy krajów sąsiednich. Stosowane w obliczeniach marginesy bezpieczeństwa uwzględniały realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. W szczególności powodowało to istotne ograniczenia w zakresie możliwych do oferowania zdolności importowych na profilu synchronicznym. Mimo zastosowanych środków ostrożności dochodziło do powstawania zagrożeń w pracy sieci wymuszających stosowanie na dużą skalę działań zaradczych, w tym re-dispatchingu transgranicznego, którego sumaryczna wielkość zrealizowana w 2014 r. wyniosła ok. 361,7 GWh.

Uzyskane wartości NTC oferowane były w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych. Wykaz oferowanych zdolności przesyłowych dla poszczególnych profili wymiany międzysystemowej oraz dla poszczególnych aukcji przedstawiono w oddzielnych zestawieniach, tj. dla profilu synchronicznego, dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją oraz dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór.

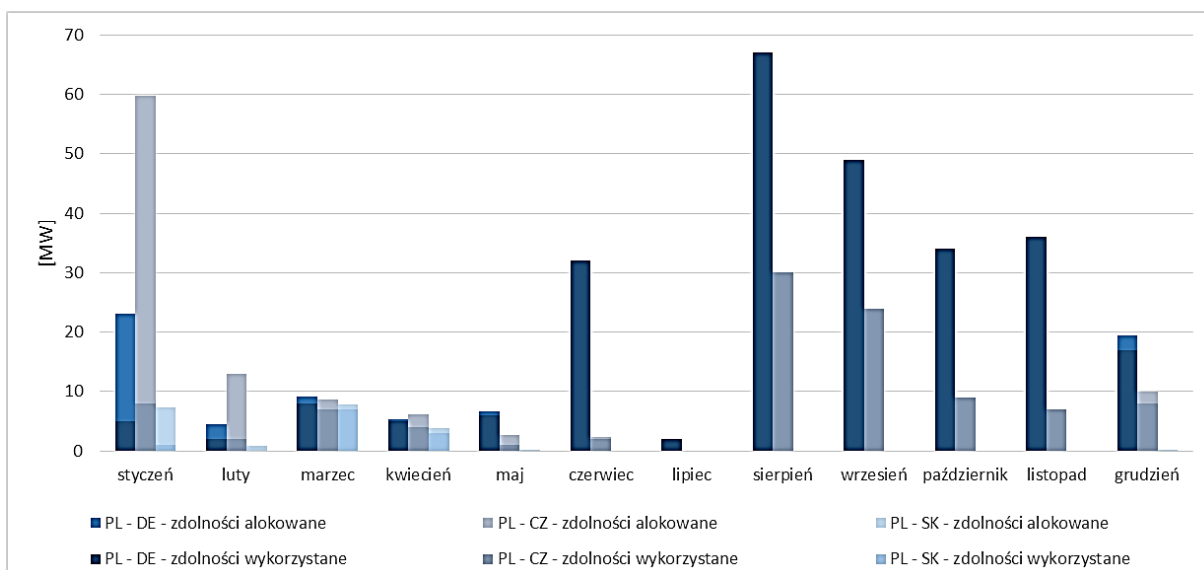
W 2014 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się na podstawie „Zasad skoordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe w Regionie Europy Środkowo-Wschodniej”, w których uczestniczyło ośmiu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z siedmiu krajów, tj. ČEPS, a.s.; TenneT TSO GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; PSE S.A.; MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd.; Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.; Elektro-Slovenija, d.o.o. oraz Austrian Power Grid AG. Poniżej na rys. 12 oraz 13 przedstawiono wielkości alokowanych i wykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnionych w skoordynowanych aukcjach (rocznych, miesięcznych dobowych oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*) w poszczególnych horyzontach czasowych w 2014 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu na połączeniach synchronicznych.

Rysunek 12. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnionych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2014 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 13. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2014 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]

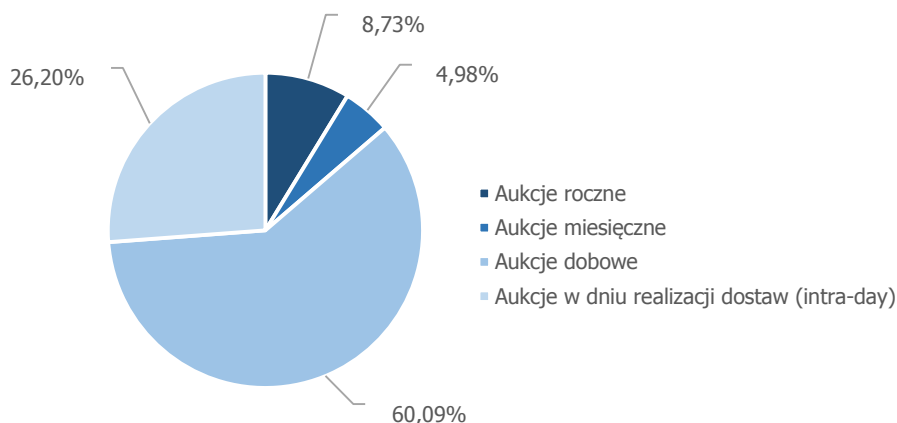


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja mocy przesyłowych w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*), gdzie moce te są oferowane łącznie na profilu technicznym obejmującym granice z Niemcami, Czechami i Słowacją, odzwierciedla oczekiwane przez uczestników rynku różnice cen na rynku krajowym i rynkach sąsiednich. W szczególności, podział łącznych mocy oferowanych pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w większości miesięcy 2014 r. oczekiwali największej nadwyżki rynkowej na granicach z Czechami i Słowacją. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Niemiec. Odmienna sytuacja w zakresie alokacji mocy przesyłowych miała miejsce w przypadku importu energii elektrycznej. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Niemiec, a następnie Czech. W przypadku importu stopień wykorzystania alokowanych mocy przesyłowych, za wyjątkiem pierwszych dwóch miesięcy 2014 r. był bardzo wysoki.

Należy również zwrócić uwagę, że ilość udostępnianych mocy przesyłowych w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii (więcej na temat nieplanowych przepływów energii w pkt 1.3.2). Nieplanowe przepływy energii powodują również, że znaczna część mocy przesyłowych jest udostępniana w krótszych horyzontach czasowych. W szczególności, zdolności przesyłowe w kierunku importu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dnia następnego (średnio 76,5% oferowanych zdolności przesyłowych) i aukcjach śróddziennych (średnio 23,5% oferowanych zdolności przesyłowych). Średnioroczny udział zdolności przesyłowych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2014 r. został przedstawiony na rys. 14.

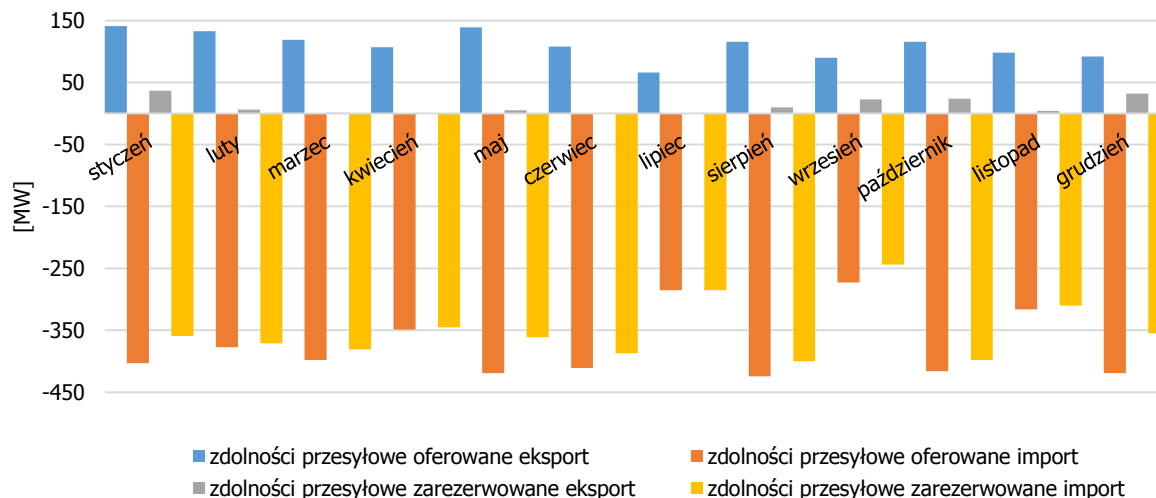
Rysunek 14. Średnioroczny udział zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2014 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2014 r. była realizowana w kierunku eksportu i importu w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool Spot AS. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe wyniosły: w kierunku eksportu z Polski 300 MW, a w kierunku importu do Polski 600 MW. Na rys. 15 zestawiono średnie wartości oferowanych zdolności przesyłowych w poszczególnych miesiącach.

Rysunek 15. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2014 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]

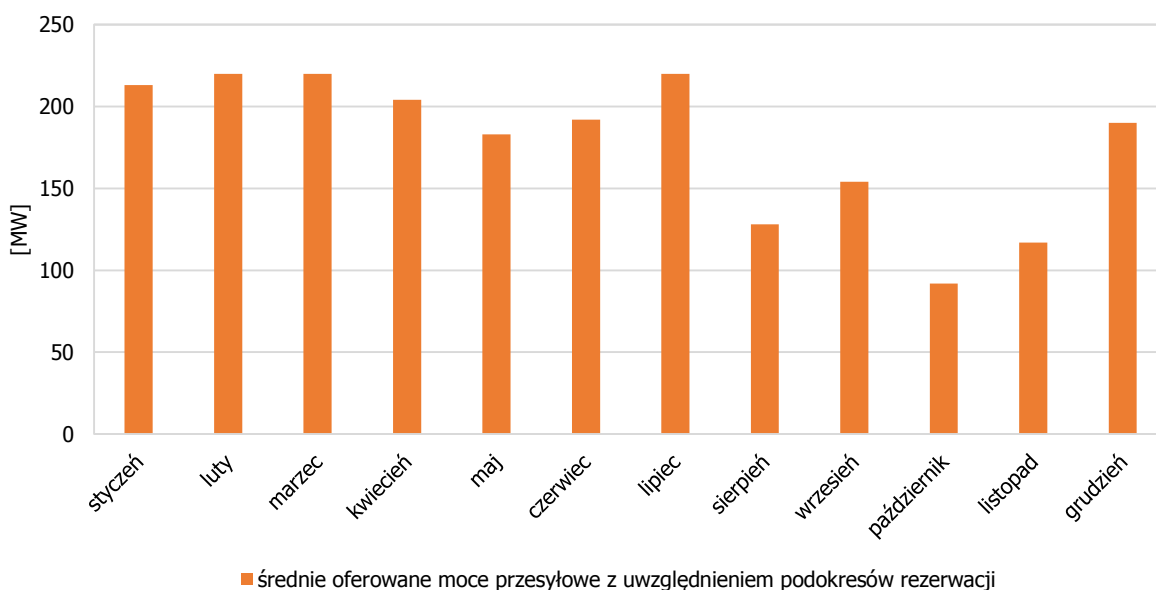


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Kierunek wymiany handlowej w mechanizmie *market coupling* jest zdeterminowany różnicą cen energii elektrycznej ukształtowanych na rynkach dnia następnego podlegających połączeniu. W szczególności, mechanizm ten pozwala zapewnić, że alokacja mocy przesyłowych i tym samym ich wykorzystanie umożliwi przepływ energii elektrycznej z rynku o niższej cenie do rynku o wyższej cenie (w skrajnym przypadku doprowadzi to do wyrównania cen energii elektrycznej na obu rynkach). Przedstawione powyżej dane pozwalają na stwierdzenie, że w 2014 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w oparciu o „Zasady udostępniania i przetargów miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE S.A. i NEK UKRENERGO w roku 2014”, zgodnie z którymi alokacja mocy odbywa się w kierunku importu energii elektrycznej do Polski w przetargach miesięcznych. W przetargach tych były udostępniane zdolności przesyłowe w maksymalnej wysokości 220 MW. Przy czym w przetargach na styczeń, kwiecień, maj, czerwiec, sierpień, wrzesień, październik, listopad i grudzień zdolności przesyłowe zostały obniżone w wybranych dobach (podokresach rezerwacji) z powodu planowanych wyłączeń linii lub zagrożenia przekroczenia limitów napięciowych. Na rys. 16. zostały przedstawione średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE S.A. (import) w 2014 r.

Rysunek 16. Średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE S.A. (import), w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2014 r.

W przetargu rocznym na rezerwację mocy przesyłowych oferty składało 30 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe zostały alokowane dla pięciu podmiotów, przy czym udziały uczestników rynku w alokowanej mocy w przetargu rocznym zawierały się w granicach od 2,5% do 58,8%.

W przetargach miesięcznych uczestniczyło maksymalnie 18 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe były alokowane dla 12 uczestników rynku, przy czym ich udziały w alokowanej mocy zawierały się w granicach od 0,3% do 35,0%.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowe były alokowane w sumie dla 24 uczestników rynku. Ich udziały w alokowanej mocy nie przekraczały wielkości 32,2%.

Ograniczenia w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi

Ograniczenia rozumiane jako ograniczenia (redukcje) alokowanych w ramach przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, zostały wyznaczone przez operatora systemu przesyłowego zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez Prezesa URE.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych w zakresie przetargów dobowych w 2014 r. nie wystąpiły ograniczenia (redukcje), natomiast w zakresie przetargów długoterminowych w 2014 r. wystąpiła jedna redukcja, tj. redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW na przekroju ze Słowacją 1 grudnia 2014 r. w godzinach 7:00 – 24:00. Redukcja ta związana była z koniecznością wymiany uszkodzonych elementów linii Krosno-Lemieszany stanowiących urządzenia odgromowe i tym samym z koniecznością awaryjnego wyłączenia tej linii.

W przypadku wymiany międzysystemowej niesynchronicznej na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja zdolności przesyłowe udostępniane są w ramach mechanizmu *market coupling*, który z założenia nie zawiera aukcji/przetargów o terminie dłuższym niż dzień następny. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy energii grafiki przesyłu, których wykonanie (handlowo) było gwarantowane przez ww. operatorów. Dlatego należy stwierdzić, że z założenia, na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2014 r. nie było ograniczeń alokowanych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Inny przypadek wymiany międzysystemowej niesynchronicznej to wymiana realizowana na połączeniu Polska-Ukraina linią 220 kV Zamość-Dobrotwór. Na połączeniu tym wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych 28 stycznia 2014 r. od godz. 9:00 do godz. 15:00 do 0 MW, spowodowana koniecznością wyłączenia linii Zamość-Dobrotwór w związku z uszkodzeniem uziemnika w stacji energetycznej Zamość w polu linii Dobrotwór.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2014 r.

Według stanu księgowego na początek marca 2015 r., zaksięgowane w 2014 r. przychody z tytułu udostępniania zdolności wymiany międzysystemowej w ramach aukcji skoordynowanych na profilu synchronicznym wyniosły 11 206 112,49 zł. W okresie styczeń – grudzień operator systemu przesyłowego dokonał na rzecz uczestników wymiany międzysystemowej zwrotu części uzyskanych przychodów. Ww. zmniejszenie przychodów związane było ze zwrotem przez uczestników wymiany międzysystemowej części nabytych w ramach aukcji rocznych i miesięcznych praw przesyłu, do aukcji dobowych. Zaksięgowany w całym 2014 r. zwrot przychodów z tytułu ww. redukcji zdolności przesyłowych wyniósł 935 085,70 zł. Zgodnie z powyższym faktyczne przychody operatora systemu przesyłowego uzyskane z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany systemowej na połączeniach synchronicznych (po pomniejszeniu o ww. zwrot) w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2014 r. wyniosły 10 271 026,79 zł.

Według stanu księgowego na początek marca 2015 r., przychody operatora systemu przesyłowego z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2014 r. wyniosły 86 906 268,66 zł. Uzyskana za okres 1 stycznia – 31 grudnia 2014 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami Unii Europejskiej, wyliczonego zgodnie z obowiązującymi przepisami księgowymi, w całości zasilił Fundusz Celowy. Fundusz ten został utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego.

Operator systemu przesyłowego przeznaczył dochody uzyskane z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na cele, o których mowa w art. 16 ust. 6 lit. b) rozporządzenia 714/2009, tj. na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci. Powyższe dotyczy w szczególności realizacji inwestycji w nowe połączenia określone w Planie Rozwoju, uzgodnionym przez Prezesa URE, a następnie wprowadzone do operacyjnych planów inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego. W szczególności, OSP przeznaczył środki gromadzone na Funduszu na finansowanie (jako jedno ze źródeł finansowania) zadań inwestycyjnych wchodzących w ramy projektu budowy połączenia Polska-Litwa. W okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2014 r., na powyższe zadanie wydatkowano łącznie 231 274 562,82 zł środków z Funduszu Celowego. Z uwagi na czasochłonność i harmonogram procesów inwestycyjnych powyższa kwota wydatkowanych środków pieniężnych nie jest równoznaczna z obniżaniem Funduszu Celowego w kapitałach PSE S.A. w danym roku. Wydatki te będą stanowiły podstawę

do obniżenia Funduszu Celowego po zakończeniu danego zadania inwestycyjnego i oddaniu do użytkowania środków trwałych powstałych w wyniku realizacji zadania.

1.2.6.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie przez Prezesa URE warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji odbywa się m.in. w trakcie prowadzonych postępowań wyjaśniających lub administracyjnych w sprawach dotyczących odmowy przyłączenia do sieci, a także poprzez analizę wybranych powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci nadsyłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Jeżeli w trakcie prowadzonego postępowania zostaną powzięte informacje na temat problemów dotyczących przyłączenia podmiotów lub jakości dostaw energii związanych np. z pracami modernizacyjnymi, przedsiębiorstwa zobowiązane są do przekazywania informacji na temat postępu prac i dokonywanych napraw na sieci, które mają na celu wyeliminowanie problemów odbiorców. Dodatkowo, po powzięciu informacji o wystąpieniu awarii oddziały terenowe URE występują do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących dystrybucję energii elektrycznych o przekazanie wyjaśnień na temat zakresu, przebiegu i przyczyny powstałych awarii.

W zakresie monitorowania obowiązku niezwłocznego powiadamiania Prezesa URE przez przedsiębiorstwa energetyczne o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (wraz z podaniem przyczyny odmowy), można wskazać jako przykład działania Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu.

W 2014 r. do tego oddziału wpłynęło łącznie 51 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, na łączną moc 333,893 MW.

Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, moc przyłączeniowa, rodzaj instalacji, grupa przyłączeniowa itd.), przyczyny odmowy, a znacząca część z nich także kopię wniosku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci. Dodatkowo powiadomienia zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16), a w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci także określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

W 43 powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc 167,773 MW), w siedmiu przypadkach (łączna moc 151,220 MW) przedsiębiorstwa energetyczne w powiadomieniach o odmowie wskazały oprócz braku istnienia warunków technicznych, także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, w jednym przypadku (moc 14,90 MW) przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o odmowie wskazało brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Ponadto w trzech przypadkach (łączna moc 33,5 MW) przedsiębiorstwa dystrybucyjne wskazywały na brak możliwości zbilansowania KSE ze strony operatora systemu przesyłowego PSE S.A.

W 48 przypadkach (łączna moc 333,849 MW) odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły źródeł – farm wiatrowych, elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne) oraz źródeł gazowych (konwencjonalne i kogeneracja). Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na niespełnienie wymagań jakościowych energii, ze względu na zagrożenia zwarciowe sieci SN, ze względu na niezachowanie lokalnego charakteru źródła, oraz ze względu na przeciążenia sieci.

Trzy odmowy dotyczyły odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej i zawierały informację o braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego na teren obejmujący działkę.

W 2014 r. działający na terenie oddziału operatorzy systemów dystrybucyjnych, w podziale na rodzaje źródeł, przyłączenia odmówili:

- 24 farmom wiatrowym o łącznej mocy 292,25 MW,
- 22 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy 25,699 MW,
- źródłu gazowemu konwencjonalnemu o mocy 1,0 MW,
- źródłu biomasowemu kogeneracyjnemu o mocy 14,9 MW.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, zwrócono się do przedsiębiorstwa energetycznego ENEA Operator Sp. z o.o. z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie miejscowości Luboń, Wiry i Łęczycza. Z informacji nadesłanych przez przedsiębiorstwo wynika, że w styczniu 2014 r. wystąpiła jedna awaria linii SN (czas trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej: 2 godz. 4 min., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 464, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 4,13 MWh) oraz sześć awarii linii nN (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 13 godz. 47 min., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 106, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 0,082265 MWh).

Ponadto realizując powyższe kompetencje zwrócono się do przedsiębiorstwa energetycznego ENERGA-Operator S.A. z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie województwa wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w grudniu 2014 r. Z informacji nadesłanych przez przedsiębiorstwo wynika, że na terenie województwa kujawsko-pomorskiego nastąpiło 851 awarii sieci nN trwających do 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 845 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 6 141, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 4 947 kWh), 106 awarii sieci SN trwających do 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 239 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 38 353, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 26 909 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godzin; nie występowały awarie sieci trwające powyżej 24 godzin.

Ponadto w grudniu 2014 r. na terenie województwa wielkopolskiego nastąpiło 1 451 awarii sieci nN trwających do 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 3 599 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 13 932, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 13 011 kWh), 176 awarii sieci SN trwających do 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 513 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 85 344, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 105 260 kWh), 2 awarie sieci nN trwające powyżej 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 57 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 11, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 123 kWh); nie występowały awarie sieci WN trwające do 24 godzin.

Powyższe nie wymagało wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Innym przykładem oddziału terenowego URE, w którym odnotowano przypadki odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, jest Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku. W 2014 r. wpłynęło do niego 40 informacji od przedsiębiorstw energetycznych o odmowach przyłączenia na łączną moc 96,66 MW. W stosunku do 2013 r. nastąpiło prawie 3-krotne zmniejszenie liczby informacji przesyłanych przez te przedsiębiorstwa. Wszystkie odmowy dotyczyły odnawialnych źródeł energii, w tym 31 odnosiło się do elektrowni fotowoltaicznych, 6 – elektrowni wiatrowych, 2 – elektrowni wodnych, 1 – biogazowni rolniczej. We wszystkich przypadkach przyczynami odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii były kwestie związane z brakiem warunków technicznych. Z nadsyłanych powiadomień wynika, że odmowy wydawano przede wszystkim z powodu przeciążenia sieci elektroenergetycznych.

W 2014 r. w oddziale terenowym w Gdańsku rozpatrywano spór dotyczący odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnego źródła energii – farmy wiatrowej. Specyfika tego sporu polegała na tym, że dotyczył on odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej morskiej farmy wiatrowej (MFW) o mocy 200 MW. W wyniku rozstrzygnięcia sporu stwierdzono, że nie zachodzą warunki techniczne i ekonomiczne umożliwiające przyłączenie MFW do sieci elektroenergetycznej.

1.2.6.4. Monitorowanie zmiany 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 odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce od momentu uzyskania prawa przez wszystkich odbiorców do zmiany sprzedawcy tj. od 1 lipca 2007 r., stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 2,53%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo małej aktywności odbiorców, monitorowanie zmiany sprzedawcy pozwala dostrzegać jego pozytywne i negatywne strony oraz definiować bariery rozwoju rynku konkurencyjnego. 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. 11 (porównanie lat 2013 i 2014).

W 2014 r. monitorowaniem objętych zostało 30 OSD, tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie *unbundlingu* oraz 25³¹⁾ tzw. OSD przemysłowych, działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową.

Tabela 11. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2013–2014

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 [%]	
	2013 r.	2014 r.		2013 r.	2014 r.	2013 r.	2014 r.
			w tym jedn. samorządu ter.				
PGE Dystrybucja S.A.	50 527	98 603	750	9 228 334	10 563 118	29,02	32,47
ENERGA-Operator S.A.	49 978	73 470	1 085	5 661 227	8 230 152	27,69	39,34
TAURON Dystrybucja S.A.	61 448	115 882	657	24 007 866	26 236 910	53,15	57,49
ENEA Operator Sp. z o.o.	40 272	106 627	174	6 328 626	7 270 287	36,64	41,26
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	17 453	33 166	396	2 555 503	3 068 565	35,34	42,45
Razem 5 dużych OSD	219 678	427 748	3 062	47 781 555	55 369 032	39,19	44,67
OSD Energetyki Przemysłowej	544	532	x	873 069	1 345 731	13,77	21,75
Suma OSD	220 222	428 280	x	48 654 625	56 714 763	37,94	43,58

* 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. 12 zawiera dane przedstawiające, w jaki sposób kształtowała się sytuacja w zakresie wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

³¹⁾ Dane do Sprawozdania wzięto z jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2014 r. objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2013 r. były to 32 przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo. Zatem badanie za 2014 r. przeprowadzone zostało analogicznie dla ww. przedsiębiorstw. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu za 2014 r. liczba przedsiębiorstw spełniających kryteria zmniejszyła się do 25 podmiotów.

Tabela 12. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców komercyjnych i w gospodarstwach domowych (2014 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

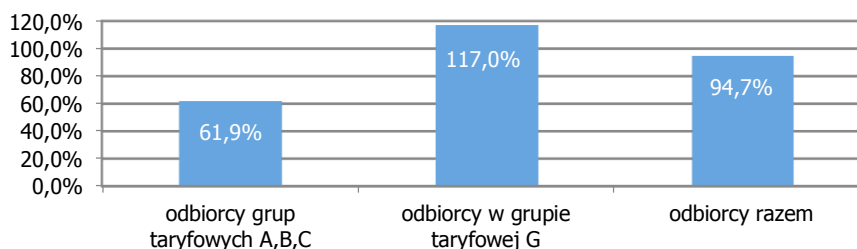
Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA				Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]			
	2013 r.		2014 r.		2013 r.		2014 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	20 528	29 999	26 409	72 194	9 151 707	76 627	10 419 236	143 883
ENERGA-Operator S.A.	16 290	33 688	21 763	51 707	5 587 074	74 153	8 049 980	180 172
TAURON Dystrybucja S.A.	30 291	31 157	35 764	80 118	23 882 205	125 661	25 857 876	379 034
ENEA Operator Sp. z o.o.	17 279	22 993	52 154	54 473	6 260 459	68 167	7 154 082	116 205
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	4 348	13 105	7 572	25 594	2 477 486	78 017	2 894 493	174 072
Razem 5 dużych OSD	88 736	130 942	143 662	284 086	47 358 930	422 625	54 375 667	993 365
OSD Energetyki Przemysłowej	523	21	846	74	871 969	1 101	1 341 620	4 112
Suma OSD	89 259	130 963	144 508	284 160	48 230 899	423 726	55 717 287	997 477

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że 2014 r. był kolejnym, po 2013 r., okresem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B i C w 2014 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 61,9% w stosunku do stanu z końca 2013 r., co może świadczyć o tym, że przy osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, firmy w dalszym ciągu szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej i korzystają aktywnie z tego prawa (rys. 17).

W odniesieniu do segmentu odbiorców w gospodarstwach domowych odnotowano duży wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, o 117% w odniesieniu do stanu z końca 2013 r. Można zaobserwować zatem utrzymujące się znaczące tempo zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych w porównaniu z segmentem przedsiębiorstw, na co mogły mieć wpływ kampanie informacyjne przeprowadzone przez Prezesa URE w ostatnich latach, cyklicznie organizowane targi wiedzy konsumenckiej, jak również dostęp do porównywarki ofert cenowych dla gospodarstw domowych na stronach internetowych URE. Innym czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był wzrost aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, jak również wzmożona aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Aktywność ta postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego, miała również swoje negatywne aspekty. W 2014 r., jak i w latach poprzednich, 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 obserwowano 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. 2,53%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2013 r. nastąpił znaczny wzrost tego wskaźnika (w 2013 r. poziom ten wyniósł 1,31%).

Rysunek 17. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe (według stanu na koniec 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego)

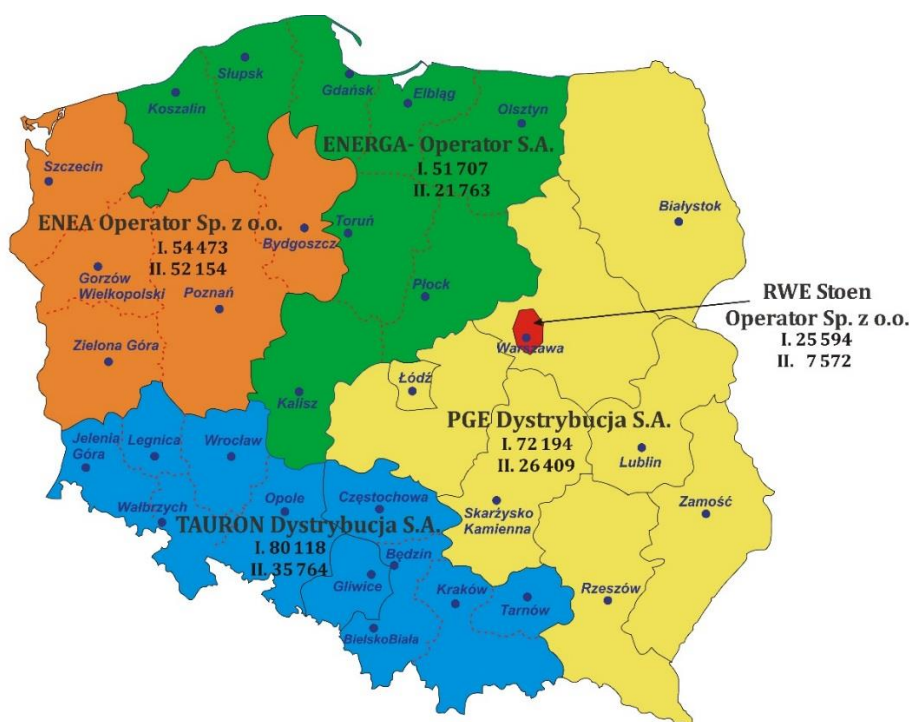


Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2014 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 18). W 2014 r. największa liczba odbiorców w grupach A, B i C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o. (52 154 odbiorców). Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. (115 882 odbiorców).

W 2014 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja S.A., w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 57,49% całości dostaw (26 236,9 GWh) w sieci tego OSD. Taka sytuacja spowodowana jest znacznym udziałem dużych odbiorców przemysłowych, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, w ogólnej ilości energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD.

Rysunek 18. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Liczba odbiorców TPA na terenach 5 OSD

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

Źródło: URE.

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2014 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 56 714,7 GWh, tj. 43,58% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2013 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w ilości 48 654,6 GWh, tj. 37,94% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Przytoczone dane wskazują na rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce.

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. Ponadto należy wskazać, że taryfy stosowane są wyłącznie w zakresie sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

1.2.6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

Ustawa nowelizująca wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów Zgodności. Dotychczasowy obowiązek ich opracowywania przez operatorów sieci przesyłowych został zniesiony, gdyż występujący u OSP *unbundling* własnościowy (PSE S.A. jest spółką nie wchodzącą w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącą w 100% własnością Skarbu Państwa) w praktyce okazał się wystarczający do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

W 2014 r. Prezes URE wydał wobec pięciu największych OSD decyzje zmieniające istniejące w tych przedsiębiorstwach Programy Zgodności. Wprowadzone zmiany dotyczyły głównie rozszerzenia katalogu informacji sensytywnych oraz dostosowania Programów do ustawy nowelizującej m.in. w zakresie wzmocnienia roli Inspektora ds. zgodności.

Wymagane przez URE zagadnienia zostały ujęte w treści wszystkich nadesłanych sprawozdań, jednakże różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań. Ponadto w sprawozdaniach ujęto informacje, które nie nawiązują bezpośrednio do kwestii funkcjonowania Programu.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2014 r. w jednym z OSD odnotowano pięć przypadków naruszenia założeń Programu Zgodności przez pracowników operatora. W czterech z nich zastosowano kary nagany, natomiast w jednym przypadku dyscyplinarnie zwolniono pracownika z pracy. Sąd I instancji oddalił powództwo pracownika, który zaskarżył przedmiotowe rozwiązanie umowy o pracę. Obecnie sprawa jest rozpatrywana przez Sąd II instancji. Sprawa dotyczy sytuacji, w której pracownik OSD podjął jednocześnie pracę zarobkową na rzecz jednego z użytkowników systemu, która wskazywała na możliwość wystąpienia konfliktu interesów, gdyż pozostawał z tym użytkownikiem systemu w takim stosunku faktycznym lub prawnym, że ze względu na charakter tego stosunku mogłoby dojść do naruszenia zasady równego traktowania. Z kolei w innym OSD zidentyfikowano jeden przypadek wystąpienia konfliktu interesów w procesie przyłączania do sieci. Podjęto działania mające na celu określenie warunków przyłączenia bez udziału pracownika, który złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia.

Poza ww. przypadkami nie stwierdzono w żadnym z OSD innych naruszeń Programu Zgodności. Nie odnotowano też skarg i wniosków dotyczących kwestii dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Odnotowano natomiast zapytania dotyczące interpretacji postanowień Programu Zgodności, na które Inspektorzy dokonywali wyczerpujących odpowiedzi.

Rola Inspektora ds. zgodności

W celu wzmocnienia dotychczasowej roli Inspektora ds. zgodności, jego stanowisko zostało opisane w ustawie nowelizującej. Zgodnie z art. 9d ust. 5 tej ustawy Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów.

W 2014 r. wśród badanych operatorów funkcja Inspektora była łączona z innym stanowiskiem, niekiedy kierowniczym. Niewątpliwie wiedza i doświadczenie osoby zajmującej stanowisko kierownicze jest przydatna w aktywnym monitoringu realizacji Programu Zgodności, jednakże w ocenie Prezesa URE praktyka łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności z inną funkcją wykonywaną w spółce stwarza ryzyko naruszenia jego niezależności, jak i braku czasu na właściwe monitorowanie przestrzegania postanowień Programu Zgodności.

Ze względu na rozległość obszarów działalności, u większości analizowanych spółek Inspektor ma do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów poszczególnych oddziałów.

W ramach wykonywanych obowiązków, Inspektor ds. zgodności powinien nie tylko reagować *ex post* tj., gdy naruszenie postanowień Programu Zgodności wystąpi, lecz również dokonywać działań prewencyjnych, m.in. poprzez inicjowanie kontroli wdrożenia ww. postanowień. Z nadesłanych sprawozdań wynika, że Inspektorzy dokonywali monitoringu przestrzegania Programu Zgodności, czego dowodem są opisane powyżej zidentyfikowane przypadki naruszeń jego założeń. Ponadto Inspektorzy dokonywali:

- przeglądu stosowanych wzorów dokumentów oraz ich opiniowania pod kątem zgodności z zapisami Programów,
- przeglądu procedur stosowanych w realizacji podstawowych usług biznesowych takich jak: usługi przyłączenia, dystrybucji, zmiany sprzedawcy, realizacji reklamacji, obsługi klienta,
- monitoringu prawidłowego używania marki OSD pod kątem odróżniania się od marki innych spółek wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo,
- przeglądu umieszczanych treści na stronie internetowej OSD.

Dostępność Programu Zgodności

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. W celu ułatwienia ich dostępności, wskazane jest, by odniesienie do tego dokumentu widoczne było na stronie głównej danego operatora. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w biurach obsługi klienta, tak by dostęp do niego mieli również użytkownicy systemu nie posiadający dostępu do Internetu. Dobrą praktyką byłoby również przygotowanie wersji papierowych Programu Zgodności dostosowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

Pracownicy wszystkich OSD mieli możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Zapytania pracownicy mogli kierować zarówno drogą elektroniczną, jak i w formie bezpośrednich spotkań z Inspektorem. Wskazane jest jednak, aby nie tylko pracownicy, ale również wszyscy użytkownicy systemu mogli drogą elektroniczną zwrócić się do Inspektora o wyjaśnienia dotyczące postanowień Programu. Adres e-mail Inspektora lub formularz on-line do zadawania jemu pytań winien być umiejscowiony na stronie internetowej obok udostępnionego Programu Zgodności. Na takie rozwiązanie dotychczas zdecydowali się PGE Dystrybucja S.A. oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników, zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że poza nielicznymi wyjątkami (nieobecni w pracy z powodu długotrwałych zwolnień lekarskich bądź urlopów macierzyńskich) wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu. Praktyką jest, że nowi pracownicy są przeszkalani najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia.

Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą przez pracowników wiedzę w zakresie przestrzegania zapisów Programu, co ma szczególne znaczenie w przypadku, gdy zatwierdzone zostają zmiany w Programach Zgodności i istnieje potrzeba zapoznania się przez pracowników z nowymi regułami. Ponadto OSD wdrażają i rozwijają elektroniczne platformy szkoleniowe, które są uzupełnieniem dla prowadzonych przez Inspektorów szkoleń w formie tradycyjnej. Z nadesłanych w sprawozdaniach informacji wynika, że również pracownicy jednostek powiązanych z OSD odbyli szkolenia z zakresu Programu Zgodności i zobowiązali się do przestrzegania jego postanowień.

Ochrona danych sensytywnych

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informatycznych. W zależności od zakresu obowiązków konkretnych pracowników tworzy się dla nich indywidualne zakresy uprawnień do ww. danych. Wdrożone w poszczególnych OSD systemy ochrony danych sensytywnych należy uznać za właściwe, gdyż z nadesłanych przez OSD sprawozdań nie wynika, by w 2014 r. doszło w badanych podmiotach do naruszeń zasad ochrony danych sensytywnych.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

Jednymi z istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program Zgodności, są reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu*. Zgodnie z tymi regułami, jak i dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, pionowo zintegrowani OSD nie mogą powodować – w zakresie komunikacji i marki – nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa. Niewątpliwie wprowadzenie własnego loga, różniącego się od znaku graficznego spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej, sprzyja realizacji postanowień ww. dyrektywy. Wskazane zatem jest, by OSD elektroenergetyczni – podobnie jak uczynił to OSD funkcjonujący na rynku gazu – podjęli działania zmierzające do ustanowienia własnego znaku graficznego.

Ponadto przestrzeganie reguł *unbundlingu* nabiera szczególnego znaczenia w sytuacji, gdy w grupach kapitałowych, w których funkcjonują OSD wdrażane są kodeksy, strategie i inne dokumenty, których celem jest integracja biznesowa wszystkich spółek wchodzących w skład tych grup. W takich sytuacjach zachodzi ryzyko, że implementacja niektórych postanowień ww. dokumentów spowoduje możliwość naruszenia przez zarządy grup kapitałowych niezależności działalności OSD, przyczyniając się tym samym do złamania zapisów Programów Zgodności. W związku z powyższym za dobrą praktykę należy uznać wdrożenie w PGE Dystrybucja S.A. systemu weryfikacji zgodności z prawem i procedurami wewnętrznymi OSD dokumentów tworzonych w centrali grupy kapitałowej. Opiniowanie tego typu dokumentów przez Inspektora i dyrektorów jednostek organizacyjnych PGE Dystrybucja S.A. pod kątem spełniania wymogów niezależności OSD należy uznać za działanie pożądane.

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

W 2014 r., podobnie jak w latach ubiegłych, podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności operatorów systemów dystrybucyjnych były modele ekonometryczne, służące do oceny efektywności tych przedsiębiorstw w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnic bilansowych.

Taryfy OSD obowiązujące w 2014 r. skalkulowane zostały z wykorzystaniem modeli analizy porównawczej w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej, opracowanych w 2011 r., których charakterystyka została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2011 r.

Ze względu na fakt, że rok 2015 jest dla operatorów systemów dystrybucyjnych ostatnim rokiem 4-letniego okresu regulacji, obejmującego lata 2012–2015, w 2014 r. rozpoczęto prace mające na celu stworzenie nowych zasad regulacji, w tym również nowych narzędzi służących do oceny efektywności działania operatorów systemów dystrybucyjnych. W tym też celu, powołany został zespół składający się z przedstawicieli PTPiREE oraz pracowników URE. Przedmiotem prac Zespołu były przede wszystkim zagadnienia związane z regulacją jakościową oraz nowym modelem oceny kosztów operacyjnych i różnicy bilansowej. Prace w powyższym zakresie nie zostały zakończone w 2014 r.

1.3. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej

Komisja Europejska oraz Grupa Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) uruchomiły inicjatywy regionalne w 2006 r. Ich celem jest współdziałanie przedstawicieli państw członkowskich UE, reprezentantów krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawicieli użytkowników systemów na rzecz rozwoju integracji na poziomie regionalnym, które stanowi etap pośredni w tworzeniu jednolitego rynku energii w UE. Inicjatywy regionalne stanowią podejście oddolne do realizacji tego celu. Obecnie inicjatywy obejmują siedem regionalnych rynków energii elektrycznej³²⁾. Polska jest pełnoprawnym członkiem w Rynku Środkowo-Wschodnim (CEE). Ze względu na wysoką aktywność członków tego rynku, jak również spory zakres prac w nim realizowanych, jest on obecnie najbardziej istotny z punktu widzenia Prezesa URE. Przez długi czas Polska była obserwatorem w Rynku Północno-Zachodnim (NWE) w procesie wdrażania mechanizmu łączenia rynków (*market coupling*) dla alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego. Rynek NWE powstał z połączenia Rynku Północnego (NE) z Rynkiem Środkowo-Zachodnim (CWE), a obecnie w tym regionie, poszerzonym o kilka kolejnych krajów, jest realizowany projekt ustanowienia mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego – tzw. NWE+ XBID.

1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)

Rynek Europy Środkowo-Wschodniej (CEE)

Zgodnie z zapisami *Joint Declaration* z 2012 r., wspólnie opracowanego przez organy regulacyjne regionu Europy Środkowo-Wschodniej, a także zapisami pozytywnie zaopiniowanych przez Komisję Europejską wytycznych w sprawie alokacji zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami (Regulacja CACM), docelowym modelem rynku dnia następnego w tym regionie będzie *Flow-Based Market Coupling* (FB MC). Model ten zakłada, że wyznaczanie i przydzielanie zdolności przesyłowych użytkownikom systemu będzie odbywać się w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych (*Flow Based Allocation*, FBA). Natomiast mechanizm *market coupling*, tj. połączenie rynków energii elektrycznej z udziałem giełd energii, oznacza łączenie ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków

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

z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm.

W ramach prac w regionie CEE w lutym 2014 r. podpisane zostało *Memorandum of Understanding* (MoU). Sygnatariuszami porozumienia byli regulatorzy, operatorzy systemów przesyłowych oraz giełdy energii z regionu CEE. Na jego podstawie strony zobowiązały się do utworzenia wspólnego projektu, który ma na celu rozwój, implementację i następnie uruchomienie dziennych alokacji w oparciu o metodę FB MC. Następnie realizowane były prace związane z opracowywaniem przez operatorów systemów przesyłowych metody *Flow-Based Market Coupling*. Prace w regionie były prowadzone w ramach Grupy Wdrożeniowej (IG), w spotkaniach której brali udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych, giełd energii oraz reprezentanci ACER. W 2014 r. we wszystkich spotkaniach brał udział przedstawiciel Prezesa URE.

W ramach projektu w 2014 r. trwały prace nad wyborem biura wsparcia projektu (*Project Management Office*), porozumieniem ramowym dotyczącym realizacji projektu (*Framework Project Agreement*), weryfikacją mapy drogowej projektu, budżetem i podziałem kosztów projektu między jego strony, a także wyborem metody kalkulacji zdolności przesyłowych w ramach modelu *Flow-Based*.

Poczynione postępy pozwoliły opracować dwa podejścia do kalkulacji zdolności przesyłowych – zorientowane na bezpieczeństwo i zorientowane na rekompensatę finansową. Podejście zorientowane na bezpieczeństwo (*Security Oriented Option*) bazuje na obecnym podziale stref cenowych i polega na ograniczeniu możliwości wymiany handlowej między Austrią i Niemcami do uzgodnionego limitu. Powyżej tego limitu wymiana handlowa pomiędzy Austrią i Niemcami mogłaby się odbywać nadal, pod warunkiem, że kraje te będą stosowały środki zaradcze (*re-dispatching*) mające na celu ograniczenie fizycznych przepływów energii w sieciach sąsiednich krajów.

Podejście zorientowane na rekompensatę finansową (*Financial Compensation Orientated Option*) również bazuje na obecnym podziale stref cenowych. Skupia się jednak na dobrobycie ekonomicznym generowanym w przypadku istnienia lub nieistnienia uprzywilejowanej wymiany między Austrią a Niemcami, wprowadzając jednocześnie mechanizm kompensacyjny. Opcja ta nie rozwiązuje problemów dotyczących bezpieczeństwa sieci, dlatego też nie była głównym punktem prac operatorów systemów przesyłowych.

W grudniu 2014 r. jako obserwator projektu dołączyła Rumunia. Udział strony rumuńskiej ma dotyczyć przede wszystkim części projektu polegającej na łączeniu rynków (*market coupling*) bez roli decyzyjnej. Zagwarantowano natomiast dostęp do dokumentów oraz możliwość udziału w spotkaniach Grupy Wdrożeniowej po podpisaniu deklaracji o zachowaniu tajemnicy.

W 2014 r. kontynuowano współpracę regionów CEE i CWE w zakresie harmonizacji opracowywanych metod wyznaczania zdolności przesyłowych opartych na rzeczywistych przepływach energii (*Flow Based*). Pozytywne doświadczenia z regionu CWE pozwoliły na kolejne działania mające na celu umożliwienie połączenia tych regionów w przyszłości.

Podczas 2014 r. regulatorzy z regionu CEE monitorowali prace nad projektem połączenia biur aukcyjnych CAO (*Central Allocation Office*) oraz CASC (*Capacity Allocating Service Company*) w jedno biuro JAO (*Joint Allocation Office*). Fuzja przewidziana jest na sierpień 2015 r. Zdolności przesyłowe mają być alokowane według zharmonizowanych zasad aukcji za pośrednictwem JAO na 2016 r.

1.3.2. Projekty pilotażowe i zagadnienie nieplanowych przepływów energii elektrycznej

Nieplanowe przepływy energii elektrycznej

Przepływy nieplanowe to transgraniczna wymiana mocy, która nie została zgłoszona do operatora systemu przesyłowego w postaci grafików wymiany międzysystemowej, a tym samym nie jest objęta rynkowym mechanizmem alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Przepływy nieplanowe składają się z:

- naturalnego krążenia mocy w połączonych systemach elektroenergetycznych, wynikającego z warunków pracy tych systemów. Nawet w przypadku braku wymiany handlowej w Europie

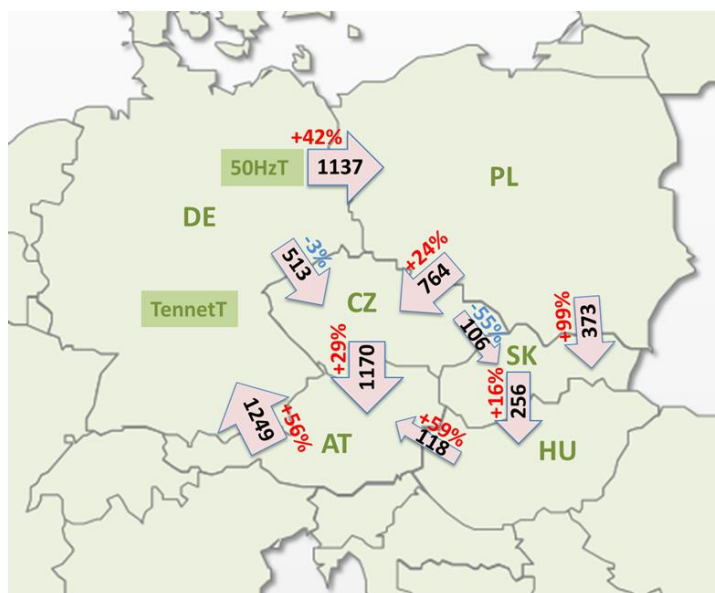
(wyzerowane saldo importowe/eksportowe każdego kraju), na połączeniach transgranicznych pojawią się przepływy mocy, które nazywamy przepływami kołowymi (tzw. *loop flows*),

- nieplanowych tranzytów mocy wynikających z transakcji handlowych pomiędzy oraz wewnątrz innych obszarów rynkowych w regionie, które nie zostały skoordynowane w procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych. Nieplanowe tranzyty mocy przez krajowy system elektroenergetyczny (KSE) zajmują obciążalność cieplną linii przesyłowych KSE, co powoduje, że nie mogą one być wykorzystywane do eksportu lub importu energii z/do KSE tj. transakcji handlowych zawieranych przez uczestników rynku.

W odróżnieniu od przepływów fizycznych, przepływ handlowy reprezentuje plan przesyłu energii elektrycznej wynikający z kontraktów zawartych pomiędzy uczestnikami rynku wymiany międzysystemowej. Z kolei wielkość przepływów fizycznych energii w kierunku eksportu/importu jest wyznaczana jako suma przepływów na liniach wymiany transgranicznej z Polski do/z sąsiednich systemów elektroenergetycznych.

Na rys. 19 przedstawiono średnioroczne wartości nieplanowych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) w 2014 r. oraz ich zmianę w odniesieniu do 2013 r.

Rysunek 19. Średnia roczna wartość nieplanowych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2014 r. [MWh] oraz zmiana tej wartości w stosunku do 2013 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Warto zauważyć, że średnia wartość nieplanowych przepływów energii elektrycznej na polskich granicach synchronicznych, w szczególności na granicy polsko-niemieckiej, stanowi znaczną część importowych mocy przesyłowych, które wynikają ze zdolności technicznych krajowego systemu przesyłowego w warunkach bezpiecznej pracy systemu. W konsekwencji, udostępniane dla uczestników importowe moce przesyłowe stanowią tylko niewielką część mocy technicznych. Ponadto zdolności przesyłowe w kierunku importu są udostępniane w krótkich horyzontach czasowych (rynek dnia następnego i bieżącego) ze względu na brak możliwości przewidywania nieplanowych przepływów energii elektrycznej w długich horyzontach czasowych. Ma to związek z faktem, że nieplanowe przepływy energii elektrycznej są skorelowane z generacją wiatrową w obszarze niemieckiej sieci przesyłowej zarządzanej przez operatora 50Hertz, jak również z wymianą handlową z Niemiec do Austrii, która w dużej mierze jest realizowana fizycznie poprzez sieci innych, sąsiednich, operatorów systemów przesyłowych. W 2014 r. Prezes URE podjął działania prawne mające na celu rozwiązanie problemu nieplanowych przepływów energii elektrycznej (więcej na ten temat w rozdziale 1.3.3.2).

W związku z wyżej opisanym problemem nieplanowych przepływów transgranicznych, 18 grudnia 2012 r. polski operator systemu przesyłowego PSE S.A. oraz niemiecki operator systemu przesyłowego 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) podpisali List Intencyjny w sprawie instalacji przesuwników fazowych (*Letter of Intent on the installation of phase shift transformers*). Współpraca operatorów i podpisanie listu intencyjnego miało na celu zapobieganie negatywnym skutkom przepływów nieplanowych. Zgodnie z intencją zawartą w ww. liście, PSE S.A. zainstalują przesuwniki fazowe w stacji elektroenergetycznej Mikułowa na 2-torowej linii transgranicznej 400 kV Mikułowa-Hagenwerder, a 50Hertz – w stacji elektroenergetycznej Vierraden na 2-torowej linii transgranicznej 400 kV Krajnik-Vierraden.

Ponadto, PSE S.A. oraz 50Hertz podpisały Umowę na Wirtualny Przesuwnik Fazowy (vPST) – Faza Pilotażowa. Mechanizm vPST polegał na tym, że w przypadku przekroczenia ustalonego poziomu przepływu mocy na przekroju polsko-niemieckim i naruszenia bezpieczeństwa systemu po stronie polskiej, 50Hertz miałyby natychmiast podjąć, na własny koszt, działania zmierzające do usunięcia sytuacji zagrożenia bezpiecznej pracy systemu i ograniczenia przepływu do wielkości określonych w umowie.

Faza pilotażowa vPST została zakończona z końcem kwietnia 2013 r. Mechanizm vPST okazał się być przydatnym narzędziem do przeciwdziałania przepływowi nieplanowemu. Jednakże faza pilotażowa pokazała, że podejście oparte wyłącznie na środkach zaradczych w postaci transgranicznego *re-dispatchingu* może okazać się w praktyce niewystarczające. Środki zaradcze nie są nieograniczone i mogą w rzeczywistości zostać wyczerpane. Sytuacja taka miała miejsce 25 marca 2013 r., kiedy to wystąpiło długotrwałe naruszenie kryteriów bezpieczeństwa w obszarach regulacyjnych PSE S.A. i 50Hertz.

Niemniej, biorąc pod uwagę pozytywne doświadczenia fazy pilotażowej, uzgodniono, że faza operacyjna vPST powinna zostać zaimplementowana do czasu budowy fizycznych urządzeń (pPST). Optymalizując rozmiar i możliwości regulacyjne przesuwników fazowych, środki zaradcze typu vPST mogą być stosowane jako mechanizm uzupełniający pPST, będąc szczególnie przydatne w stanach ekstremalnych np. po wyczerpaniu technicznych możliwości regulacyjnych fizycznych pPST. Umożliwi to dalszy wzrost niezawodności i bezpieczeństwa pracy połączonych systemów przesyłowych i zwiększenie zdolności przesyłowych dostępnych dla wymiany transgranicznej pomiędzy Niemcami i Polską. Faza Pilotażowa vPST pokazała również, że istnieje możliwość poprawy w zakresie operacyjnego planowania pracy systemów oraz procedur aktywacji środków zaradczych w ramach vPST. W szczególności, istnieje możliwość integracji ww. procedur z aktualnie realizowanymi i rozwijanymi procesami planistycznymi w ramach regionalnej inicjatywy *TSO Security Coordination* (TSC), tzn. *Day Ahead Congestion Forecast* (DACF) oraz *Intra-Day Congestion Forecast* (IDCF). Poprawnie przeprowadzana procedura DACF umożliwi lepsze planowanie pracy jednostek wytwórczych, podczas gdy poprawnie realizowana procedura IDCF umożliwi zwiększenie efektywności procesu aktywizacji środków zaradczych, tzn. *re-dispatchingu* oraz w przyszłości nastaw pPST, oraz identyfikacji i skutecznej eliminacji sytuacji N-1 nawet z wyprzedzeniem zaledwie godziny.

Po zebraniu doświadczeń w Fazie Pilotażowej vPST, PSE S.A. oraz 50Hertz przystąpiły do pracy nad przygotowaniem skoordynowanej inwestycji w przesuwniki fazowe, wypracowaniem zasad ich eksploatacji oraz uzgodnieniem Fazy Operacyjnej (docelowego rozwiązania) mechanizmu wirtualnego przesuwnika fazowego. Stosowna „Umowa PST o prowadzeniu ruchu fizycznych przesuwników fazowych oraz fazie operacyjnej wirtualnego przesuwnika fazowego” została podpisana 28 lutego 2014 r., uruchamiając Fazę Operacyjną vPST od 1 lutego 2014 r. Umowa PST stanowi całościowy pakiet rozwiązań dla ograniczenia przepływów nieplanowych i zagrożeń w pracy sieci wynikających z tych przepływów.

Umowa zawarta pomiędzy 50Hertz i PSE S.A. jest dużym osiągnięciem operatorów. Wprowadziła nowe standardy współpracy w tak złożonej kwestii, jak wzajemne zakłócanie sieci przez przepływy nieplanowe energii. Należy jednak zaznaczyć, że umowa nie rozwiązuje problemu nieplanowej wymiany energii, a jedynie pozwala na ograniczenie ich negatywnych skutków. Zarówno możliwości techniczne PST, jak i zasady uzgadniania i rozliczania dwustronnie prowadzonych działań zaradczych mogą w przyszłości okazać się niewystarczające, wobec zachodzących dalszych zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Europie.

Poniżej przedstawiono miesięczne ilości energii elektrycznej podlegające wymianie pomiędzy PSE S.A. i 50Hertz w ramach transgranicznego *re-dispatchingu*, w tym vPST.

Tabela 13. Zestawienie sumaryczne dostaw operatorskich typu *re-dispatching* (w tym w ramach mechanizmu vPST) zrealizowanych na przekroju PSE S.A./50Hertz w 2014 r. [MWh]

Rok	Miesiąc	Transgraniczny <i>re-dispatching</i> [MWh]	
		Eksport	Import
2014	styczeń	15 600	0
	luty	15 950	0
	marzec	1 400	0
	kwiecień	22 200	0
	maj	5 200	0
	czerwiec	18 475	0
	lipiec	103 500	0
	sierpień	13 650	0
	wrzesień	23 600	0
	październik	25 450	0
	listopad	35 800	0
	grudzień	80 850	0

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Projekt pilotażowy dotyczący oceny wpływu konfiguracji obecnych obszarów rynkowych na rynki energii elektrycznej

W połowie 2012 r. ACER zaprosiła ENTSO-E do zainicjowania projektu pilotażowego w sprawie oceny i przeglądu efektywności konfiguracji obszarów rynkowych w niektórych częściach Europy, w oparciu o proces opisany w ówczesnym projekcie Regulacji CACM. Projektem pilotażowym objęto obszary rynkowe w regionach Europy Środkowo-Zachodniej (Belgia, Francja, Niemcy, Luksemburg, Holandia), zachodniej części Danii, regionie Europy Środkowo-Wschodniej (Austria, Czechy, Niemcy, Węgry, Polska, Słowacja, Słowenia), a także na terytorium Szwajcarii i Włoch. Projekt pilotażowy w tym zakresie był kontynuowany w 2014 r.

Zgodnie z założeniami przygotowanymi przez ENTSO-E, uwzględniającymi aktualne na danym etapie zapisy Regulacji CACM, weryfikacja obecnej konfiguracji obszarów rynkowych obejmuje cztery podstawowe działania:

- Działanie 1: Raport techniczny przygotowany przez ENTSO-E zawierający analizę ograniczeń i przepływów mocy,
- Działanie 2: Raport rynkowy przygotowany przez ACER, zawierający ocenę wpływu obecnej konfiguracji obszarów rynkowych na efektywność rynku,
- Działanie 3: Decyzja o uruchomieniu procesu weryfikacji konfiguracji obszarów rynkowych w przypadku, gdy brak efektywności w obecnej konfiguracji zostałby zidentyfikowany w raporcie technicznym lub rynkowym,
- Działanie 4: Przegląd konfiguracji obszarów rynkowych.

Raport techniczny został opublikowany w styczniu 2014 r., natomiast raport rynkowy w marcu 2014 r. Oba raporty były przygotowywane równocześnie i niezależnie od siebie. Raport rynkowy wskazał na potrzebę rozpoczęcia procesu weryfikacji stref cenowych, jako że przeprowadzone analizy pozwoliły na identyfikację negatywnego wpływu obecnie funkcjonujących stref na efektywne m.in. dysponowanie mocą, dobrobyt ekonomiczny, zachęty do podejmowania inwestycji oraz płynność rynku (szczególnie rynku długoterminowych praw przesyłowych) i poziom konkurencji. Agencja wskazała, że podstawy analityczne do przeprowadzenia przeglądu stref rynkowych powinny jako minimum obejmować ocenę wpływu poszczególnych konfiguracji stref na wskazane powyżej aspekty rynkowe, a także zawierać porównanie alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych pod względem bezpieczeństwa sieci oraz stabilności konfiguracji.

W maju 2014 r. ENTSO-E zaproponowało metodologię i założenia analityczne, które będą brane pod uwagę przy przeglądzie obszarów rynkowych. Propozycje zawierały analizę obecnie istniejącej konfiguracji oraz dobór pozostałych konfiguracji na podstawie podejścia modelowego (opartego na algorytmie optymalizacyjnym) i eksperckiego. Przedstawione propozycje nie spełniły całkowicie oczekiwań ACER. Zbyt mały nacisk położony został na wykorzystanie podejścia modelowego.

Komisja Europejska pozytywnie zaopiniowała w grudniu 2014 r. Regulację CACM, której wejście w życie spodziewane jest w lipcu 2015 r. Wskazuje ona m.in. kryteria dokonania przeglądu. Zdaniem ACER, ENTSO-E powinno już teraz dostosować założenia analityczne przeglądu do kryteriów wskazanych w wytycznych. Przegląd będzie składał się z dwóch etapów:

Etap 1:

- uczestniczący operatorzy systemów przesyłowych przygotowują metodologię i założenia, które zostaną wykorzystane w procesie przeglądu,
- zaproponowana zostanie alternatywna konfiguracja stref cenowych do oceny.

Etap 2:

- porównanie aktualnej konfiguracji stref cenowych z konfiguracjami alternatywnymi,
- konsultacje propozycji i warsztat roboczy,
- przedłożenie uczestniczącym państwom członkowskim i regulatorom propozycji utrzymania/zmiany konfiguracji stref cenowych w ciągu 15 miesięcy od decyzji o rozpoczęciu przeglądu.

Państwa członkowskie lub regulatorzy w ciągu 6 miesięcy podejmują decyzję o utrzymaniu/zmianie konfiguracji stref.

Prace dotyczące projektu pilotażowego nadal trwają.

Projekt pilotażowy dotyczący wdrożenia jednolitych zasady aukcji długoterminowych (*Harmonised Allocation Rules for Forward Capacity Allocation – HAR EU*)

HAR EU jest projektem pilotażowym mającym na celu wypracowanie wspólnych zasad dla aukcji długoterminowych. Zgodnie z art. 57 projektu kodeksu sieci dotyczącego alokacji długoterminowych praw przesyłowych (*Forward Capacity Allocation Network Code – FCA NC*) w odniesieniu do zdolności o okresie trwania dłuższym niż zakres czasowy rynku dnia następnego – zasady takie muszą zostać ustalone nie później niż w ciągu 12 miesięcy od wejścia w życie kodeksu. HAR EU reguluje kwestie takie jak: procedury aukcji zdolności przesyłowych, zasady, na których użytkownik rynku może brać udział w aukcjach oraz zasady korzystania ze zdolności transgranicznych. Projekt dokumentu jest w fazach ustaleń w ramach ENTSO-E. Wdrożenie projektu pilotażowego jest planowane na 2015 r.

1.3.3. Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami

Ramy współpracy między właściwymi organami zostały wyznaczone przez przepisy prawa UE stanowiące tzw. trójpak energetyczny. Są to: 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, 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, rozporządzenie 714/2009, rozporządzenie 715/2009 oraz rozporządzenie 713/2009. Celem tych uregulowań jest przede wszystkim stworzenie narzędzi i mechanizmów, które umożliwią efektywne budowanie jednolitego, konkurencyjnego europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu.

Wspieranie integracji rynków i monitorowanie współpracy w tym zakresie należy do ACER, która zrzesza krajowe organy regulacyjne UE. Oprócz zapewnienia koordynacji działań krajowych regulatorów, nadzoruje współpracę między nimi a operatorami systemów przesyłowych zrzeszonych w Europejskich Sieciach Operatorów Systemów Przesyłowych gazu i energii elektrycznej (ENTSO-G, ENTSO-E).

1.3.3.1. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe

Narzędziami mającymi służyć wdrożeniu transgranicznych rozwiązań jest opracowanie kodeksów sieciowych. Określają one wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Proces opracowania kodeksów rozpoczyna się od wypracowania przez ACER wytycznych ramowych, wskazujących podstawowe kierunki i zasady, którym odpowiadać powinien kodeks. Nie są one wiążące. Następnie ENTSO-E w oparciu o wytyczne ramowe przygotowuje kodeks sieciowy w terminie 12 miesięcy od wezwania przez Komisję Europejską. Kodeks jest przedkładany ACER, która w ciągu maksymalnie 3 miesięcy wydaje uzasadnioną opinię co do treści kodeksu. ENTSO-E, kierując się zaleceniami zawartymi w opinii, może wprowadzić poprawki do kodeksu i ponownie przekazać go ACER do zaopiniowania. Po stwierdzeniu przez Agencję, że kodeks jest zgodny z wytycznymi ramowymi, ACER przedkłada go Komisji Europejskiej, która poddaje go procedurze zatwierdzenia przez komitety ekspertów poszczególnych państw członkowskich i następnie przyjmuje kodeks. Wchodzi on w życie w formie rozporządzenia.

Dodatkowo uregulowania kodeksów mają przełożenie na krajowe kodeksy sieciowe, którymi są instrukcje ruchu i eksploatacji sieci.

Wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management – CACM GL*)

W oparciu o Wytyczne Ramowe ACER ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi ENTSO-E opracowało projekt kodeksu ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W 2014 r. Komisja Europejska i państwa członkowskie we współpracy z ACER i ENTSO-E pracowali nad finalizacją tekstu kodeksu w ramach procesu komitologii. Ze względu na znaczną liczbę zapisów stanowiących o metodologiach poszczególnych procesów, które mają zostać przygotowane w określonych w regulacji terminach, Komisja Europejska uznała, że projektowana regulacja nie spełnia przesłanki odpowiedniego stopnia szczegółowości do uznania jej za kodeks sieciowy. Postanowiono, że zostanie ona przyjęta w formie wytycznych Komisji Europejskiej. Po zakończeniu procesu komitologii Komisja Europejska pozytywnie zaopiniowała wytyczne w grudniu 2014 r. Kolejnym etapem jest zaakceptowanie ich przez Parlament Europejski. W razie braku sprzeciwu z jego strony, wytyczne staną się obowiązującym prawem w połowie 2015 r. (Regulacja CACM).

Wytyczne określają zasady dotyczące alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, wymogi ustanowienia wspólnych metod wyznaczania zdolności przesyłowych dostępnych równolegle między obszarami rynkowymi, a także procesu przeglądu obszarów rynkowych. Uregulowane zostało ponadto stosowanie transgranicznych środków zaradczych (*re-dispatching* i *countertrading*), gwarantowanie wyznaczonych i alokowanych zdolności przesyłowych (*firmness*) oraz podział kosztów działań określonych w wytycznych. Wprowadzenie harmonizacji zasad w zakresie transgranicznej wymiany handlowej powinno przyczynić się do poprawy efektywności funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej oraz wzmocnienia pozycji odbiorców energii. Zasady zawarte w Regulacji CACM będą stanowić podstawę dla wdrożenia jednego, wspólnego rynku w Europie.

Kodeks sieci dotyczący alokacji długoterminowych praw przesyłowych (*Forward Capacity Allocation Network Code – FCA NC*)

Regulacja ustala zasady odnoszące się do długoterminowych zdolności/praw przesyłowych alokowanych w drodze aukcji typu *explicit* (aukcje jawne na moce przesyłowe), jak również zasady, według których posiadacze zdolności otrzymują rekompensaty w przypadku ograniczeń (redukcji). Zgodnie z tym kodeksem długoterminowe zdolności przesyłowe mogą występować w formie fizycznych oraz finansowych praw przesyłowych. Głównym celem kodeksu jest budowa w Europie płynnego i konkurencyjnego rynku zdolności długoterminowych w sposób skoordynowany oraz

zapewnienie jego uczestnikom możliwości zabezpieczenia ryzyka związanego z transgranicznym obrotem energią elektryczną.

Projekt kodeksu sieci uzyskał opinię ACER 20 grudnia 2013 r. Działając na podstawie tej opinii ENTSO-E skierowało do ACER zmieniony projekt kodeksu 3 kwietnia 2014 r. Pismem z 22 maja 2014 r. ACER przekazała projekt kodeksu do Komisji Europejskiej wraz z rekomendacją dotyczącą jego przyjęcia. Zatwierdzenie ostatecznej wersji kodeksu jest planowane na drugą połowę 2015 r.

Kodeks ten jest ściśle związany z wytycznymi dotyczącymi zasad alokacji i zarządzania ograniczeniami (Regulacja CACM) i został opracowany w oparciu o wspólne dla tych dokumentów Wytyczne Ramowe ACER.

Kodeks Sieci dotyczący bilansowania energii elektrycznej (*Network Code on Electricity Balancing – EB NC*)

Regulacja ustanawia wspólne zasady bilansowania energii elektrycznej. Definiuje role i zadania podmiotów na rynku bilansującym, zakreśla ramy współpracy między nimi oraz określa zasady działania mechanizmów transgranicznych. Kodeks swym zakresem obejmuje ponadto produkty wykorzystywane na rynku bilansującym, zasady pozyskiwania i wymiany usług bilansujących w zakresie energii i rezerw, zasady wykorzystania zdolności przesyłowych na potrzeby bilansowania oraz sposoby rozliczeń pomiędzy uczestnikami rynku. Wszystkie te uregulowania mają skutkować utworzeniem jednolitego paneuropejskiego rynku bilansującego gwarantującego bezpieczeństwo pracy sieci, konkurencyjność, przejrzystość, płynność oraz równe traktowanie uczestników, a także eliminacją barier wejścia na rynek. Cele regulacji mają być realizowane w sposób niepowodujący zaburzeń w efektywnym funkcjonowaniu innych niż bilansujące rynki energii. Istotnym obszarem, który będzie uregulowany w kodeksie, są zasady współdziałania dwóch modeli rynków opartych na centralnym dysponowaniu jednostkami wytwórczymi (*central dispatch*) oraz samodysponowaniu tymi jednostkami (*self dispatch*).

Projekt kodeksu został przedłożony przez ENTSO-E w grudniu 2013 r. ACER wydała uzasadnioną opinię w jego przedmiocie w marcu 2014 r. z zaleceniem dalszych prac nad wskazanymi obszarami regulacji. Ponowne przedłożenie zmodyfikowanego projektu ENTSO-E nastąpiło we wrześniu 2014 r. ACER przygotowuje obecnie opinię, której celem jest rekomendacja dla Komisji Europejskiej w zakresie kodeksu. Wydanie opinii planowane jest w maju 2015 r. Komisja Europejska zamierza rozpocząć proces komitologii na początku 2016 r.

Kodeks Sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączeń wytwórców do sieci (*Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators – RfG NC*)

Regulacja ustanawia kodeks sieci, określający wymagania dotyczące przyłączania obiektów wytwórczych, obejmujących synchroniczne jednostki wytwórcze, układy jednostek wytwórczych, w tym morskich, do połączonych systemów elektroenergetycznych. Kodeks ten ma na celu zapewnienie utrzymania uczciwych warunków konkurencji na rynku wewnętrznym oraz bezpieczeństwa systemu, a także integracji odnawialnych źródeł energii, w celu ułatwienia handlu energią elektryczną na obszarze całej UE. Kodeks określa również obowiązki operatorów sieci w zakresie zapewnienia odpowiedniego wykorzystania potencjału obiektów elektroenergetycznych tak, aby w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny zapewnić równe warunki konkurencji w całej Unii.

Projekt kodeksu został przedłożony przez ENTSO-E w lipcu 2012 r. ACER wydała uzasadnioną opinię w jego przedmiocie w październiku 2012 r. z zaleceniem dalszych prac nad wskazanymi obszarami regulacji. Ponowne przedłożenie zmodyfikowanego projektu ENTSO-E nastąpiło w marcu 2013 r. ACER wydała 25 marca 2013 r. rekomendację dla Komisji Europejskiej w zakresie stanowiska wobec kodeksu. Komisja Europejska rozpoczęła komitologię w lutym 2015 r., a głosowanie planuje w czerwcu 2015 r.

Kodeks sieci dotyczący przyłączeń odbiorców (*Demand Connection Code – DCC NC*)

Regulacja ustanawia zasady przyłączania odbiorców oraz systemów dystrybucyjnych do wzajemnie połączonego systemu elektroenergetycznego. Celem regulacji jest zapewnienie właściwych warunków konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu i integracji z nim odnawialnych źródeł energii, a także ułatwienie oferowania usług DSR (*Demand-Side Response*) oraz handlu energią elektryczną na terenie UE. Postanowienia kodeksu są ściśle powiązane z kodeksem sieci dotyczącym wymogów w zakresie przyłączeń wytwórców do sieci, kodeksem sieci dotyczącym bilansowania energii elektrycznej oraz kodeksem sieci dotyczącym bezpieczeństwa ruchowego.

4 stycznia 2013 r. ENTSO-E przedłożyło projekt kodeksu ACER, która wydała odpowiednią opinię wraz z rekomendacją odnośnie kodeksu 25 marca 2013 r. W 2015 r. planowane jest poddanie przez Komisję Europejską projektu kodeksu procesowi komitologii, a następnie jego ostateczne zatwierdzenie, zaplanowane na drugą połowę 2015 r.

Kodeks sieci dotyczący połączeń wysokiego napięcia prądu stałego (*Network Code on High Voltage Direct Current Connections – HVDC NC*)

Regulacja ta ustanawia wymogi dla połączeń wysokiego napięcia prądu stałego, połączeń między różnymi obszarami synchronicznymi oraz przyłączeń tzw. *Power Park Modules* obejmujących m.in. farmy wiatrowe. Obszar regulowany przez HVDC stanowi stosunkowo nowe zagadnienie, w związku z czym stworzenie środowiska prawnego powinno zostać zrealizowane z korzyścią dla europejskiego rynku energii elektrycznej. Postanowienia kodeksu są ściśle powiązane z kodeksem sieci dotyczącym wymogów w zakresie przyłączeń wytwórców do sieci oraz kodeksem sieci dotyczącym przyłączeń odbiorców.

Gotowy projekt kodeksu ENTSO-E przedłożyło ACER 30 kwietnia 2014 r. ACER wydała opinię wraz z rekomendacją w zakresie kodeksu 24 lipca 2014 r. W 2015 r. planowane jest poddanie przez Komisję Europejską projektu kodeksu procesowi komitologii, a następnie jego ostateczne zatwierdzenie, zaplanowane na drugą połowę 2015 r.

Kodeks sieci dotyczący bezpieczeństwa ruchowego (*Network Code on Operational Security – OS NC*)

Regulacja ta określa podstawowe reguły umożliwiające funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych w oparciu o satysfakcjonujący poziom bezpieczeństwa oraz jakości dostaw, jak również efektywną obsługę infrastruktury i zasobów. Powyższe cele mają zostać osiągnięte poprzez skupienie się na wspólnych regułach bezpieczeństwa ruchowego, koordynacji funkcjonowania systemów oraz szczególnym uwzględnieniu użytkowników sieci podłączonych do sieci przesyłowej. Postanowienia kodeksu są ściśle powiązane z postanowieniami dwóch innych kodeksów sieci dotyczących zagadnień operacyjnych, tj. z kodeksem sieci dotyczącym planowania operacyjnego oraz z kodeksem dotyczącym regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych.

ENTSO-E przedłożyło ACER projekt kodeksu 28 lutego 2013 r. ACER wydała 28 maja 2013 r. opinię, zaś 11 listopada 2013 r. rekomendację w zakresie kodeksu. W 2015 r. planowane jest poddanie przez Komisję Europejską projektu kodeksu procesowi komitologii, a następnie jego ostateczne zatwierdzenie, zaplanowane na koniec 2015 r.

Kodeks sieci dotyczący planowania operacyjnego (*Network Code on Operational Planning and Scheduling – OP&S NC*)

Regulacja ma na celu zapewnienie skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych oraz zoptymalizowanie pracy systemów elektroenergetycznych funkcjonujących w Europie. Definiuje ona zadania i obowiązki OSP, OSD oraz użytkowników sieci realizowane w fazie planowania. Opisuje

również sposób wymiany informacji między wyżej wymienionymi podmiotami. Poprzez optymalizację fazy planowania, regulacja ma doprowadzić do podniesienia poziomu bezpieczeństwa przy zachowaniu efektywności kosztowej. Celem jest wskazanie minimalnych wymogów niezbędnych dla uzgodnienia oraz koordynacji procesu planowania w całej Europie. Uregulowane zostały wspólne metodologie i zasady umożliwiające realizację analiz w zakresie bezpieczeństwa oraz adekwatności. Kodeks ten jest ściśle powiązany z postanowieniami dwóch innych kodeksów sieci dotyczących zagadnień operacyjnych, tj. z kodeksem sieci dotyczącym bezpieczeństwa ruchowego oraz z kodeksem dotyczącym regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych.

29 marca 2013 r. projekt kodeksu został przedłożony ACER przez ENTSO-E. ACER wydała opinię 19 czerwca 2013 r. oraz rekomendację 11 listopada 2013 r. w zakresie kodeksu. W 2015 r. planowane jest poddanie przez Komisję Europejską projektu kodeksu procesowi komitologii, a następnie jego ostateczne zatwierdzenie, zaplanowane na koniec 2015 r.

Kodeks Sieci dotyczący regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych (*Network Code on Load Frequency Control and Reserves – LFC&R NC*)

Celem regulacji jest zapewnienie skoordynowanego funkcjonowania systemów przesyłowych w celu osiągnięcia zadowalającego poziomu dotyczącego jakości częstotliwości. Powyższe założenie ma zostać osiągnięte poprzez szczególne uwzględnienie rezerw w procedurze utrzymania oraz odbudowy częstotliwości. Na potrzeby kodeksu wypracowana została siatka pojęciowa obejmująca takie terminy, jak *frequency containment reserve*, *frequency restoration reserve* oraz *replacement reserve*, jako odpowiedników rezerwy pierwotnej, wtórnej oraz trójnej uruchamianych automatycznie lub ręcznie w ramach zagwarantowanej dostępności lub udostępnianych na zasadach rynkowych. Kodeks ten jest ściśle powiązany z postanowieniami kodeksów sieci dotyczących zagadnień operacyjnych oraz związanych z rynkiem energii elektrycznej.

ENTSO-E przedłożyło gotowy projekt kodeksu ACER 28 czerwca 2013 r. Agencja wydała 26 września 2013 r. opinię wraz z rekomendacją w zakresie kodeksu. W 2015 r. planowane jest poddanie przez Komisję Europejską projektu kodeksu procesowi komitologii, a następnie jego ostateczne zatwierdzenie, zaplanowane na koniec 2015 r.

Kodeks sieci dotyczący pracy systemu w warunkach zagrożenia i odbudowy systemu po awarii (*Network Code on Emergency and Restoration – E&R NC*)

Regulacja jest kluczowym elementem mającym na celu zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej w całej Europie. Ponadto, obejmuje ona procedury oraz czynności naprawcze realizowane w warunkach zagrożenia, blackout'u oraz odbudowy systemu po awarii. Uwzględniono przygotowania do obrony systemu, jego odbudowy oraz plany resynchronizacji z wyprzedzeniem, mając na uwadze wymianę informacji, procesy operacyjne przy wejściu systemu w jedno z powyższych stadiów oraz doraźną analizę incydentów.

Ostatni projekt kodeksu został opublikowany przez ENTSO-E 29 stycznia 2015 r. Na kwiecień br. zaplanowane było nadanie mu dalszego biegu poprzez jego przesłanie do zaopiniowania przez ACER, celem dalszego przedstawienia Komisji Europejskiej.

1.3.3.2. Zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne (art. 23 ust. 2 pkt 11b), należy zatwierdzanie metod alokacji i zarządzania ograniczeniami stosowanych na połączeniach Polski z innymi krajami UE i kontrola ich zgodności z rozporządzeniem 714/2009.

Pod koniec 2013 r. PSE S.A. złożyły wniosek o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z innymi krajami Unii. W ramach prowadzonego postępowania PSE S.A. zostały wezwane do uzupełnienia wniosku o metody alokacji prowadzonej na połączeniu ze Szwecją (Swe-Pol Link) oraz metody stosowanej w alokacjach śróddziennych (*intraday*)

w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Podczas analizy materiału dowodowego zebranego w trakcie postępowania administracyjnego, Prezes URE powziął wątpliwość co do zgodności metod alokacji (opisanych w Zasadach Aukcji Centralnego Biura Alokacji – *Central Allocation Office*) z obowiązującym prawem unijnym. W opinii Prezesa URE jedyną prawnie skuteczną drogą do zbadania zgodności metod alokacji stosowanych w regionie z zapisami rozporządzenia 714/2009 jest zastosowanie art. 7 ust. 4 rozporządzenia 713/2009, tj. poprzez zawniostkowanie o opinię ACER w przedmiocie oceny zgodności decyzji podjętych przez regulatorów z regionu CEE w zakresie zatwierdzania metod alokacji z przepisami rozporządzenia 714/2009 i załączonymi do niego wytycznymi.

W ocenie Prezesa URE alokacja zdolności przesyłowych, zgodnie z wykładnią przepisów rozporządzenia 714/2009, powinna mieć zastosowanie na granicach między wszystkimi państwami członkowskimi w regionie CEE. Tylko w taki bowiem sposób można odzwierciedlić istniejące ograniczenia sieciowe. Wyłączenie granicy austriacko-niemieckiej z obowiązku stosowania procedury alokacyjnej niesie za sobą zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sąsiednich systemów elektroenergetycznych. W sytuacji, gdy ograniczenia występują, nawet przy braku zasadności uznania ich za permanentne, i wywierają negatywny wpływ na przepływy energii w systemach sąsiednich, mamy dodatkowo do czynienia z zaburzeniem skutecznych sygnałów ekonomicznych wysyłanych do uczestników rynku i operatorów systemów przesyłowych oraz zaburzeniem efektywnej konkurencji. Jednocześnie, jako rezultat transakcji handlowych między wskazanymi państwami, można zaobserwować wzrost kosztów stosowania następczych środków zaradczych w postaci transgranicznego przekierowania (*cross-border re-dispatching*) pokrywanych w części przez polskich użytkowników sieci. W tej sytuacji problemy ograniczeń sieci nie są więc rozwiązywane za pomocą niedyskryminacyjnych rozwiązań rynkowych. Wskazane powyżej problemy są wynikiem braku koordynacji w przygotowaniu i realizowaniu procesu alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w regionie CEE.

Wniosek został złożony w listopadzie 2014 r., ACER nie wydała jeszcze opinii w tym zakresie.

Ponadto, w ciągu ostatnich kilku miesięcy operatorzy systemów przesyłowych regionu CEE zidentyfikowali problemy w obsłudze procesu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej rynku dnia bieżącego. Problemy te wynikają z przeciążenia systemów informatycznych Biura Alokacji na skutek zbyt dużej liczby ofert składanych na 4-godzinne sesje śróddzienne (*intraday*) przez niektórych, w tym polskich, uczestników tego rynku. Projekt aneksu do aktualnie obowiązującej umowy w sprawie organizacji aukcji śróddziennych zawiera propozycję przygotowaną przez czeskiego operatora systemu przesyłowego CEPS, działającego jako Biuro Alokacji dla rynku śróddziennego (*intraday*) wymiany międzysystemowej, oraz współpracujących operatorów systemów przesyłowych regionu CEE. Obejmuje on swoim zakresem zmiany w procedurze alokacji śróddziennych mające zapobiec wspomnianym przeciążeniom systemów informatycznych na skutek zbyt dużej liczby składanych ofert.

Dokumenty nie zostały jeszcze zatwierdzone, ponieważ jak wspomniano powyżej, w odniesieniu do alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych polski regulator wystąpił z wnioskiem do ACER o opinię.

1.4. Realizacja obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 347/2013 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej

W 2014 r. kontynuowano rozpoczęte w poprzednim roku prace nad wnioskiem litewskiego operatora systemu przesyłowego LITGRID AB o transgraniczną alokację kosztów dla projektu Alytus-granica PL/LT, w które Prezes URE był zaangażowany. W listopadzie 2014 r. litewski regulator, na podstawie art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, przekazał ten wniosek do rozpatrzenia ACER. Prace Agencji nad wnioskiem nie zostały zakończone w 2014 r.

W 2014 r. rozpoczęły się prace nad wyborem projektów na drugą unijną listę projektów wspólnego zainteresowania – projektów niezbędnych do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I rozporządzenia 347/2013. Prace te odbywały się w grupach regionalnych, w skład których wchodził przedstawiciele: Komisji, ACER, ENTSO-E, państw członkowskich, krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych. Prezes URE uczestniczył w pracach grup: „Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity” (BEMIP Electricity) i „North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe” (NSI East Electricity). W 2015 r. zostaną zakończone prace grup regionalnych, po czym Komisja ogłosi drugą listę projektów wspólnego zainteresowania.

1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej. System rekompensat określony tą ustawą został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej³³⁾, która w art. 4 ust. 2 uznała system rekompensat za pomoc publiczną zgodną ze wspólnym rynkiem zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001) D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.).

Program pomocy publicznej ma na celu rekompensowanie wytwórcom kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych wynikających z braku możliwości odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach działalności wytwórców na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w związku z obowiązkiem odbioru zakontraktowanej ilości gazu ziemnego przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem tego paliwa. Koszty osierocone to koszty powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (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. nr 2 ustawy o rozwiązaniu KDT mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości 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.

³³⁾ Dz. U. UE L 83/1 z 28 marca 2009 r.

Tabela 14. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2013 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2013 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2013 r. określonych we wnioskach (art. 45)	RAZEM kwota zaliczek	Korekta roczna kosztów osieroconych	Korekta roczna kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy	Suma korekt rocznych	Saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom z uwzględnieniem rocznych korekt
	[tys. zł]						
PGE GIEK S.A.	262 000,000		262 000,000	437 822,558		437 822,558	699 822,558
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	18 000,000		18 000,000	-22 570,050		-22 570,050	-4 570,050
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	112 000,000		112 000,000	43 249,984		43 249,984	155 249,984
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	135 790,000	46 750,000	182 540,000	42 100,973	12 958,345	55 059,319	237 599,319
Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.	71 788,000		71 788,000	40 705,799		40 705,799	112 493,799
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	15 000,000	0,000	15 000,000	12 996,288	0,000	12 996,288	27 996,288
RAZEM	614 578,000	46 750,000	661 328,000	554 305,553	12 958,345	567 263,898	1 228 591,898

Źródło: URE.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2013 r.

W 2014 r. Prezes URE ustalił dla sześciu wytwórców uczestniczących w 2013 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2013 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałego w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2013 r. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych osiem decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2014 r.

Wytwórcy za 2013 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu) łącznie w wysokości 661,33 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 614,58 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 46,75 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy powinni dodatkowo uzyskać łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 567,26 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 554,31 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 12,95 mln zł.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom, z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 1 228,59 mln zł.

Jeden wytwórca nie zgodził się z decyzją Prezesa URE ustalającą korektę kosztów osieroconych za 2013 r. dla tego wytwórcy i zaskarżył ją do SOKiK. Prezes URE przekazując powyższą decyzję wraz z odwołaniem do SOKiK podtrzymał zawarte w niej rozstrzygnięcie.

Ustalenie stawek opłaty przejściowej na 2014 r.

Prezes URE, stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, skalkulował stawki opłaty przejściowej na 2015 r. Stawki te, w porównaniu do 2014 r., wzrosły o ok. 34,5% dla gospodarstw domowych oraz o ok. 31,5% dla pozostałych odbiorców.

Poniższa tabela przedstawia skalkulowane na 2015 r. stawki opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz dla porównania stawki obowiązujące w 2014 r.

Tabela 15. 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 specjalni, 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/kW/mc]			
Stawki netto obowiązujące w 2014 r.	0,18	0,77	2,44	0,66	1,64	3,06	0,84
Stawki netto skalkulowane na 2015 r.	0,25	1,04	3,29	0,87	2,16	4,03	1,11
Zmiana wysokości stawek netto w 2015 r. w stosunku do 2014 r.*	134,56%	134,56%	134,56%	131,48%	131,48%	131,48%	131,48%

* Procenty obliczone dla stawek bez zaokrążeń.

Źródło: URE.

1.6. 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 jej wytwarzania. 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. Wobec zobowiązań wynikających m.in. z pakietu klimatycznego 3 × 20, Polska musi w coraz większym stopniu wykorzystywać odnawialne źródła energii, 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 i obowiązkowym przesyle lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia (OZE). Natomiast mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających

energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) polega na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP). Świadectwa pochodzenia (OZE) oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP) uosabiają prawa majątkowe, które mogą być przedmiotem obrotu na TGE S.A.

Co istotne, ustawą z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw³⁴⁾ został przywrócony mechanizm wsparcia jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tj. jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz jednostek kogeneracji innych niż wymienione w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 1a ustawy – Prawo energetyczne).

Podkreślić jednocześnie należy, że zgodnie z ww. ustawą od 30 kwietnia 2014 r. nastąpiła zmiana zasad umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji. Zgodnie z nowym brzmieniem art. 9m ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, został zmieniony termin, do którego podmioty zobowiązane do wypełnienia obowiązku z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, mogą umorzyć świadectwa pochodzenia z kogeneracji (z 31 marca na 30 czerwca danego roku kalendarzowego). Ponadto wprowadzono „terminowość” świadectw pochodzenia z kogeneracji, które w obecnym stanie prawnym mogą być zaliczone do wypełnienia obowiązku jedynie za rok, w którym została wytworzona objęta nimi energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji. Wyjątek od ww. zasady dotyczy świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych na skutek prawomocnego orzeczenia sądu (art. 5 ust. 4 ustawy z 14 marca 2014 r.), które uwzględnia się przy rozliczeniu wykonania obowiązku określonego w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, za rok w którym świadectwo to zostało wydane.

Warto zwrócić także uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o zwolnienia z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez TGE S.A., z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii³⁵⁾, a także z wnoszenia corocznej opłaty koncesyjnej³⁶⁾.

Mając na uwadze przepisy ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do uprawnień i obowiązków odbiorców przemysłowych³⁷⁾, Prezes URE opublikował Informację nr 44/2014 z 24 grudnia 2014 r. stanowiącą wykaz odbiorców przemysłowych zobligowanych do realizacji za rok 2015 obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne w sposób określony w tej ustawie. Wykaz ten został sporządzony na podstawie oświadczeń składanych przez te podmioty w terminie do 30 listopada roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku, potwierdzających zużycie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji przedmiotowych obowiązków.

Podkreślić należy, że w 2014 r. odbiorcy przemysłowi zobligowani byli do realizacji za 2013 rok obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. W konsekwencji, na mocy przepisów art. 9a ust. 1a⁵ tej ustawy, odbiorcy przemysłowi (wskazani w Informacji Prezesa

³⁴⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 490.

³⁵⁾ Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienia te dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW.

³⁶⁾ Przy tym zgodnie z art. 34 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienie to dotyczy przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy nieprzekraczającej 5 MW, w zakresie wytwarzania energii w tych źródłach.

³⁷⁾ Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 20e ustawy – Prawo energetyczne, pod pojęciem odbiorcy przemysłowego należy rozumieć odbiorcę końcowego, którego główną działalnością gospodarczą jest działalność w zakresie:

- a) wydobywania węgla kamiennego lub rud metali nieżelaznych,
- b) produkcji wyrobów z drewna oraz korka z wyłączeniem produkcji mebli,
- c) produkcji papieru i wyrobów z papieru,
- d) produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych,
- e) produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych,
- f) produkcji szkła i wyrobów ze szkła,
- g) produkcji ceramicznych materiałów budowlanych,
- h) produkcji metali,
- i) produkcji elektrod węglowych i grafitowych, styków i pozostałych elektrycznych wyrobów węglowych i grafitowych,
- j) produkcji żywności.

URE nr 27/2013 z 9 października 2013 r.) zobowiązani byli do przekazania Prezesowi URE do 31 maja 2014 r. informacji o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa art. 9a ust. 1a³ ustawy – Prawo energetyczne, o ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w 2013 r., o wysokości kosztu energii elektrycznej oraz wartości swojej produkcji w 2012 r., a także do złożenia oświadczenia o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Należy wskazać, że dwóch przedsiębiorców wskazanych w Informacji Prezesa URE nr 27/2013 z 9 października 2013 r. uchybiło ww. terminowi. W związku z powyższym, Prezes URE opublikował w Biuletynie URE Informację nr 34/2014 z 28 sierpnia 2014 r. w sprawie odbiorców przemysłowych, którzy do 31 maja 2014 r. nie złożyli informacji i oświadczenia, o których mowa w art. 9a ust. 1 a⁵ ustawy – Prawo energetyczne. W związku z opublikowaniem Informacji Prezesa URE z 28 sierpnia 2014 r. obydwa podmioty złożyły od powyższej informacji odwołanie do SOKiK. W ocenie przedsiębiorców informacja Prezesa URE z 28 sierpnia 2014 r. stanowi w istocie decyzję administracyjną, od której służy odwołanie.

Należy także nadmienić, że w 2014 r. URE w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, uwzględniając specyficzną sytuację na rynku świadectw pochodzenia, prezentował cyklicznie dane dotyczące OZE za pośrednictwem strony internetowej w wyodrębnionej zakładce „Potencjał krajowy OZE w liczbach” (link: <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze>). Dodatkowo, co kwartał była aktualizowana internetowa mapa Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych.

1.6.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2014 r. Prezes URE wydał 19 460 świadectw pochodzenia OZE, na łączny wolumen 22 242 982,597 MWh (za produkcję w 2011 r., 2012 r., 2013 r. i 2014 r.) oraz 1 001 świadectw CHP, na łączny wolumen 20 898 286,970 MWh (za produkcję w 2011 r., 2012 r., 2013 r. i 2014 r.). Ponadto Prezes URE wydał 227 gwarancji pochodzenia.

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 53 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (29 OZE, 15 gwarancji pochodzenia oraz 9 CHP). Najczęstszymi przyczynami odmowy były: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwarancji³⁸⁾, nieudokumentowanie daty rozpoczęcia rozruchu technologicznego³⁹⁾, a także niespełnienie innych wymogów wynikających z przepisów prawa, w tym w szczególności z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. Prezes URE uchylił w trybie samokontroli jedno postanowienie o odmowie wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji i wydał świadectwo pochodzenia z kogeneracji, ponieważ został m.in. udokumentowany fakt, że przedsiębiorca przedłożył wniosek o wydanie świadectwa w wymaganym przez prawo terminie do operatora systemu elektroenergetycznego.

³⁸⁾ 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem OZE (art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne) i odpowiednio 14 dni w przypadku wniosku CHP (art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne). W przypadku wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wniosek taki należy złożyć w terminie 7 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem (art. 11h ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne).

³⁹⁾ Zgodnie z brzmieniem § 7 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r., okres rozruchu może trwać do 90 dni i jest liczony od dnia pierwszego wprowadzenia energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego.

Tabela 16. Świadczenia pochodzenia wydane w 2014 r. (za produkcję w 2011 r. i 2012 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2011 r. – 31 grudnia 2011 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2012 r. – 31 grudnia 2012 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Elektrownie na biogaz	0,000	0	0,000	0
Elektrownie na biomasę	46 037,250	1	590 793,518	19
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,000	0	9,034	1
Elektrownie wiatrowe	2 146,124	2	14 018,767	4
Elektrownie wodne	0,000	0	34,965	1
Współspalanie	0,000	0	347 011,619	15
Łącznie	48 183,374	3	951 867,903	40

Źródło: URE.

Tabela 17. Świadczenia pochodzenia wydane w 2014 r. (za produkcję w 2013 r.⁴⁰⁾ i 2014 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2014 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Elektrownie na biogaz	154 972,576	387	630 423,162	1 701
Elektrownie na biomasę	2 593 443,426	106	1 504 199,328	174
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	225,987	19	2 231,397	144
Elektrownie wiatrowe	1 894 453,995	1 610	6 035 982,904	7 785
Elektrownie wodne	354 102,116	1 311	1 900 244,436	5 872
Współspalanie	2 957 432,970	142	3 215 219,023	166
Łącznie	7 954 631,070	3 575	13 288 300,250	15 842

Źródło: URE.

Tabela 18. Gwarancje pochodzenia wydane w 2014 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2013⁴¹⁾ r. i 2014 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2014 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Elektrownie na biogaz	39 275	9	23 451	20
Elektrownie na biomasę	2 294 152	11	516 427	13
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0	0	0	0
Elektrownie wiatrowe	1 281 583	84	161 735	22
Elektrownie wodne	133 397	44	3 643	15
Współspalanie	444 918	7	61 364	2
Łącznie	4 193 325	155	766 620	72

Źródło: URE.

⁴⁰⁾ 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 dotyczące okresu wytwarzania 2013 r. mogły być składane do 14 lutego 2014 r.

⁴¹⁾ Zgodnie z art. 11h ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie 7 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie gwarancji dotyczące okresu wytwarzania 2013 r. mogły być składane do 7 stycznia 2014 r.

Tabela 19. Świadczenia pochodzenia z kogeneracji wydane w 2014 r. (za produkcję w 2011 r. i 2012 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1 stycznia 2011 r. – 31 grudnia 2011 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2012 r. – 31 grudnia 2012 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opалana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	7 421,231	5	6 457,239	3
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopалana paliwami gazowymi (CHP2)	0	0	120 152,736	4
opалana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetworzenia biomasy (CHP3)	58,377	1	215,434	3

Źródło: URE.

Tabela 20. Świadczenia pochodzenia z kogeneracji wydane w 2014 r. (za produkcję w 2013⁴²⁾ r. i 2014 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2014 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opалana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	1 079 949,558	86	1 181 611,873	307
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopалana paliwami gazowymi (CHP2)	11 803 482,903	139	6 158 682,835	183
opалana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetworzenia biomasy (CHP3)	217 328,259	117	322 926,525	153

Źródło: URE.

W 2014 r., zgodnie z brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne odbiorcy przemysłowi, 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 lata 2013–2014 z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. W tym okresie Prezes URE wydał 397 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 17 998 880,987 MWh energii elektrycznej oraz 115 decyzje umarzające świadectwa CHP na łączną ilość 648 043,328 MWh energii elektrycznej. Istotne jest, że w świetle nowego brzmienia art. 9m ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (od 30 kwietnia 2014 r.), w przypadku złożenia wniosku o umorzenie świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w 2013 r. i w latach poprzednich, celem realizacji za rok 2014 obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wydawał decyzje o odmowie umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia CHP przedstawiają tabele poniżej.

⁴²⁾ 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 dotyczące okresu wytwarzania 2013 r. mogły być składane do 14 stycznia 2014 r.

Ponadto Prezes URE wydał 36 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia CHP tzw. „korekcyjnych” na łączny wolumen 41 371,412 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 21. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2014 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]
2013	10 132 903,152
2014	7 865 977,835
Łącznie	17 998 880,987

Źródło: URE.

Tabela 22. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP CHP w 2014 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
2013	
CHP3	291 314,093
2014	
CHP1	50 392,681
CHP2	106 288,679
CHP3	200 047,875
Łącznie	648 043,328

* Z wyłączeniem umorzeń „korekcyjnych”.

CHP1 Jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW.

CHP2 Jednostki kogeneracji inne niż CHP1 i CHP3.

CHP3 Jednostki kogeneracji opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biopaliwach.

Źródło: URE.

Przyjmując zatem wielkość sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym do odbiorców przemysłowych na ich użytek własny w 2014 r. na poziomie 122 000 000,000 MWh (w dacie sporządzania niniejszego Sprawozdania Prezes URE nie dysponuje jeszcze rzeczywistymi danymi za rok 2014) wykonany, wg danych na 31 grudnia 2014 r., udział:

- 1) energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w 2014 r. wyniósł⁴³⁾:
 - wg wydanych w 2014 r. świadectw pochodzenia (dla okresu wytwarzania od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2014 r.) – 10,89%;
 - wg umorzonych – w celu realizacji obowiązku w 2014 r. – świadectw pochodzenia – 6,45% wobec wymaganych w 2014 r. 14,00%,
- 2) energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2014 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw CHP1 – 0,97%;
 - wg umorzonych – w celu realizacji obowiązku w 2014 r. – świadectw CHP1 – 0,04% wobec wymaganego w 2014 r. poziomu dla CHP1 – 3,90%,
 - wg wydanych świadectw CHP2 – 5,05%;
 - wg umorzonych – w celu realizacji obowiązku w 2014 r. – świadectw CHP2 – 0,09% wobec wymaganego w 2014 r. poziomu dla CHP1 – 23,20%,
 - wg wydanych świadectw CHP3 – 0,26%;
 - wg umorzonych – w celu realizacji obowiązku w 2014 r. – świadectw CHP3 – 0,16% wobec wymaganego w 2014 r. poziomu dla CHP3 – 1,10%.

⁴³⁾ Realizacja CHP 1 i CHP 2 – od 30 kwietnia 2014 r.

1.6.2. 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. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne do zadań Prezesa URE należy kontrolowanie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Biorąc pod uwagę terminy przewidziane do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2013, upływające: w przypadku obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 1 tej ustawy – 31 marca 2014 r. (OZE) a w przypadku obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 8 tej ustawy – 30 czerwca 2014 r. (CHP), kontrola ich wykonania rozpoczęła się po 31 marca 2014 r.⁴⁴⁾ i stanowiła zadanie Prezesa URE, realizowane w ciągu 2014 r.

Odnosząc się do rozliczenia obowiązków za rok 2013, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (stanowiącego zadanie Prezesa URE realizowane w 2014 r.), należy wskazać, że zgodnie z art. 9a ust. 1 i ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, podmioty zobowiązane (wymienione poniżej) miały obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub uiszczenia opłaty zastępczej, jak również uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

W myśl art. 9a ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym od 11 września 2013 r., podmiotami zobowiązanymi do realizacji w 2013 r. obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 8 tej ustawy, były:

- 1) odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji, a także złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 1a¹ ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędącym odbiorcami przemysłowymi, o których mowa w pkt 1,
- 3) odbiorca końcowy, inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w pkt 1, będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych 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,
- 4) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi, o których mowa w pkt 1, na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

W 2014 r. Prezes URE, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi, przeprowadził kontrolę realizacji za rok 2013 obowiązków, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przez odbiorców przemysłowych, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie. I tak, każdy podmiot zobowiązany powinien za 2013 r. osiągnąć:

- 12% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁵⁾,

⁴⁴⁾ Należy pamiętać, że 31 marca 2014 r. nie obowiązywała jeszcze nowela ustawy – Prawo energetyczne ustalająca termin na realizację obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, na 30 czerwca 2014 r.

⁴⁵⁾ § 3-5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 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 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.).

- 0,9% 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 1a ustawy – Prawo energetyczne⁴⁶⁾.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2013 r. objęto 1 848 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną, pięć domów maklerskich (łącznie 1 853 podmioty) oraz 18 odbiorców przemysłowych. Z grupy tej wyłoniono 288 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną oraz jeden dom maklerski, które w 2013 r. faktycznie podlegały obowiązkowi, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 9a ust. 1a pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym od 11 września 2013 r., z mocy prawa byli zobowiązani do samodzielnej realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Na podstawie informacji przekazanych przez TGE S.A. oraz Giełdę Papierów Wartościowych ustalono, że dwóch odbiorców końcowych dokonywało we własnym imieniu transakcji zakupu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za rok 2013 przedstawia tab. 23.

Tabela 23. Rodzaje postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2013 r.

Obowiązek	Liczba wszczęć*	Postępowania nie zakończone do 31 grudnia 2014 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	27	11	0	0	16	3 397 571,15
art. 9a ust. 8	20	12	0	0	8	46 419,47
art. 28	43	32	0	0	11	39 899,60
Łącznie	90	55	0	0	35	3 483 890,22

* Postępowania wszczęte w 2014 r.

** Decyzje wydane w 2014 r.

Źródło: URE.

Jak wynika z przedkładanych w toku postępowań wyjaśnień przedsiębiorstw, najczęstszymi przyczynami powstawania nieprawidłowości były:

- 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 odpowiednio 31 marca 2014 r. oraz 30 czerwca 2014 r.),
- błędne uznanie, że wpłacenie po terminie (tj. po 31 marca danego roku oraz po 30 czerwca 2014 r.) opłaty zastępczej wraz z odsetkami stanowi realizację obowiązków za rok poprzedni,
- trudna sytuacja finansowa przedsiębiorstwa.

Z przeprowadzonej analizy realizacji w 2013 r. omawianych obowiązków wynika, że średnie wypełnienie (udział umorzonych świadectw OZE, świadectw CHP3 oraz uiszczonej opłaty zastępczej w wykonanej przez podmioty zobowiązane całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej) obowiązków wg stanu na 31 grudnia 2014 r. wyniosło:

- dla OZE: 12,18%, wobec wymaganego 12,00%⁴⁷⁾,
- dla CHP3: 1,04% wobec wymaganego 0,9%⁴⁷⁾.

⁴⁶⁾ § 9 ust. 1 pkt 2 lit. c rozporządzenia 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 kogeneracji (Dz. U. z 2011 r. Nr 176, poz. 1052), oraz art. 4 ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy z 14 marca o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

⁴⁷⁾ Wykonanie obowiązku na wyższym poziomie niż wymagany wynika z faktu, że na 31 grudnia 2014 r. większość podmiotów, które zrealizowały obowiązki z nadwyżką nie otrzymały zwrotu nadpłaconej opłaty zastępczej (tj. wnioski o zwrot ww. nadpłaty były rozpatrywane po 1 stycznia 2015 r.).

W 2014 r. Prezes URE zakończył również postępowania administracyjne, wszczęte zarówno w roku 2014, jak i w latach poprzednich, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2012 i lata poprzednie. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku w tym zakresie przedstawia tab. 24.

Tabela 24. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2014 r., wszczętych w 2014 r. i w 2013 r. oraz latach poprzednich postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków z art. 9a ustawy – Prawo energetyczne za rok 2012 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	5	0	3	118 475,70
art. 9a ust. 8	0	5	0	4	46 277,70
art. 28	0	9	19	4	21 882,95
Łącznie	0	19	19	11	186 636,35

Źródło: URE.

1.6.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych

W 2014 r. Prezes URE ogłosił, zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, jednostkową opłatę zastępczą dla podmiotów, na które nałożony był w 2014 r. obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w wysokości 300,03 zł/MW⁴⁸⁾.

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił⁴⁹⁾:

- 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.

Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 6 ustawy z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Prezes URE 13 maja 2014 r. ogłosił jednostkowe opłaty zastępcze obowiązujące w 2014 r. w wysokości:

- Ozg = 110,00 [zł/MWh],
- Ozk = 11,00 [zł/MWh],
- Ozm = 63,26 [zł/MWh]

Z kolei 30 maja 2014 r. Prezes URE ogłosił jednostkowe opłaty zastępcze, obowiązujące w 2015 r. w wysokości:

- Ozg = 121,63 [zł/MWh],
- Ozk = 11,00 [zł/MWh],
- Ozm = 63,26 [zł/MWh].

⁴⁸⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 15 stycznia 2014 r. w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2013 r. (M. P. z 2014 r. poz. 94).

⁴⁹⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy – Prawo energetyczne i art. 6 ustawy z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

1.6.4. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Jest to jeden z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. Decyzja Prezesa URE zastępuje oświadczenie woli stron i stanowi samoistną podstawę ukształtowania stosunku zobowiązaniowego w zakresie sprawy spornej między stronami. Podstawa prawna tego uprawnienia została określona w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci, jeżeli spełnione są przesłanki ustawowe, a mianowicie jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru, podmiot żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru oraz dysponuje tytułem prawnym do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane. Konsekwencją istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci, w razie sporu co do istnienia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa sądowego opłata ta pobierana jest za zespolecie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolecia, a nie za rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby przyłączenia. Natomiast obowiązek rozbudowy sieci oraz finansowania rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia różnych podmiotów, nie ma charakteru bezwzględnego i aktualizuje się w warunkach określonych w art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym w zakresie wynikającym z przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 oraz art. 46 ustawy – Prawo energetyczne oraz w zakresie wynikającym z założeń i planów, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy.

Jednocześnie Prezes URE nie ma kompetencji do orzekania tzw. „komercyjnych umów o przyłączenie” do sieci, których podstawa została określona w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z brzmieniem ww. przepisu, w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; wówczas przepisów dotyczących zasad ustalania opłaty za przyłączenie do sieci nie stosuje się. Strony „komercyjnej umowy o przyłączenie” mogą kształtować wysokość opłaty za przyłączenie w sposób dowolny, a więc w sposób wykraczający poza ramy ustawowe. W pozostałych przypadkach zgodnie z jednolitym orzecznictwem Sądu Najwyższego opłata ma odzwierciedlać koszty wykonania przyłącza a nie rozbudowy sieci.

W orzecznictwie Sądu Najwyższego został przedstawiony nowy pogląd, zgodnie z którym techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia należy zawsze odnosić do konkretnego obiektu, jaki ma być przyłączany z uwzględnieniem treści składanych w toku procesu ubiegania się o przyłączenia oświadczeń woli jego stron, a także całego kontekstu funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych, zasad i mechanizmów rozbudowy infrastruktury sieciowej, w szczególności zaś jej finansowania oraz inwestycji w nowe moce przyłączeniowe (por. wyrok Sądu Najwyższego z 22 maja 2014 r., sygn. akt III SK 51/13).

Warto także podkreślić, że w toku prowadzenia spraw spornych dotyczących odmowy przyłączenia do sieci, na skutek prowadzonych – w formule koncyliacyjnej – czynności przez Prezesa URE, zaobserwowano znaczną liczbę ugód, skutkiem których dochodziło do zawarcia pomiędzy stronami umów o przyłączenie.

Istotne zmiany w zakresie przyłączania źródeł do sieci wprowadzi ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii⁵⁰⁾ zmieniająca postanowienia ustawy – Prawo energetyczne poprzez m.in. rozszerzenie elementów przedmiotowo istotnych umowy o przyłączenie odnawialnego źródła energii w zakresie terminu wprowadzenia energii elektrycznej (art. 7 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne), określenia pojęcia realizacji przyłączenia (art. 7 ust. 8d¹ ustawy – Prawo energetyczne), obowiązki odpowiedniego dostosowania zawartych umów oraz harmonogramu przyłączenia.

Tabela 25. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2014 r.

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu	Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba ugód administracyjnych
27	33	12	3	17	1

Źródło: URE.

1.7. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

1.7.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2014 r. kształtowała się na poziomie 156 567 GWh i była o niższą ok. 3,7% niż w 2013 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 158 734 GWh i było wyższe o około 0,5% od zużycia w 2013 r. Zużycie krajowe było wyższe od produkcji, należy wobec tego zwrócić uwagę, że w 2014 r. znacząco wzrósł import energii elektrycznej.

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. 26.

Tabela 26. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2014 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2013 r.	2014 r.	dynamika*	2013 r.	2014 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	162 501	156 567	96,35	100,00	100,00
1. elektrownie zawodowe, w tym:	147 435	140 290	95,15	90,73	89,60
a) elektrownie ciepłe, w tym:	144 673	137 770	95,23	89,03	87,99
– na węglu kamiennym	84 566	80 284	94,94	52,04	51,28
– na węglu brunatnym	56 959	54 212	95,18	35,05	34,63
– gazowe	3 149	3 274	103,97	1,94	2,09
b) elektrownie wodne	2 762	2 520	91,24	1,70	1,61
2. elektrownie przemysłowe	9 171	9 020	98,35	5,64	5,76
3. elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	5 895	7 257	123,10	3,63	4,64
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 980	158 734	100,48		

* 2014 r. /2013 r., gdzie 2013 r. =100

Źródło: PSE S.A.

⁵⁰⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 478.

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 2013 r. Na uwagę zasługuje ok. 2,8-procentowy spadek mocy zainstalowanej i ok. 1,3-procentowy mocy osiągalnej w elektrowniach ciepłych i ponad 10-procentowy wzrost analogicznych mocy w źródłach odnawialnych. W rezultacie moc zainstalowana elektrowni zawodowych spadła o niespełna 1%, a moc osiągalna wzrosła w 2014 r. ok. 0,2% w stosunku do 2013 r.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 27.

Tabela 27. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2014 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2013 r.

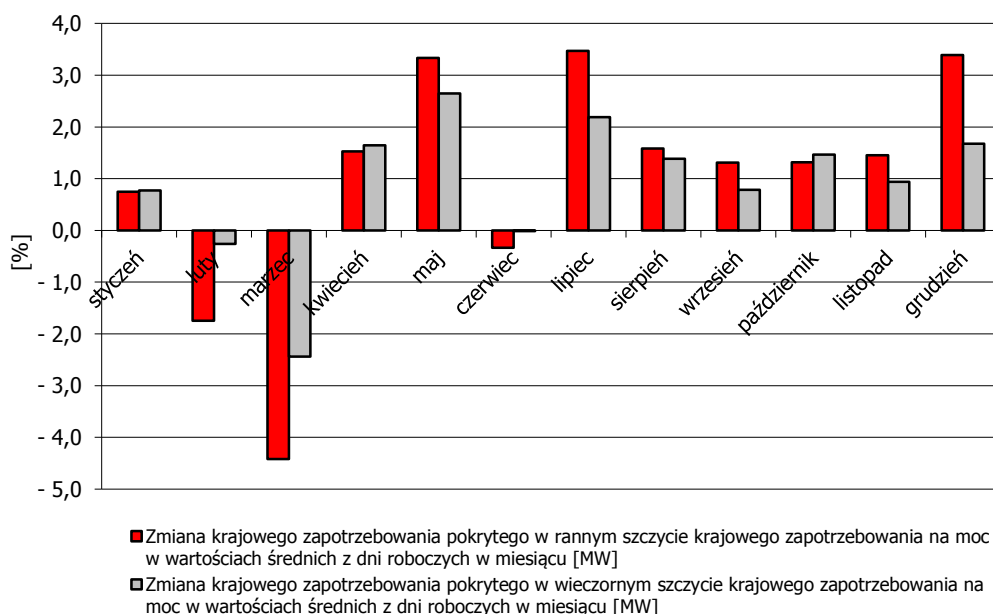
Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2013 r.	2014 r.	dyna- mika*	2013 r.	2014 r.	dyna- mika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	38 406	38 121	99,26	38 112	38 477	100,96
elektrowni zawodowych, w tym:	35 845	35 508	99,06	35 975	36 038	100,18
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 120	29 262	97,15	30 235	29 846	98,71
– na węgla kamiennym	19 812	18 995	95,88	19 835	19 654	99,09
– na węgla brunatnym	9 374	9 268	98,87	9 483	9 275	97,81
– gazowych	934	999	106,96	917	917	100,00
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 369	106,66	2 311	2 337	101,13
elektrowniach przemysłowych	2 561	2 613	102,03	2 137	2 439	114,13
źródeł odnawialnych	3 504	3 877	110,64	3 429	3 855	112,42
JWCD	25 052	24 663	98,45	25 492	25 039	98,22
nJWCD	13 354	13 458	100,78	12 620	13 438	106,48

* 2014 r./2013 r., gdzie 2013 r. =100

Źródło: PSE S.A.

W 2014 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 996 MW i wzrosło o ok. 0,5% w stosunku do 2013 r., natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 535 MW i wzrosło ok. 3,1% w stosunku do 2013 r. Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunku poniżej.

Rysunek 20. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2014 r. w odniesieniu do 2013 r.

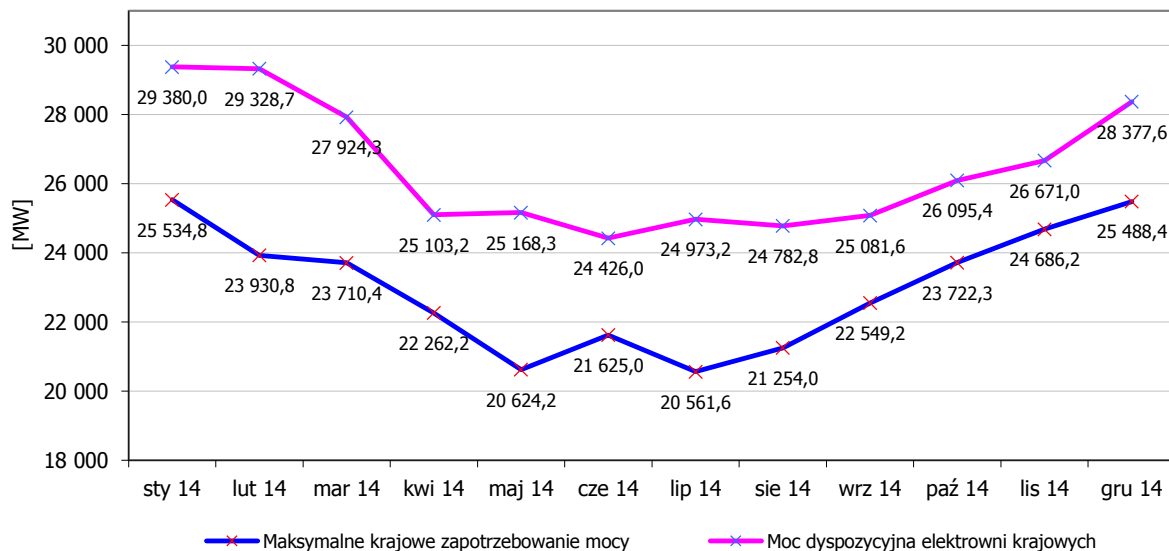


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w marcu w szczycie porannym i wyniósł -4,4% w odniesieniu do 2013 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w lipcu w okresie szczytu rannego i wyniósł 3,5% w odniesieniu do 2013 r.

Na rys. 21 przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2014 r.

Rysunek 21. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2013–2014 zostały przedstawione w tab. 28.

Tabela 28. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2014 r.

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2013 r.	2014 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	37 748,70	38 216,20	101,24
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 627,80	26 365,50	99,01
Zapotrzebowanie na moc**	21 884,30	21 995,90	100,51
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	2013.12.10	2014.01.29	103,13
	godz. 16:45	godz. 17:15	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc***	2 750,50	3 623,90	131,75
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	2013.07.07	2014.04.21	95,58
	godz. 5:00	godz. 5:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 135,20	12 996,50	116,72

*2014 r. /2013 r., gdzie 2013 r. =100

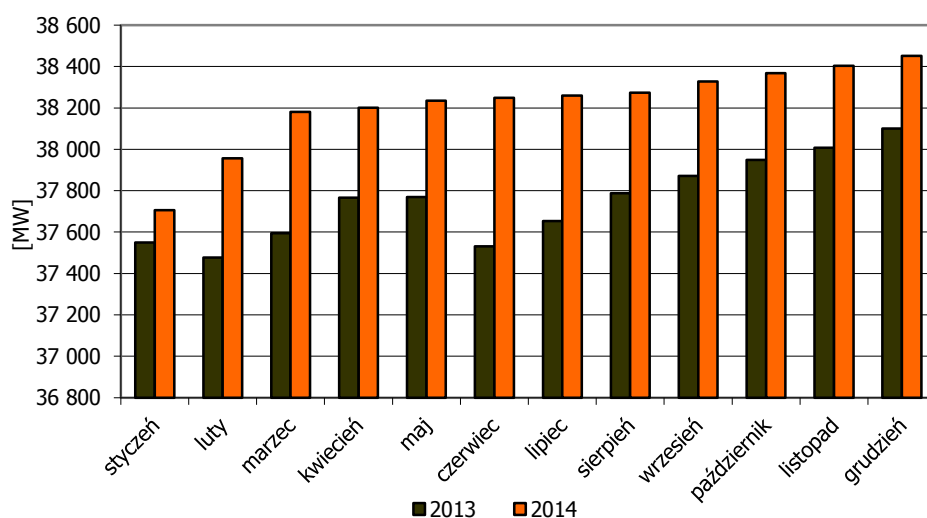
** Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

*** Rezerwa mocy = rezerwa wirująca w JWCD ciepłych+rezerwa JWCD wodnych+rezerwa zimna w JWCD ciepłych.

Źródło: PSE S.A.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 37 749 MW w 2013 r. do 38 216 MW w 2014 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej zmalała z 26 628 MW w 2013 r. do 26 366 MW w 2014 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej: 70,5% do 69,0%.

Rysunek 22. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2013 r. i 2014 r.



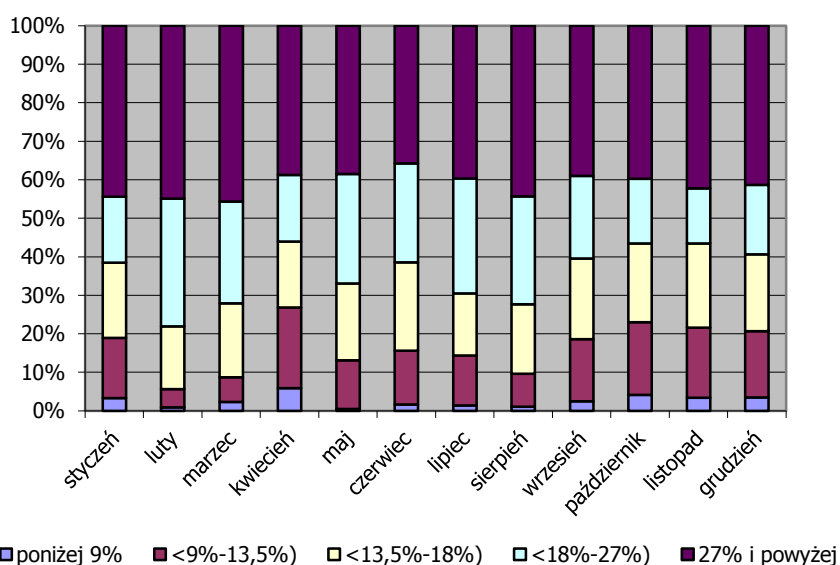
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2014 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 37 706 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 38 452 MW.

Na rys. 23 i 24 przedstawiono procentowy udział godzin w poszczególnych miesiącach, w których rezerwa mocy odniesiona do wielkości zapotrzebowania osiągała poziomy w określonych przedziałach, m.in. do wielkości referencyjnej ustalonej w IRiESP na poziomie 9%. Na rys. 23 przedstawione zostały poziomy rezerwy wyliczonej jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy JWCD wodnych, natomiast na rys. 24 – jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych.

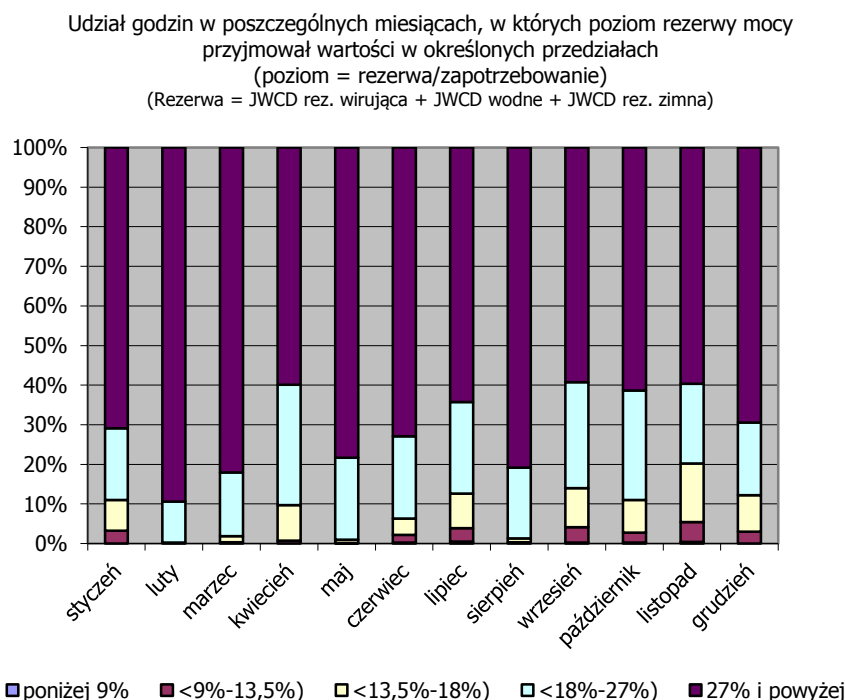
Rysunek 23. Procentowy udział godzin w poszczególnych miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy wodnych JWCD) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej

Udział godzin w poszczególnych miesiącach, w których poziom rezerwy mocy przyjmował wartości w określonych przedziałach
(poziom = rezerwa/zapotrzebowanie)
(Rezerwa = JWCD rez. wirująca + JWCD wodne)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 24. Procentowy udział godzin w poszczególnych miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy wodnych JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD ciepłych) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 29. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy (uwzględniająca rezerwę zimną) w 2014 r. w szczytach porannych i wieczornych (na podstawie raportów dobowych PSE S.A. ze wszystkich dni roku)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 299	6,0	1 053	4,8
max	13 551	93,2	12 661	66,2

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

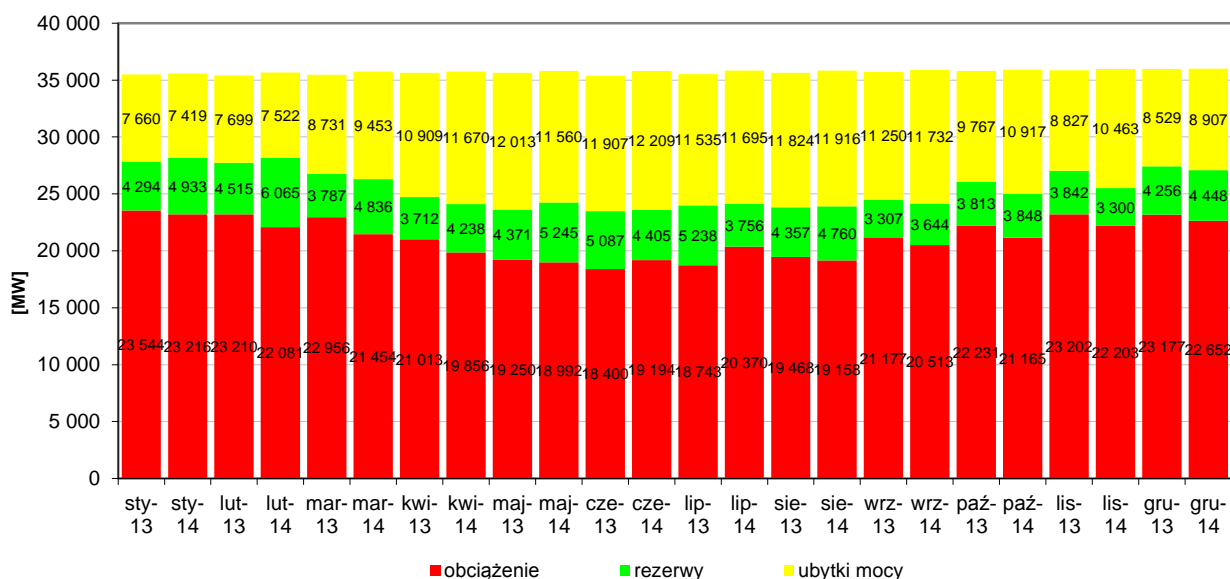
Maksymalne rezerwy mocy w szczytach wystąpiły w szczycie porannym – 25 grudnia 2014 r., a w szczycie wieczornym – 24 grudnia 2014 r., kiedy zapotrzebowanie na moc nie było wysokie.

Okresy, w których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wystąpiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były krótkie, a w przypadku uwzględnienia w rezerwie także rezerwy zimnej w JWCD – incydentalne. Należy zauważyć, że w kwietniu 2014 r., w jednym kwadransie wystąpił najniższy poziom rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w roku, w wysokości poniżej 3,5%.

Na rys. 25 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2013 r. i 2014 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2014 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia kształtował się nieco wyżej niż w 2013 r., za wyjątkiem czerwca, lipca oraz listopada. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 25 można zauważyć, że w 2014 r. średnia wartość ubytków była nieznacznie większa w porównaniu z okresem 2013 r., za wyjątkiem okresu dwóch pierwszych miesięcy oraz w maju.

W ujęciu średniorocznym w 2014 r. w porównaniu z 2013 r. wystąpiły niewielkie wzrosty rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

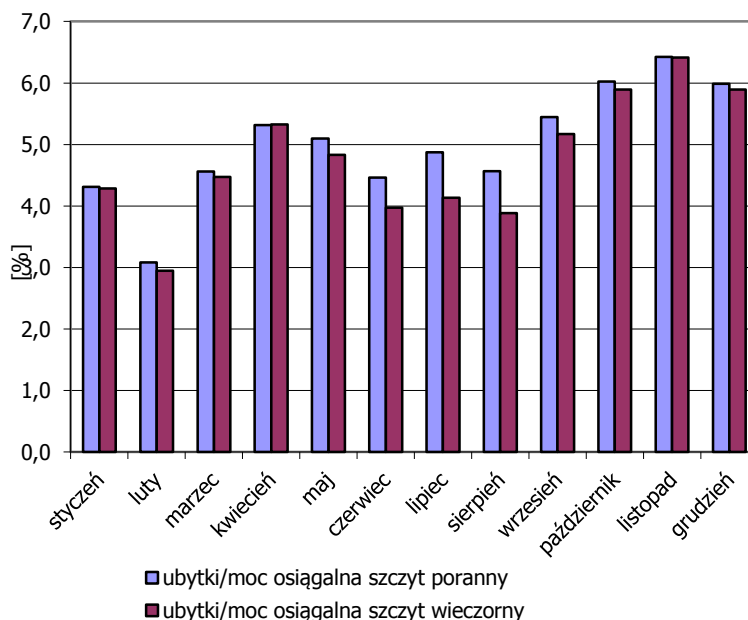
Rysunek 25. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2014 r. i w 2013 r. (na podstawie średnich miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największe różnice: 0,7% występowały w lipcu i sierpniu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły: w szczycie porannym i wieczornym w listopadzie 2014 r. i wyniosły 6,4%.

Rysunek 26. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2014 r.

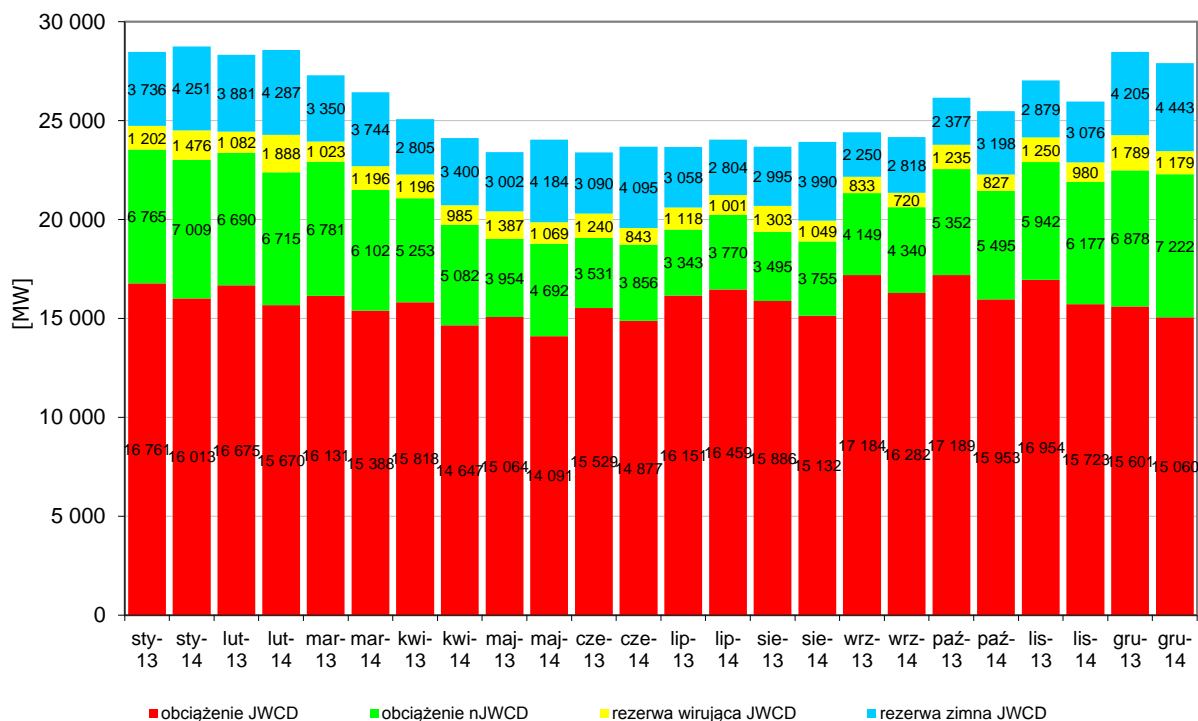


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rysunku poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2013–2014, na podstawie których można stwierdzić, że średnie roczne obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) zmniejszyło się w porównaniu do 2013 r. o ok. 5%, z kolei obciążenie nJWCD zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 3,4%. Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD

w stosunku do obciążenia JWCD, należy zauważyć, że udział liczony jako stosunek rezerwy do obciążenia, w przypadku rezerwy wirującej nie zmienił się znacząco: zmalał z wartości 7,6% w 2013 r. do 7,1% w 2014 r., natomiast rezerwy zimnej wzrósł z wartości 19,4% do 23,9%.

Rysunek 27. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2014 r. w odniesieniu do 2013 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

1.7.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji energii elektrycznej, wypełniając swoje ustawowe obowiązki realizuje szereg zadań inwestycyjnych, charakteryzujących się ponoszeniem znacznych środków finansowych w dłuższym horyzoncie czasowym. Projekty te są zróżnicowane, dotyczą zarówno prac elektryczno-budowlanych, jak również informatycznych, czy teleinformatycznych. Wszystkie projekty realizowane przez przedsiębiorstwo znajdują się w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, który uzgadniany jest z Prezesem URE (projekty planów rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii).

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, a także uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Uzgodniony poziom nakładów inwestycyjnych pięciu największych OSD i OSP na lata 2014–2015, przedstawia tab. 30. W tabeli przedstawiono również poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2012–2013.

Tabela 30. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2012 [mln zł]	Wykonanie 2013 [mln zł]	Plan 2014 [mln zł]	Plan 2015 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	6 348	6 636	6 463	6 800

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W 2014 r. kontynuowano rozpoczęty w poprzednim roku proces uzgadniania aktualizacji planu rozwoju OSP na lata 2010–2025 w zakresie lat 2014–2018. Aktualizacja planu rozwoju, o którą wystąpił OSP, wynikała z potrzeby uwzględnienia w planie rozwoju nowych zadań wynikających z wydanych warunków przyłączeniowych i podpisanych umów przyłączeniowych, a także konieczności aktualizacji harmonogramów i zakresów rzeczowych zadań. W styczniu 2014 r. Prezes URE uzgodnił aktualizację planu rozwoju na wnioskowany przez PSE S.A. okres, tj. na lata 2014–2018.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2014 r. kontynuowano rozpoczęty w poprzednim roku proces uzgadniania nowej edycji planów rozwoju pięciu największych OSD na lata 2014–2019, gdzie lata 2014–2015 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów rozwoju. W styczniu 2014 r. Prezes URE uzgodnił plany rozwoju na wnioskowany przez OSD okres, tj. na lata 2014–2019.

Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju pięciu największych OSD wykorzystano model, który po raz pierwszy zastosowano w 2010 r. na potrzeby oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju na lata 2011–2015 (szczegółowy opis metodologii został przedstawiony w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2010 r.).

Energetyka przemysłowa

W 2014 r. zostało przekazanych do Prezesa URE dziewięć projektów planów rozwoju oraz dwadzieścia cztery projekty aktualizacji planów rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2014 r. uzgodnił sześć projektów planów rozwoju, w tym jeden projekt przekazany do uzgodnienia w 2013 r. oraz osiemnaście projektów aktualizacji planu rozwoju, z których dwa zostały przekazane Prezesowi URE w 2013 r.

1.7.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa linii bezpośredniej, zdefiniowanej w art. 3 pkt 11f ustawy (linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami 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 myśl art. 7a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne 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 2014 r. Prezes URE rozpatrywał jeden wniosek o udzielenie zgody na budowę linii bezpośredniej niskiego napięcia, łączącej jednostkę wytwarzania energii elektrycznej (elektrownia biogazowa) bezpośrednio z instalacją odbiorcy końcowego. Postępowanie administracyjne w tej sprawie zostało zakończone odmową udzielenia zgody na jej budowę.

1.7.4. 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 elektrycznej⁵¹⁾,
- 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, polegające na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej (art. 11 ust. 3 pkt 1 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.

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń, czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości określa rozporządzenie 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 ciepła⁵²⁾, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie ograniczenia mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dołożeniu należytej staranności.

Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, powinny być realizowane zgodnie z zakresem planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w rozporządzeniu. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej określają wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

⁵¹⁾ Art. 11c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:

- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. Nr 62, poz. 558 z późn. zm.),
- wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- strajku lub niepokoju społecznego,
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, lub braku możliwości ich wykorzystania.

⁵²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

Stosownie do § 8 ust. 1 ww. rozporządzenia operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego, systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego opracowują plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Opracowany przez OSP plan ograniczeń, zgodnie z § 8 ust. 2 powołanego powyżej rozporządzenia podlega corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia, przy czym jak stanowi § 8 ust. 3 pkt 1, opracowany przez OSP plan ograniczeń i jego aktualizacje podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE. Natomiast plany ograniczeń i ich aktualizacje opracowywane przez OSD podlegają uzgodnieniu z OSP (§ 8 ust. 3 pkt 2 ww. rozporządzenia).

Jak stanowi rozporządzenie, 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 wprowadzanymi ograniczeniami 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 zapobieganiu lub ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko.

Stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, pomiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE S.A.

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2014 r. do 31 sierpnia 2015 r., opracowanego przez OSP wpłynął do Prezesa URE 26 maja 2014 r. W toku postępowania administracyjnego mającego na celu uzgodnienie planu ograniczeń OSP został wezwany do przedstawienia dokumentacji źródłowej dotyczącej procesu uzgadniania maksymalnego poboru mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania z poszczególnymi odbiorcami przyłączonymi do sieci OSP, w tym z operatorami systemów dystrybucyjnych. Przeprowadzona analiza przedstawionej przez OSP aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń, uzyskanych od OSP dodatkowych materiałów źródłowych oraz dalszych wyjaśnień w sprawie, pozwoliły Prezesowi URE wydać 25 lipca 2014 r. decyzję, w której stwierdził, że przedstawiona mu aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2014 r. do 31 sierpnia 2015 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia i uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

Dodatkowo wskazać należy na następujące uprawnienia OSP związane z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 tej ustawy, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin (art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, wydanie odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń (art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

OSP w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej 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.

W 2014 r. do Prezesa URE nie wpłynęła informacja dotycząca podjęcia przez OSP działań w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

1.7.5. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2014 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 – Prawo energetyczne 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 energetycznych⁵³⁾.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2014 r. podejmował stosowne działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym. Działania te polegały na przeprowadzeniu badań oraz kontroli.

Badania polegały na zebraniu informacji o stanie utrzymywanych zapasów paliw od grupy jednostek objętych danym badaniem. Badania nie były przeprowadzone w formie kontroli na podstawie art. 79 ust. 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdyż pozyskiwano informacje na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Każde z takich badań obejmowało grupę tzw. elektrowni/elektrociepłowni systemowych, przy czym w dwóch badaniach tego rodzaju ujęto także grupę przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. W trakcie przedmiotowych badań, dokonywanych trzykrotnie w ciągu 2014 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w odpowiedniej ilości odnośnie 353 źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdują się źródła wytwarzania energii elektrycznej, w których przeprowadzono badanie w ciągu 2014 r. kilkakrotnie w związku z podejmowaniem przez Prezesa URE działań kontrolno-monitorujących wobec wytwórców systemowych posiadających Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane, ponieważ są to jednostki wytwórcze o szczególnym znaczeniu dla KSE.

Działania Prezesa URE polegały na sprawdzeniu prawidłowości realizacji przez zobowiązane podmioty obowiązku utrzymywania zapasów paliw, podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości (w szczególności ujawnionych w wyniku przeprowadzenia badań), a także na działaniach kontrolno-wyjaśniających i interwencyjnych, co miało miejsce w przypadku zgłoszonego przez oddział terenowy URE podejrzenia, że przedsiębiorstwo energetyczne obniżyło ilość zapasów paliw poniżej poziomu określonego w ww. rozporządzeniu.

Art. 80a ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej stanowi, że kontrola lub poszczególne czynności kontrolne, za zgodą kontrolowanego, mogą być przeprowadzane również w siedzibie organu kontroli, jeżeli może to usprawnić prowadzenie kontroli. Jednocześnie art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, upoważnia Prezesa URE do analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów. W 2014 r. po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw, przeprowadzono jedną taką kontrolę. Wykazała ona wystąpienie nieprawidłowości i w związku z tym zostało wszczęte postępowanie o nałożenie kary pieniężnej. Ponadto w 2014 r. zostało wszczętych pięć postępowań o nałożenie kary pieniężnej w stosunku do

⁵³⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem”.

przedsiębiorstw objętych postępowaniami kontrolnymi w 2013 r., w wyniku których wykazano wystąpienie nieprawidłowości w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów paliw.

Głównymi przyczynami stwierdzonych nieprawidłowości w zakresie utrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie przez obowiązane przedsiębiorstwa energetyczne były: brak dochowywania przez przedsiębiorstwa energetyczne należytej staranności przy utrzymywaniu zapasów paliw i ich uzupełnianiu oraz stosowanie błędnego sposobu obliczania obowiązkowego zapasu.

Ponadto, w 2014 r. zostały przeprowadzone przez Prezesa URE dwie kontrole stanu zapasów paliw w siedzibie przedsiębiorstw energetycznych i w miejscu gromadzenia i utrzymywania zapasów paliw, które nie wykazały nieprawidłowości.

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 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 wystąpienia 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.

Stosownie do art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne, które skorzystało z ww. możliwości obniżenia zapasów paliw, 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 w terminie określonym w art. 10 ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne) 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 dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw (por. art. 10 ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne).

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. Jak wskazuje art. 10 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne, 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. Uwzględnić przy tym należy, że 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 pocztowego, 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).

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęła jedna informacja od przedsiębiorstwa energetycznego o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Wobec tego przedsiębiorstwa 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 trakcie wyjaśnień stwierdzono, że przedsiębiorstwo popełniło błąd przy obliczeniu obowiązkowego zapasu paliw, co prowadziło do ustalenia, że nie było obniżenia stanu zapasu paliw.

1.7.6. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

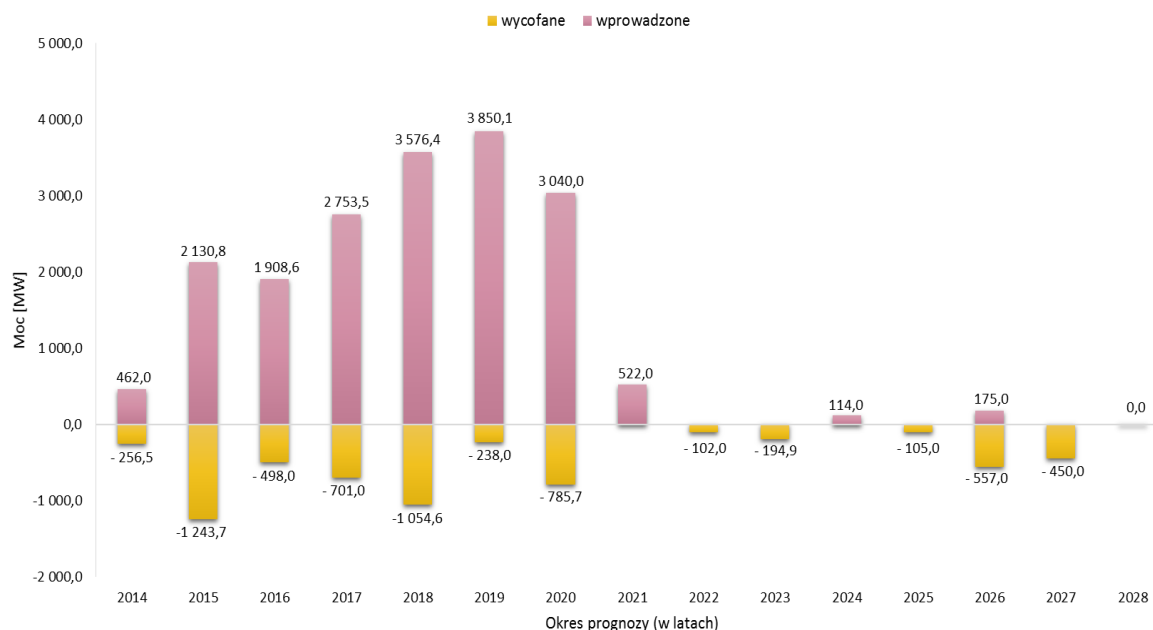
Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził badanie oparte na planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. W celu ułatwienia i standaryzacji wykonania powyższego obowiązku Prezes URE opracował ankietę skierowaną do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

21 marca 2014 r. Prezes URE opublikował Informację w sprawie prognoz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej na okres 15 lat, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Ze względu na fakt, że w ustawowym terminie, tj. do 30 kwietnia 2014 r. tylko 34 podmioty wypełniły powyższy obowiązek, Prezes URE wystosował odpowiednie wezwania do kolejnych 15 przedsiębiorstw energetycznych. Niezależnie od obowiązku wynikającego z wyżej wymienionego przepisu prawa, Prezes URE skierował zapytanie o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie wynikającym z przygotowanej ankiety, do czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora energetyki w związku z rządowym „Programem dla energetyki”. Dodatkowo, Prezes URE otrzymał informacje o wydanych warunkach przyłączenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. Tak pozyskane informacje zostały poddane analizie, której podstawowym celem było zweryfikowanie możliwości pokrycia przyszłego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w horyzoncie czasowym od 2014 r. do 2028 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 oraz pozwoliła określić strukturę technologiczną planowanych inwestycji ze względu na paliwo podstawowe.

Analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2014–2028 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 18 GW mocy wytwórczych, z czego 10,5 GW zostało wskazane w ankietach przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte badaniem ankietowym (pozostałe inwestycje wynikają z warunków przyłączenia wydanych przez operatora systemu przesyłowego i dotyczą głównie energetyki wiatrowej). Natomiast liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 5,2 GW. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 28.

Rysunek 28. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014–2028 (wprowadzone i wycofane z eksploatacji moce wytwórcze)



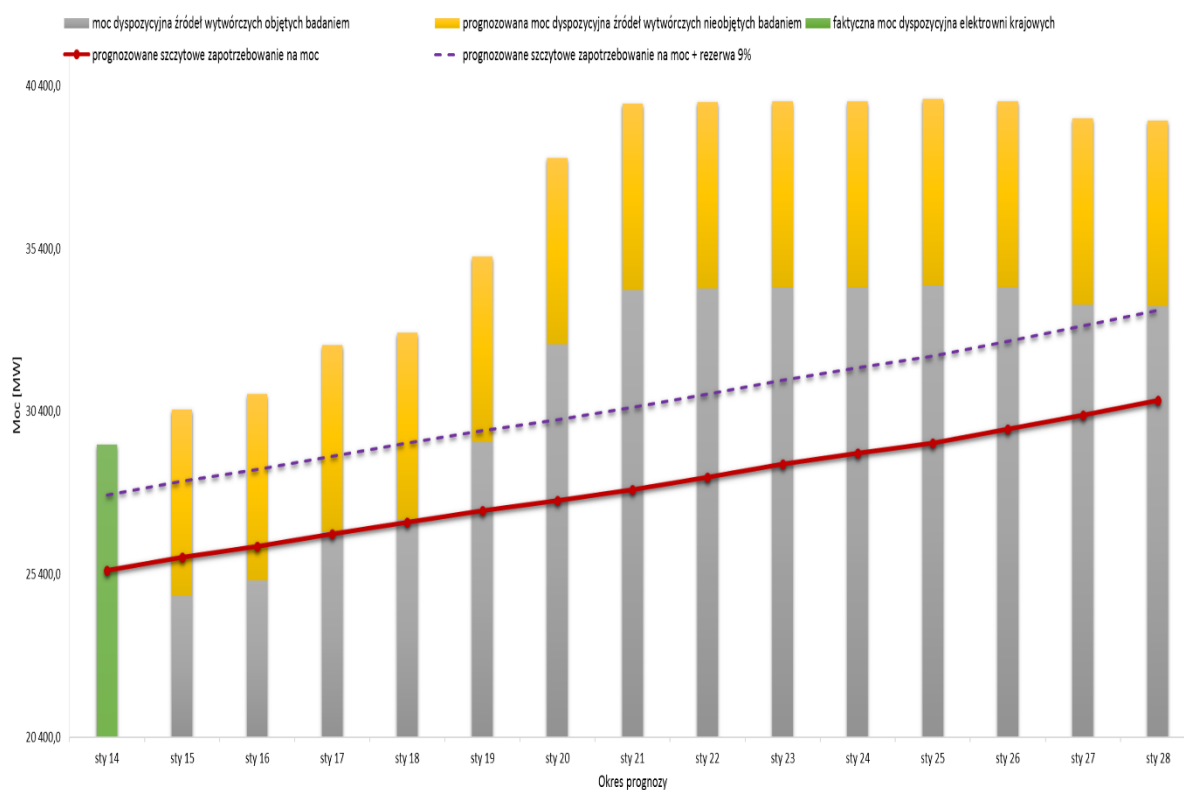
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Wśród nowych inwestycji największy udział stanowią farmy wiatrowe oraz jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym i gazem ziemnym. Natomiast w przypadku inwestycji o zaawansowanym stopniu realizacji prawie ⅓ to inwestycje w źródła wytwórcze opalane węglem kamiennym. Warto zauważyć, że badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły w swoich prognozach energetyki jądrowej oraz farm wiatrowych na morzu.

Z uwagi na główny cel przeprowadzonego badania, jakim była ocena możliwości długoterminowego równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię Prezes URE uznał, że istotnym kryterium takiej oceny jest nie tylko możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, ale przede wszystkim możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z powyższym, Prezes URE uzyskał od PSE S.A. dane dotyczące rocznych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dane dotyczące miesięcznych prognoz szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2028.

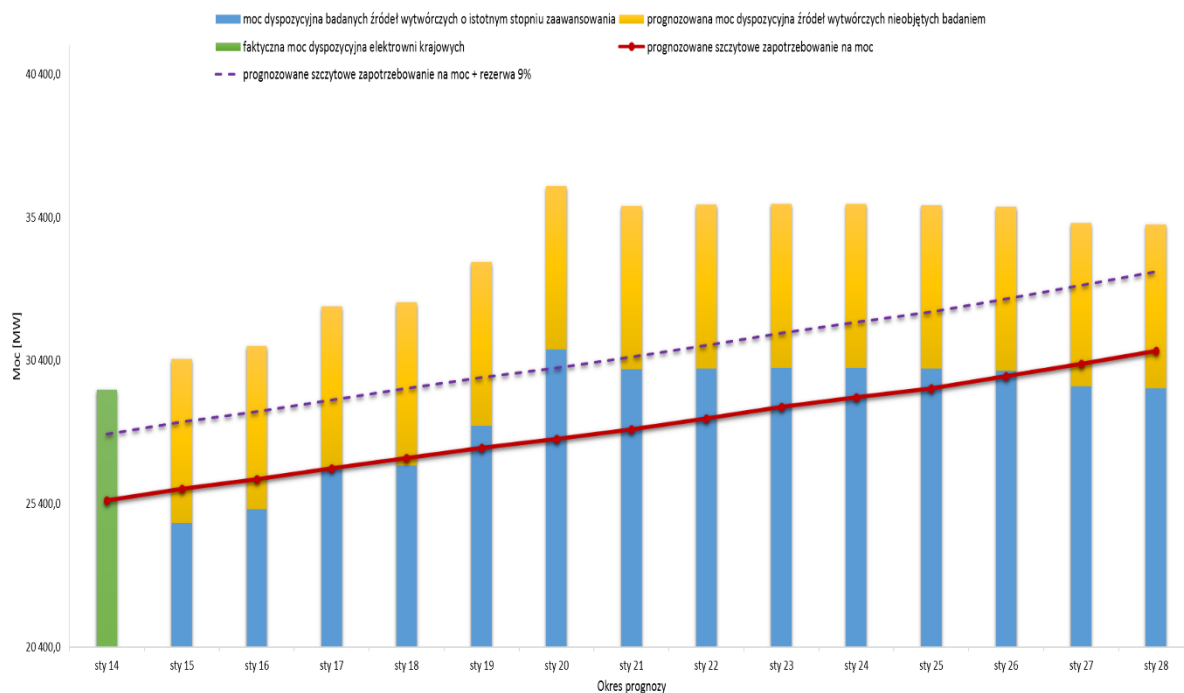
Wyniki analizy wykazały, że potencjalny deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do szczytowego zapotrzebowania na moc może występować przede wszystkim w miesiącach zimowych. W szczególności, największy deficyt mocy dyspozycyjnej może występować w okresie od 2014 r. do 2017 r. Niemniej, deficyt ten powinien zostać pokryty przez moc dyspozycyjną pozostałych elektrowni krajowych, które nie były objęte niniejszym badaniem. Dokonując oceny możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc przez źródła wytwórcze objęte badaniem należy zauważyć, że moc dyspozycyjna tych źródeł nie uwzględnia: jednostek wytwórczych należących do przedsiębiorstw energetycznych nieobjętych badaniem, umów na redukcję zapotrzebowania na moc elektryczną („negawaty”) oraz możliwości importu mocy z zagranicy. Na rys. 29 przedstawiono moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych objętych badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028, czyli w miesiącu, w którym występuje maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną.

Rysunek 29. Moc dyspozycyjna wszystkich jednostek wytwórczych objętych badaniem oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Rysunek 30. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania objętych badaniem oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Porównując wszystkie moce wytwórcze zgłoszone w planach inwestycyjnych z mocami wytwórczymi o zaawansowanym stopniu realizacji, możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2017 nie ulega zasadniczej zmianie. Natomiast analizując inwestycje o znacznym stopniu zaawansowania należy zaobserwować spadek mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych objętych niniejszym badaniem począwszy od stycznia 2021 r. Jeśli zatem badane przedsiębiorstwa energetyczne planujące budowę nowych mocy wytwórczych, których stan realizacji na chwilę obecną jest jeszcze mało zaawansowany, zrezygnowałyby z planów ich budowy, to w szczególności w latach 2027–2028 możemy mieć ponownie do czynienia z deficytem mocy dyspozycyjnej w stosunku do zapotrzebowania. Na rys. 30 przedstawiono moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania objętych badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028, czyli w miesiącu, w którym występuje maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną.

W porównaniu do badania przeprowadzonego przez Prezesa URE w 2011 r., nastąpił spadek prognozowanego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną, a sytuacja w zakresie możliwości długoterminowego równoważenia produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię poprawiła się. Do zaistniałej sytuacji przyczyniły się m.in. niższe prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc, jak również wprowadzenie przez operatora systemu przesyłowego dodatkowej usługi systemowej, jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacja usługi operacyjnej rezerwy mocy. Tab. 31 przedstawia informacje odnośnie szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2025 pozyskane od operatora systemu przesyłowego do badania w 2011 r. oraz w 2014 r.

Tabela 31. Prognozy szczytowego zapotrzebowanie na moc elektryczną – badanie w 2011 r. oraz w 2014 r.

Rok	Szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną [MW]		
	badanie w 2011 r.	badanie w 2014 r.	różnica
2014	27 906	25 522	2 384
2015	28 360	25 921	2 439
2016	28 360	26 263	2 097
2017	28 899	26 631	2 267
2018	30 007	27 001	3 006
2019	30 578	27 350	3 227
2020	31 159	27 661	3 497
2021	32 062	28 005	4 057
2022	32 992	28 380	4 612
2023	33 949	28 773	5 176
2024	34 933	29 112	5 821
2025	35 946	29 437	6 509

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

1.7.7. Monitorowanie i 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.

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 2013 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie

przekraczającym 38 GW, przy czym w 2014 r. nastąpił jej niewielki spadek o ok. 0,7%, wzrosła natomiast o ok. 1% moc osiągalna. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2014 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Nieznacznie – ok. 1% obniżyła się moc dyspozycyjna elektrowni krajowych (wyliczona na podstawie szczytów wieczornych z dni roboczych), przy czym maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2014 r. było nieznacznie wyższe niż w 2013 r. (o ok. 3,1%). Jednocześnie należy nadmienić, że ustawa – Prawo energetyczne nakłada 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.

Rok 2014 był pierwszym rokiem wprowadzenia zmodyfikowanych zasad wyznaczania i rozliczania rezerwy mocy w celu stworzenia mechanizmu wspierającego utrzymywanie w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy – odpowiednie rozwiązania zawarto w karcie aktualizacji IRiESP, która została opracowana przez PSE S.A. i zatwierdzona przez Prezesa URE w 2013 r.

2. GAZOWNICTWO

2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja

2.1.1. Rynek hurtowy

W 2014 r. następował stopniowy rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany z funkcjonowaniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej. Obowiązek ten w omawianym roku wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci, natomiast obrót hurtowy na krajowym rynku (sprzedaż gazu realizowana w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu oraz sprzedaż poprzez giełdę gazu) stanowił 36% zużycia krajowego.

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Dostawy gazu z zagranicy, w ilości 121 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 44,3 TWh, co stanowiło 27% całkowitych dostaw gazu ziemnego. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2014 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzspółnotowe, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 90,7 TWh gazu ziemnego, co stanowiło ok. 75% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2014 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 32. Struktura dostaw gazu w 2014 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Import, w tym:	121,0
- Kontrakt „jamalski”	90,7
2. Wydobycie	44,3
3. Magazyny gazu (zmiana stanu zapasów)*	-0,4*

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

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

W 2014 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 525,4 TWh gazu. Większość z tego gazu została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 33. Bilans przepływów handlowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2014 r. [TWh]

Rodzaj Gazu	2014 r.	
	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	516,3	9,1
z tego:		
kopalnie i odazotownie	28,5	9,1
magazyny	16,6	0,0
dostawy spoza UE	436,3	0,0
dostawy z UE	34,8	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	0,1	0,0
Wyjście z systemu razem	516,3	9,1
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	4,2
magazyny	17,7	0,0
do sieci dystrybucyjnej	103,6	3,7
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	52,1	1,2
dostawy do UE [MWh]	329,7	0,0
dostawy poza UE	8,3	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,9	0,01

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A.

Obrót gazem ziemnym

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 S.A. Na koniec grudnia 2014 r. 141 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 59 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym.

Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 25,4 TWh gazu ziemnego, w tym ok. 18% stanowiły zakupy od PGNiG S.A. i ok. 21% zakupy z giełdy towarowej. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu uwzględnia też pozyskanie na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem oraz pozyskanie gazu przez dużych odbiorców końcowych bezpośrednio z zagranicy.

Tabela 34. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2014 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu	218,0	192,6	25,4
Hurtowa sprzedaż gazu	53,9	48,1	5,8

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku giełdowym gazu podobnie jak w przypadku energii elektrycznej odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy lub za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2014 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji.

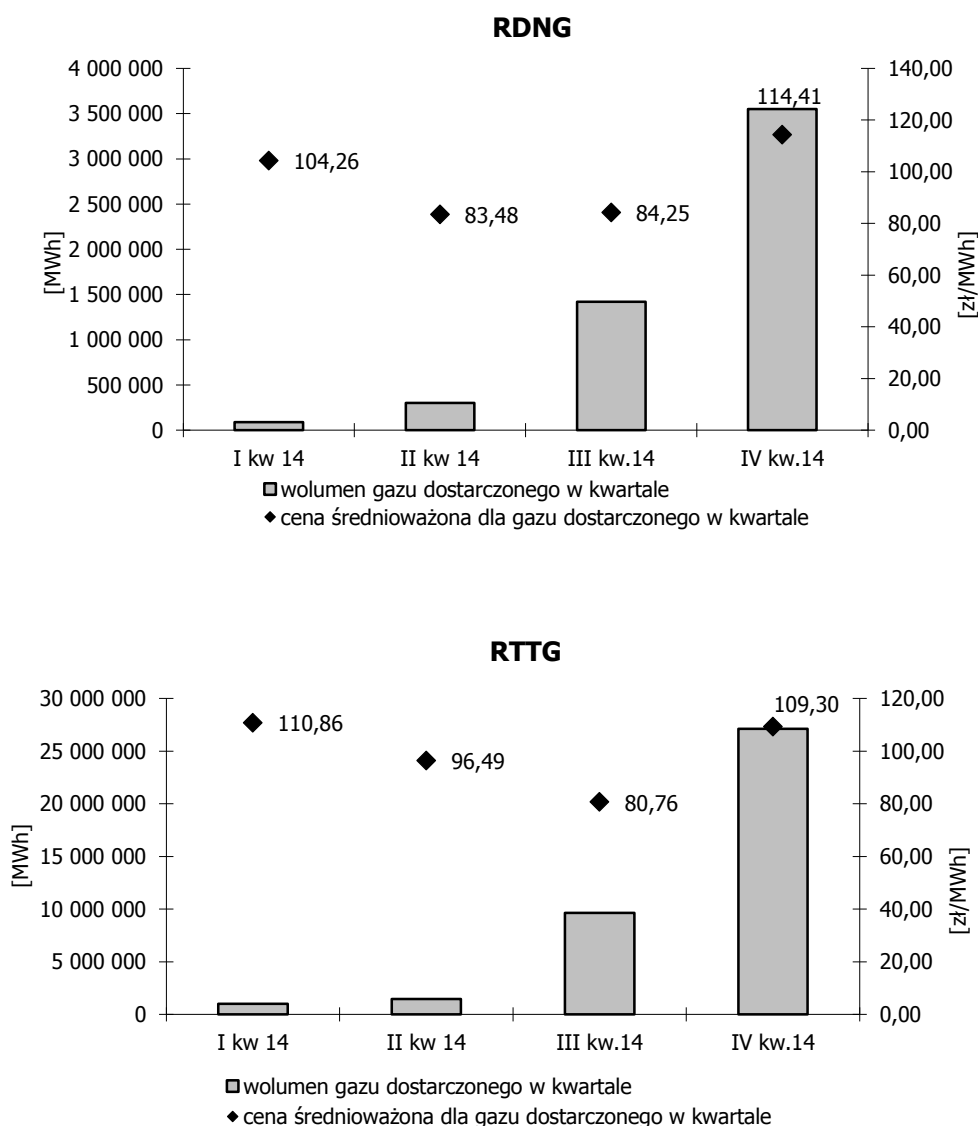
Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (miesięczny, kwartalny i roczny). Obrót jest prowadzony w dni robocze w godzinach od 8:00 do 14:00 w systemie notowań ciągłych. Okres notowania kończy się na dwa dni przed rozpoczęciem okresu wykonania.

Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie *fixingu* oraz notowań ciągłych.

Ponadto, 30 lipca 2014 r. na TGE S.A. rozpoczęto obrót gazem ziemnym na Rynku Dnia Bieżącego Gazu. Uruchomienie tego rynku ma na celu umożliwienie członkom giełdy dobowe bilansowanie dostaw gazu. Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych, w dniu dostawy w okresie od godz. 8:00 do godz. 13:30. Notowania odbywają się każdego dnia i są prowadzone na 19 instrumentach godzinowych. Pierwsze 5 godzin doby gazowej, która rozpoczyna się o 6:00 rano, jest nieaktywnych. Koniec notowania instrumentu następuje 2,5 godziny przed rozpoczęciem okresu dostawy.

Poniższy rysunek prezentuje wyniki obrotu gazem ziemnym w 2014 r.

Rysunek 31. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) oraz na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

W czterech kwartałach 2014 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczonego 44 619 144 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,17 zł/MWh. W tym okresie kontrakty zawarte zostały na wolumen 5 386 123 MWh na rynku spot i 105 074 954 MWh na rynku terminowym. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku spot w IV kwartale 2014 r. wyniosła 114,41 zł/MWh. Na rynku terminowym w IV kwartale 2014 r. średnia cena wyniosła 109,30 zł/MWh.

Rozwój giełdowego rynku gazu jest m.in. skutkiem wprowadzenia do ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązek sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany (dalej: obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego). W 2014 r. obowiązek ten wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym.

2.1.2. Rynek detaliczny

W 2014 r. w obszarze detalicznym rynku gazu dokonała się istotna zmiana polegająca na reorganizacji sprzedaży detalicznej w ramach grupy kapitałowej PGNiG S.A. 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (dalej: PGNiG OD Sp. z o.o.), która przejęła całą obsługę handlową klienta detalicznego w zakresie sprzedaży gazu ziemnego (za wyjątkiem dużych odbiorców przemysłowych, zużywających powyżej 25 mln m³). Wydzielenie nowego podmiotu z obecnej struktury PGNiG S.A. znacząco wpłynęło na zmianę struktury sprzedaży detalicznej, dzięki czemu pojawił się nowy podmiot obsługujący odbiorców końcowych, w tym gospodarstwa domowe.

Udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 89,24%, podczas gdy rok wcześniej udział ten stanowił 94,42%. Pozostałe 10,76% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu działające w kraju (5,24%) oraz przez spółki dokonujące sprzedaży gazu z zagranicy bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski.

Dokonując analizy rynku w zakresie ilościowej sprzedaży detalicznej gazu ziemnego przez GK PGNiG S.A. w 2014 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że największy wolumen został sprzedany do odbiorców przemysłowych. Ich udział w całej sprzedaży GK PGNiG S.A. wyniósł ok. 60%. Największy udział 36,71% w całkowitej sprzedaży gazu ziemnego GK PGNiG S.A. mieli odbiorcy końcowi o wolumenie zużycia powyżej 25 mln m³. Udział w sprzedaży do gospodarstw domowych wyniósł 28%.

Wielkość i strukturę sprzedaży gazu GK PGNiG S.A. do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 35.

Tabela 35. Wielkość i struktura sprzedaży gazu GK PGNiG S.A. odbiorcom końcowym w 2014 r.

Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego (E) i zaazotanego (L)

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]	
	E	L
RAZEM	131,17	10,83
1. OSP	0,87	0,01
2. OSD*	0,88	0,07
3. Odbiorcy końcowi – przemysł, z tego:	77,24	9,15
mali odbiorcy (o zużyciu do 2,5 mln m ³ /rok)	16,36	0,54
średni odbiorcy (o zużyciu od 2,5 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	17,07	1,09
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	43,81	7,52
4. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego:	13,24	0,47
mali odbiorcy (o zużyciu do 2,5 mln m ³ /rok)	12,76	0,41
średni odbiorcy (o zużyciu od 2,5 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	0,48	0,00
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,00	0,00
5. Gospodarstwa domowe	38,94	1,13

* Sprzedaż wyłącznie na potrzeby prowadzenia działalności dystrybucyjnej.

Źródło: URE na podstawie ankiety PGNiG S.A. i PGNiG OD Sp. z o.o.

Oprócz GK PGNiG S.A. w 2014 r. monitoringiem objęto ok. dwudziestu alternatywnych sprzedawców detalicznych, których udział w wolumenie sprzedaży gazu do odbiorców końcowych na rynku detalicznym wyniósł 5,24%, przy czym największy udział mieli: Handen Sp. z o.o. (1,09%), G.E.N Gaz Energia S.A. (0,62%) oraz Duon Dystrybucja S.A. (0,55%). Udział w sprzedaży pozostałych podmiotów nie był znaczący, ale zwiększył się w porównaniu z poprzednim rokiem.

Powyższe alternatywne spółki obrotu sprzedały w 2014 r. łącznie do odbiorców końcowych 8,14 TWh gazu, przy czym największy wolumen gazu został sprzedany do odbiorców o zużyciu powyżej 2,5 mln m³.

Wielkość i strukturę sprzedaży gazu pozostałych spółek obrotu do odbiorców końcowych przedstawia tab. 36.

Tabela 36. Struktura sprzedaży detalicznej gazu dokonywana w kraju przez alternatywnych sprzedawców

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]	Liczba odbiorców
RAZEM	8,14	46 702
1. Odbiorcy końcowi – przemysł	6,96	2 918
2. Odbiorcy końcowi – handel i usługi	0,60	2 902
3. Gospodarstwa domowe	0,58	40 882

Źródło: Monitoring URE.

Poza gazem wysokometanowym i zaazotowanym, PGNiG S.A. oraz pozostałe spółki obrotu sprzedawały gaz w postaci skroplonej (LNG) oraz gaz sprężony (CNG). Łączny wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2014 r. wyniósł ok. 777 ton, a gazu CNG – 8,54 mln m³ (0,1 TWh).

Warunki funkcjonowania podmiotów na rynku detalicznym

Na terenie Polski w obszarze dystrybucyjnym działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o. i kilkudziesięciu operatorów systemu dystrybucyjnego o charakterze lokalnym (ok. 49), których sieci przyłączone są do PSG Sp. z o.o. lub operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. Dostarczanie gazu do odbiorców odbywa się na zasadach określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Instrukcja zawiera m.in. szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej oraz umożliwia przeprowadzenie procedury zmiany sprzedawcy. PSG Sp. z o.o., jako największy operator systemu dystrybucyjnego, zarządza siecią o długości ok. 173 tys. km, przez którą przepłynęło w 2014 r. ok. 8 544 mln m³ (93,75 TWh) gazu wysokometanowego i ok. 540 mln m³ (5,09 TWh) gazu zaazotowanego.

Choć rynek detaliczny paliw gazowych podlega ciągłym zmianom w kierunku liberalizacji, to w dalszym ciągu istniało kilka barier, wśród których jako najważniejsze przez uczestników rynku wymieniane były:

1. Obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy. Wielkość zapasów wymagana jest na poziomie co najmniej 30-dniowego średniego dziennego przywozu tego gazu. Przedsiębiorstwo może otrzymać zwolnienie z tego obowiązku, jeżeli w ciągu roku nie przekroczy 100 mln m³. W praktyce w 2014 r. na polskim rynku nie działało żadne przedsiębiorstwo energetyczne (z wyjątkiem PGNiG S.A.), które dokonywało przywozu gazu na potrzeby obrotu w ilości wyższej niż objęte ww. zwolnieniem. Alternatywni sprzedawcy zwracali uwagę, że konieczność uwzględnienia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych w kosztach pozyskania paliwa gazowego uniemożliwiłaby im zaoferowanie gazu ziemnego na rynku krajowym na warunkach bardziej atrakcyjnych, niż taryfa przedsiębiorstwa zasiedziałego.
2. Brak możliwości sprostania wymogom prawnym w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu, które zobowiązują przedsiębiorstwa energetyczne do ograniczenia do 70% udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej ilości gazu importowanego w danym roku. Treść tych przepisów, przyjętych w 2000 r., nie jest dostosowana do obecnych uwarunkowań rynkowych i nie bierze pod uwagę istniejących obecnie możliwości technicznych pozyskania gazu z alternatywnych kierunków.
3. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne nakładające administracyjną regulację cen gazu ziemnego dla wszystkich grup odbiorców końcowych. Przepisy te zakwestionowane zostały przez Komisję Europejską, jako niezgodne z przepisami UE. W tej sprawie postępowanie toczy się przez Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości.

Ponadto uczestnicy rynku zwracają uwagę na problem wysokiej koncentracji obrotu giełdowego i detalicznego oraz stosowane przez PGNiG S.A. w umowach na rynku detalicznym długoterminowe zobowiązania kontraktowe do zakupu gazu (tzw. klauzule *take or pay*).

Zgodnie z ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów w przypadku nadużywania pozycji dominującej na rynku, Prezes UOKiK może wydać decyzję o uznaniu praktyki za ograniczającą konkurencję i nakazującą zaniechanie jej stosowania oraz nałożyć na przedsiębiorstwo

nadużywające pozycji dominującej sankcję w postaci kary pieniężnej. W ostatnich latach prowadzonych było kilka postępowań antymonopolowych w odniesieniu do PGNiG S.A. W wyniku tych postępowań nałożone zostały zobowiązania do zmian w umowach kompleksowych, które mają ułatwić odbiorcom zaopatrywanym przez PGNiG S.A. wypowiedzenie zawartej umowy, zmianę sprzedawcy lub odsprzedaż paliwa gazowego. Decyzje te zostały pozytywnie odebrane przez uczestników rynku, jednak niezakończony proces ich wdrożenia powoduje, że w dalszym ciągu brak było widocznych zmian na detalicznym rynku gazu.

Dostęp do wysoko wydajnych technologii nie stanowił bariery rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Dostępne są wysokosprawne technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem gazu ziemnego. Jediną barierą ograniczającą wykorzystanie tych technologii jest relacja pomiędzy cenami węgla kamiennego i brunatnego, cenami energii elektrycznej i cenami 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:

- 1) 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,
- 2) przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- 3) obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:
 - obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro,
 - 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 lub Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 towarowych,
 - obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt 2, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 lub zbywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt 2⁵⁴).

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE, 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. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające

⁵⁴) Brzmienie przepisu nadane ustawą nowelizującą. Zmiana przepisu weszła w życie 11 września 2013 r.

otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3). W ustawie wskazano również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1).

Ponadto w myśl art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4 tej ustawy, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego.

Dodatkowo, w przypadku wykonywania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zgodnie z art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne 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
- 3) został zwolniony z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach.

Ponadto w świetle art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, 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 UE 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 (dalej: Minister Gospodarki) decyzji o zwolnieniu wnioskodawcy – na mocy art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach – z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wraz z dołączoną kopią tej decyzji.

Z kolei w świetle art. 35 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne 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 Gospodarki decyzji, o której mowa w powołanym wyżej art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach.

Natomiast 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 UE lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, lub zawierać zobowiązanie do wystąpienia do Ministra Gospodarki o wydanie decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy (art. 43 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne).

Udzielanie koncesji/promesy koncesji

Na koniec grudnia 2014 r. przedsiębiorcy posiadali 247 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie 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 w 2014 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych⁵⁵.

Liczbę koncesji i promesy udzielonych w 2014 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają poniższe tabele.

⁵⁵) Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

Tabela 37. Liczba koncesji udzielonych w 2014 r. i koncesji ważnych na koniec 2014 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone przez departament DRG w 2014 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2014 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	2	54
Obrót	25 ¹⁾	141 ²⁾
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	17 ³⁾	48 ⁴⁾
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	1	3
Razem	45	247

- 1) W tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
 2) W tym 18 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
 3) W tym 3 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
 4) W tym 12 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

Tabela 38. Liczba udzielonych promes koncesji w 2014 r. w zakresie działania departamentu DRG

Paliwa gazowe	2014 r.
Magazynowanie	1
Obrót	1
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	13
Razem	15

Źródło: URE.

W związku z postępującą liberalizacją rynku gazu ziemnego w Polsce, a w szczególności z uruchomieniem w 2012 r. giełdy gazu widoczny jest systematyczny wzrost liczby udzielonych koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) i obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), w tym koncesji udzielonych podmiotom mającym siedzibę za granicą. Rok 2014 był kolejnym rokiem, w którym utrzymywała się tendencja wzrostowa w zakresie liczby podmiotów posiadających koncesję OPG i koncesję OGZ. Niemniej, w 2014 r. liczba wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji na obrót paliwami gazowymi lub gazem ziemnym z zagranicą była mniejsza w porównaniu do liczby wniosków złożonych w tym zakresie w 2013 r.

Jak wskazano powyżej, art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne warunkuje udzielenie koncesji OGZ od posiadania przez wnioskodawcę własnych pojemności magazynowych bądź od zawarcia umowy przedwstępnej 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 od posiadania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ww. ustawy.

Należy odnotować, że niemal wszystkie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielone przez Prezesa URE w 2014 r. dotyczyły przedsiębiorstw, które Minister Gospodarki zwolnił z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na podstawie art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach. Jediną koncesją, która nie została udzielona w oparciu o powyższe zwolnienie, była koncesja na OGZ, która swym zakresem obejmowała jedynie wywóz gazu ziemnego z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. W przypadku tej koncesji, w określonych w niej warunkach wykonywania działalności koncesjonowanej, w których wskazano m.in., że przed rozpoczęciem działalności koncesjonowanej polegającej na obrocie gazem ziemnym z zagranicą w zakresie przywozu gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, koncesjonariusz będzie obowiązany do uzyskania decyzji Prezesa URE zmieniającej zakres tej koncesji.

Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentrował się głównie na działalności związanej z obrotem gazem ziemnym sieciowym. Nie wykluczali oni jednak prowadzenia działalności również w zakresie obrotu skroplonym gazem ziemnym (LNG).

Istotne znaczenie dla funkcjonowania rynku gazu miało utworzenie w ramach GK PGNiG S.A. spółki PGNiG OD Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Celem tej zmiany organizacyjnej było rozdzielenie detalicznej sprzedaży gazu od sprzedaży hurtowej. Prezes URE decyzją z 25 kwietnia 2014 r. udzielił PGNiG OD Sp. z o.o. koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie

obrotu paliwami gazowymi. Spółka od 1 sierpnia 2014 r. dostarcza paliwa gazowe do dotychczasowych odbiorców PGNiG S.A. z wyłączeniem odbiorców strategicznych⁵⁶⁾ – tj. do ok. 6,5 mln odbiorców, w tym do odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego, zaazotowanego oraz gazu propan-butan. Głównym źródłem zaopatrzenia PGNiG OD Sp. z o.o. w gaz wysokometanowy jest TGE S.A., zaś w gaz zaazotowany – PGNiG S.A.

W maju 2014 r. Prezes URE rozszerzył zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych udzielonej spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórzcu o nową instalację magazynową, tj. PMG Kosakowo oraz wskazał w koncesji nowe, zwiększone wartości pojemności magazynowych czynnych dla PMG Wierzchowice i PMG Strachocina. Ponadto we wrześniu 2014 r. Prezes URE udzielił promesy koncesji na magazynowanie paliw gazowych podmiotowi spoza GK PGNiG S.A.

W grudniu 2014 r. Prezes URE przedłużył termin obowiązywania promesy koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do 31 grudnia 2015 r. (pierwotnie udzielonej do 1 lipca 2013 r.) posiadanej przez spółkę Polskie LNG S.A. z siedzibą w Świnoujściu.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2014 r. wydano 40 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności, przykładowo w związku z przejęciem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej lub w związku z planowaną realizacją inwestycji na nowych obszarach,
- ograniczenia zakresu udzielonych koncesji w związku z zaprzestaniem wykonywania działalności na danym obszarze spowodowanym wyzbyciem się składników majątku na rzecz innego podmiotu bądź dokonaniem rozbiórki infrastruktury wykorzystywanej do wykonywania działalności koncesjonowanej,
- doprecyzowania i dostosowania zapisów decyzji koncesyjnych do aktualnego stanu prawnego i faktycznego,
- przedłużenia terminu obowiązywania,
- zmiany nazwy lub siedziby koncesjonariusza.

Cofnięcia, uchylene, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2014 r. Prezes URE cofnęła 17 koncesji w zakresie paliw gazowych. Przyczyną cofnięcia tych koncesji było zaistnienie przesłanek wskazanych w art. 58 ust. 1 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, tj. trwałe zaprzestanie wykonywania działalności gospodarczej objętej udzieloną koncesją lub niepodjęcie w wyznaczonym terminie działalności objętej koncesją, mimo wezwania organu koncesyjnego. Ponadto w dziesięciu przypadkach stwierdzono wygaśnięcie decyzji udzielających promesy koncesji na OGZ w związku z ich bezprzedmiotowością spowodowaną realizacją przyrzeczenia zawartego w tych promesach, tj. udzieleniem na ich podstawie koncesji.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji/promes koncesji

W 2014 r. Prezes URE wydał cztery decyzje, w których odmówił udzielenia koncesji w zakresie paliw gazowych oraz jedną decyzję odmawiającą udzielenia promesy koncesji. W trzech przypadkach nie został spełniony warunek określony w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie wykazał, że dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udokumentował możliwości ich pozyskania.

⁵⁶⁾ Tj. pobierających rocznie paliwo gazowe w ilości co najmniej 25 mln m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy.

W jednym przypadku przyczyną odmowy było niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie miał możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności. Natomiast w kolejnej sprawie wnioskodawca nie wypełnił warunku, od spełnienia którego uzależnione zostało udzielenie koncesji, ponieważ nie przedłożył zabezpieczenia majątkowego roszczeń, o których mowa w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne⁵⁷⁾.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia

W 2014 r. umorzono łącznie sześć postępowań, w tym pięć wszczętych z urzędu w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi lub koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą z uwagi na ich bezprzedmiotowość oraz jedno postępowanie wszczęte na wniosek w sprawie zmiany koncesji.

W czterech przypadkach, w związku z niezpełnieniem w wyznaczonym terminie brakującej dokumentacji, wnioski przedsiębiorców pozostawiono bez rozpatrzenia. Postępowania te dotyczyły udzielenia i zmiany koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz udzielenia promesy koncesji na dystrybucję paliw gazowych⁵⁸⁾.

2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W obszarze rozliczeń związanych z dostarczaniem paliw gazowych do odbiorców w 2014 r. dokonała się istotna zmiana związana z zastąpieniem dotychczas stosowanych jednostek objętości jednostkami energii. Powyższa zmiana wynikała wprost z przepisu zawartego w § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (rozporządzenie taryfowe). Z treści przywołanego przepisu wynika obowiązek stosowania w rozliczeniach z odbiorcami jednostek energii począwszy od pierwszego dnia miesiąca przypadającego po upływie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia. Przedmiotowe rozporządzenie weszło w życie 25 lipca 2013 r., zatem obowiązek zastąpienia jednostek objętości jednostkami energii zmaterializował się 1 sierpnia 2014 r.

Przed wskazaną datą taryfy przedsiębiorstw gazowniczych zostały dostosowane do prowadzenia rozliczeń, zgodnie z nowymi przepisami. Dostosowanie cen i stawek opłat wyrażanych do 31 lipca 2014 r. w zł/m³ lub zł/m³/h za godzinę, polegało na prostym ich przeliczeniu z zastosowaniem współczynnika konwersji⁵⁹⁾ umożliwiającego przeliczenie objętości gazu na wartość energii zawartej w tej objętości. Aby obliczyć wartość energii zawartej w objętości gazu trzeba znać jego ciepło spalania, które jest parametrem jakościowym wyznaczanym na podstawie pomiarów składu gazu wykonywanych na sieci gazowej przy pomocy chromatografów i publikowanym przez operatora sieci gazowej na jego stronie internetowej⁶⁰⁾. Ze względu na mieszanie się w sieci gazu pochodzącego z różnych kierunków, z kopalń, magazynów oraz z instalacji uzdatniania wartość jego ciepła spalania w różnych punktach sieci gazowej istotnie się różni.

Zatem zastosowanie rzeczywistych wartości ciepła spalania do ustalenia współczynnika konwersji służącego do przeliczenia cen i stawek opłat wyrażonych w jednostkach objętości [za m³] na ceny i stawki opłat wyrażone w jednostkach energii [za kWh] prowadziłyby do ich geograficznego zróżnicowania, co – w ocenie Prezesa URE – byłoby działaniem nieracjonalnym. Stąd, dostosowując ceny gazu i stawki opłat przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych do prowadzenia rozliczeń

⁵⁷⁾ W myśl art. 38 ustawy – Prawo energetyczne udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

⁵⁸⁾ Zgodnie z art. 50 pkt 1 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany organ koncesyjny może wezwać wnioskodawcę do uzupełnienia, w wyznaczonym terminie, brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

⁵⁹⁾ Zgodnie z § 38 ust. 2 rozporządzenia taryfowego współczynnik konwersji stanowi iloraz ciepła spalania 1 m³ gazu w warunkach odniesienia (...) i liczby 3,6.

⁶⁰⁾ Zgodnie z § 38 ust. 3 rozporządzenia taryfowego.

w jednostkach energii przyjęto jedno, w skali całego kraju, ciepło spalania. Takie rozwiązanie skutkowało tym, że opłaty odbiorców pobierających gaz w punktach sieci, w których ciepło spalania było wyższe od przyjętego do przeliczenia cen i stawek opłat od 1 sierpnia 2014 r. będą wyższe (do ok. 1%) niż te, którymi byli obciążani przed tą datą. Ci zaś, którym dostarczany jest gaz o cieple niższym niż przyjęte do ustalenia cen i stawek obowiązujących od ww. terminu będą płacić mniej (do ok. -1%).

Należy przy tym podkreślić, że przed 1 sierpnia 2014 r. odbiorcy pobierający gaz o wyższej wartości energetycznej byli beneficjentami systemu rozliczeń opartego na jednostkach objętości⁶¹. Rozliczenia oparte o jednostki energii eliminują takie sytuacje.

Wprowadzenie nowych jednostek rozliczeniowych na rynku gazu było ostatnią zmianą wynikającą z przepisów rozporządzenia taryfowego z 2013 r.; pozostałe zmiany wprowadzono w 2013 r. i zostały one omówione w Sprawozdaniu Prezesa URE za ten okres. W wyniku zmiany wprowadzonej od 1 sierpnia 2014 r. Polska przestała być jedynym państwem w regionie, które stosowało w rozliczeniach za gaz jednostki objętości. Przejście na rozliczenia w jednostkach energii umożliwia łatwe porównywanie cen różnych jej nośników.

Taryfy 2014

W 2014 r. urząd wypełniał swoje zadania w niezmienionej strukturze, zatem Prezes URE realizował obowiązki w zakresie dotyczącym taryfowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy departamentu DRG oraz oddziałów terenowych⁶². W departamencie DRG prowadzonych było łącznie 85 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem, magazynowaniem, dystrybucją, skraplaniem i regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz obrotem paliwami gazowymi (w tym świadczące usługę kompleksową).

Spośród wszczętych i prowadzonych w 2014 r. postępowań taryfowych 59 dotyczyło zatwierdzenia taryfy, 10 – zmiany obowiązującej taryfy, 7 – zmiany taryfy i okresu jej obowiązywania, a 2 – przedłużenia terminu obowiązywania taryfy. W sześciu przypadkach Prezes URE wydał decyzje o umorzeniu postępowania. Decyzja zatwierdzająca taryfę jednego przedsiębiorstwa została uchylona ze względu na niewprowadzenie jej w życie w terminie wynikającym z przepisów Prawa energetycznego.

Duża liczba decyzji zatwierdzających nowe taryfy i zmiany taryf wynikała z obowiązku ich dostosowania do prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. Aby umożliwić wszystkim przedsiębiorstwom prowadzenie rozliczeń zgodnie z obowiązującymi przepisami proces korygowania taryf rozłożony był w czasie. W taryfach lub zmianach taryf zatwierdzanych w pierwszej połowie roku ustalane były odrębne części dedykowane rozliczeniom w jednostkach objętości (do 31 lipca) i w jednostkach energii (od 1 sierpnia). Natomiast w decyzjach zatwierdzających taryfy PGNiG S.A., OGP Gaz-System S.A., i PSG Sp. z o.o. wydanych przez Prezesa URE w grudniu 2013 r. okresy ich obowiązywania zostały ustalone do 31 lipca 2014 r., w celu dostosowania ich zapisów do prowadzenia rozliczeń w kWh.

Spośród prowadzonych w 2014 r. postępowań taryfowych, 11 dotyczyło kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego, tj. PGNiG S.A., OGP Gaz-System S.A., PSG Sp. z o.o., SGT EuRoPol GAZ S.A., Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. i PGNiG OD Sp. z o.o.

Ostatnie z ww. przedsiębiorstw zostało wyodrębnione 1 sierpnia 2014 r. ze struktury PGNiG S.A. na mocy ustawy z 26 czerwca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i przejęło obsługę wszystkich odbiorców końcowych obsługiwanych wcześniej przez PGNiG S.A., zużywających rocznie mniej niż 25 mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego i odpowiadające tej ilości wolumeny gazu zaazotowanego i gazu propan-butan, przeliczone w sposób wskazany w ustawie. Z punktu widzenia odbiorców taryfa tego przedsiębiorstwa ma kluczowe znaczenie, ponieważ dostarcza ono gaz do ponad 6,8 mln odbiorców w kraju. Pierwsza taryfa PGNiG OD Sp. z o.o. została zatwierdzona przez Prezesa URE 17 grudnia 2014 r. i wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2015 r. Do tego czasu, na mocy postanowień art. 2 ust. 1 ww. ustawy, przedsiębiorstwo stosowało taryfę przedsiębiorstwa,

⁶¹) Dla uzyskania takiego samego efektu energetycznego odbiorca, który otrzymywał gaz o cieple spalania np. 40,5 MJ/m³ pobierał mniej m³ gazu niż odbiorca, któremu dostarczano gaz o cieple spalania np. 39 MJ/m³.

⁶²) Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

z którego zostało wyodrębnione, tj. PGNiG S.A. Taryfa PGNiG OD Sp. z o.o. zatwierdzona w grudniu 2014 r. została ustalona na podstawie planowanych, uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności, na które w głównej mierze wpływ mają koszty zakupu gazu. W odróżnieniu od PGNiG S.A., PGNiG OD Sp. z o.o. nie posiada ani źródeł własnych, ani koncesji na zakup gazu ziemnego z zagranicy, zatem całkowity wolumen gazu dostarczanego odbiorcom pochodzi z zakupu krajowego (głównie na TGE S.A.). PGNiG OD Sp. z o.o. utrzymało strukturę grup taryfowych ustaloną wcześniej w taryfie przedsiębiorstwa, z którego zostało wyodrębnione, w związku z czym dla odbiorców obsługiwanych przez to przedsiębiorstwo zmiany kapitałowe w GK PGNiG S.A. odbyły się w sposób niezauważalny.

PGNiG S.A. po wydzieleniu przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców końcowych przekraczających kryteria ilościowe, o których mowa powyżej, do odbiorców hurtowych, kupujących gaz w celu dalszej odsprzedaży oraz sprzedaje gaz ziemny wysokometanowy za pośrednictwem giełdy towarowej. W pierwszym i drugim segmencie sprzedaż gazu w dalszym ciągu odbywa się w oparciu o ceny regulowane, natomiast sprzedaż na TGE S.A.⁶³⁾ nie podlega reżimowi taryfowemu. PGNiG S.A. pozostaje drugim pod względem wielkości sprzedaży gazu do odbiorców końcowych przedsiębiorstwem obrotu i największym pod względem sprzedaży ogółem.

W 2014 r. prowadzone były dwa postępowania taryfowe dotyczące tego przedsiębiorstwa. Pierwsze, zakończone wydaniem 13 czerwca 2014 r. decyzji korygującej obowiązującą wówczas taryfę, co wynikało ze zmiany systemu rozliczeń z jednostek wolumetrycznych na jednostki energii. Korekta taryfy polegała na przeliczeniu cen gazu, z zachowaniem – na niezmienionym poziomie – kosztowej podstawy ich kalkulacji i wydłużeniu okresu obowiązywania taryfy do końca 2014 r. Ponadto przedsiębiorstwo dostosowało strukturę grup taryfowych do planowanych przekształceń kapitałowych w GK PGNiG S.A. W tym celu wprowadziło dodatkowe kryteria kwalifikacji odbiorców w grupach z indeksem 7 i 8 przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, prowadzące do zróżnicowania odbiorców ze względu na roczną ilość umowną, tj. poniżej 25 mln m³ i co najmniej 25 mln m³. Rozszerzyło także swoją ofertę handlową w punkcie wirtualnym poprzez zaproponowanie osiemnastu grup taryfowych w miejsce dotychczasowych trzech. Powyższa zmiana wiązała się z wprowadzeniem poza dotychczasowym kryterium kwalifikacji, jakim była nierównomierność poboru dodatkowego kryterium, tj. rocznej ilości umownej w sześciu przedziałach (poniżej 1 tys. m³, od 1 do 10 tys. m³, od 10 do 100 tys. m³, od 100 tys. do 1 mln m³, od 1 do 10 mln m³ i powyżej 10 mln m³). Skutkiem zmian zasad kwalifikacji do grup z indeksem 7 i 8 oraz w punkcie wirtualnym był wzrost liczby grup taryfowych z dotychczasowych 83 do 118 w nowej taryfie.

17 grudnia 2014 r. zakończyło się drugie z prowadzonych w 2014 r. postępowań taryfowych tego przedsiębiorstwa. PGNiG S.A. skonstruowało taryfę złożoną ze 126 grup taryfowych przeznaczonych dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej dla każdego z trzech rodzajów gazu ziemnego: wysokometanowego GZ-50, zaazotowanych GZ-41,5 i GZ-35. Obecnie ustalone w taryfie kryteria kwalifikacji kierują ofertę tego przedsiębiorstwa do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i pobierających godzinowo więcej niż 110 kWh gazu. Ponadto kwalifikacja w odniesieniu do każdej grupy taryfowej została uzależniona zarówno od rocznej ilości umownej, jak również od wartości wskaźnika nierównomierności poboru. W taryfie ustalono siedem zakresów ze względu na nierównomierność poboru i sześć ze względu na kryterium ilościowe – odrębnie dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej i dla dokonujących zakupu gazu w punkcie wirtualnym.

W odniesieniu do OGP Gaz-System S.A. w 2014 r. również prowadzone były dwa postępowania taryfowe. 18 czerwca 2014 r. została zatwierdzona taryfa tego przedsiębiorstwa na okres do 31 grudnia 2014 r., zawierająca stawki opłat przesyłowych odniesione do jednostek energii w miejsce dotychczas stosowanych stawek za jednostkę objętości.

17 grudnia 2014 r. została zatwierdzona taryfa OGP Gaz-System S.A. na 2015 r., będąca kolejną taryfą zawierającą stawki opłat przesyłowych za wejście do i wyjście z systemu przesyłowego. Stawki te zostały ustalone dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego, w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego na wejściu do oraz wyjściu z podziemnych magazynów gazu.

⁶³⁾ Zgodnie z informacją Prezesa URE z 30 października 2012 r. o braku obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na obrót paliwami gazowymi na giełdzie towarowej.

W taryfie tej udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych wzrósł zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego do 90%, z 85% w taryfie dotychczasowej. Stawki na punktach wejścia do i wyjścia z magazynów zostały ustalone z zachowaniem zasady przyjętej w poprzedniej taryfie, tzn. stawki te stanowią 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia do i wyjścia z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny.

W wyniku zatwierdzenia taryfy OGP Gaz-System S.A. w grudniu 2014 r. średnia stawka za usługi przesyłowe obliczona według stawek opłat ustalonych w taryfie na 2015 r. w stosunku do taryfy dotychczasowej (dla planowanej do taryfy ilości paliw gazowych i mocy umownych) wzrosła o 6,4%. Jest to spowodowane znaczącym wzrostem wartości majątku tego przedsiębiorstwa (o ok. 25%), co wiąże się z realizacją intensywnego planu inwestycyjnego, którego celem jest poprawa bezpieczeństwa Polski w zakresie zaopatrzenia w paliwo gazowe. Wraz ze wzrostem wartości majątku rośnie poziom kosztów uzasadnionych stanowiących podstawę kalkulacji taryfy, w części odzwierciedlającej wynagrodzenie dla kapitału zaangażowanego w prowadzenie działalności.

Podobnie, w odniesieniu do PSG Sp. z o.o., w 2014 r. Prezes URE podejmował dwukrotnie decyzje w sprawie taryfy tego przedsiębiorstwa. Pierwsza, z 18 czerwca 2014 r., zatwierdziła taryfę dostosowaną do prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. Drugie postępowanie – zakończone w grudniu 2014 r. – dotyczyło ustalenia taryfy tego przedsiębiorstwa na 2015 r. W wyniku zatwierdzenia ww. taryfy średnia stawka za usługi dystrybucji paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci PSG Sp. z o.o. wzrosła od 1 stycznia 2015 r. o 3% dla odbiorców gazu wysokometanowego, o 2,9% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i o 2,25% dla odbiorców gazu zaazotowanego Ls. Przyczyną wzrostu opłat dystrybucyjnych jest wzrost wartości majątku tego przedsiębiorstwa.

Podkreślenia wymaga fakt, że z punktu widzenia odbiorcy korzystającego z kompleksowej usługi zaopatrzenia w paliwo gazowe, świadczonej przez sprzedawcę, istotny jest łączny skutek na płatnościach wynikający ze zmiany cen gazu i stawek opłat abonamentowych oraz opłat związanych z jego dostarczeniem, czyli opłat przesyłowych i dystrybucyjnych.

Ze względu na wyodrębnienie 1 sierpnia ze struktury PGNiG S.A. przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o., skutki wynikające z zatwierdzenia w grudniu 2014 r. nowych taryf PGNiG S.A., PGNiG OD Sp. z o.o., OGP Gaz-System S.A. i PSG Sp. z o.o. przedstawiono z podziałem na przedsiębiorstwa obrotu, które świadczą odbiorcom usługę kompleksową.

W przypadku PGNiG S.A. wejście w życie 1 stycznia 2015 r. taryfy tego przedsiębiorstwa oraz taryf operatorów (dystrybucyjnego i przesyłowego), spowodowało spadek średniej płatności kompleksowej o ponad 3% dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego GZ-50 oraz nieznaczny wzrost średniej płatności w punkcie wirtualnym (0,9%). W przypadku gazu zaazotowanego GZ-41,5 w odniesieniu do odbiorców pobierających gaz z sieci dystrybucyjnej szacowany jest wzrost na poziomie ok. 0,8%, zaś w odniesieniu do odbiorców pobierających ten gaz z sieci przesyłowej – spadek o ok. 2,8%, co obrazuje poniższa tabela.

Tabela 39. Średnia jednostkowa płatność za paliwo gazowe

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za paliwo gazowe		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh] ⁶⁴⁾	od 1 stycznia 2015 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	WM	13,841	13,374	-3,40
	WH	13,325	11,758	-4,60
	WT	11,961	11,480	-4,00
	Epw*	11,723	11,824	0,90
zaazotowany	SH	12,478	12,573	0,80
	ST	11,425	11,104	-2,80

* Średnia płatność w obrocie.

Grupy WM – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa.

Grupy WH – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa.

Grupy WT – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSP.

Grupy Epw – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy w punkcie wirtualnym.

Grupy SH – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSD o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa.

Grupy WM – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSP.

Źródło: URE.

⁶⁴⁾ Uwzględniono ceny z taryfy PGNiG S.A. zatwierdzonej decyzją z 13 czerwca 2014 r.

W przypadku PGNiG OD Sp. z o.o. wejście w życie 1 stycznia 2015 r. taryfy tego przedsiębiorstwa oraz taryf operatorów (dystrybucyjnego i przesyłowego), spowodowało spadek średniej jednostkowej płatności kompleksowej o ok. 0,5% dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego GZ-50. W przypadku gazu zaazotowanego GZ-35 spadek ten wyniósł ok. 0,2%, natomiast dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ-41,5 średnia płatność nie zmieniła się.

Wysokość średnich jednostkowych płatności za paliwa gazowe dla odbiorców obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. do 31 grudnia 2014 r. i od 1 stycznia 2015 r. przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 40. Średnia jednostkowa płatność dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A.

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh] ⁶⁵⁾	od 1 stycznia 2015 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	E-1A	11,755	11,653	-0,87
	E-1B	11,591	11,459	-1,14
	E-1C	11,535	11,264	-2,35
	E-2A	11,744	-	-
	E-2B	11,581	-	-
	E-2C	11,527	-	-
zaazotowany GZ-41,5	Lw-1	11,142	11,122	-0,18
	Lw-2	11,133	-	-
zaazotowany GZ-35	Ls-1	10,819	10,806	-0,12
	Ls-2	10,809	-	-

Tabela 41. Średnia jednostkowa płatność dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali całego kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh]	od 1 stycznia 2015 r. [gr/kWh]	
W-1.1	24,034	24,006	-0,12
W-1.2	24,572	24,579	0,03
W-1.12T	24,399	24,378	-0,08
W-2.1	18,273	18,247	-0,15
W-2.2	18,526	18,471	-0,29
W-2.12T	19,126	19,106	-0,10
W-3.6	16,894	16,845	-0,29
W-3.9	17,188	17,153	-0,21
W-3.12T	17,692	17,664	-0,16
W-4	16,415	16,353	-0,38
W-5	17,608	17,363	-1,40
W-6A	16,234	16,114	-0,74
W-6B	14,688	14,563	-0,85
W-6C	13,977	13,944	-0,24
W-7A	14,998	14,958	-0,26
W-7B	13,744	13,599	-1,05
W-7C	13,317	13,053	-1,98
W-8A	13,659	13,552	-0,79
W-8B	13,048	12,925	-0,94
W-8C	12,775	12,529	-1,92
Razem W	16,964	16,875	-0,52
E-1A	12,348	12,268	-0,65
E-1B	11,936	11,797	-1,16
Razem E	12,142	12,032	-0,90

⁶⁵⁾ Uwzględniono ceny z taryfy PGNiG S.A. zatwierdzonej decyzją z 13 czerwca 2014 r.

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh]	od 1 stycznia 2015 r. [gr/kWh]	
Oddział we Wrocławiu			
W-1.1	22,276	22,082	-0,87
W-1.2	23,552	23,546	-0,02
W-1.12T	24,152	24,131	-0,09
W-2.1	18,180	18,157	-0,13
W-2.2	18,592	18,577	-0,08
W-2.12T	18,643	18,620	-0,13
W-3.6	17,294	17,264	-0,18
W-3.9	17,537	17,511	-0,15
W-3.12T	17,454	17,424	-0,17
W-4	16,498	16,450	-0,29
W-5	17,437	17,203	-1,34
W-6A	16,380	16,277	-0,63
W-6B	14,592	14,473	-0,81
W-7A	14,926	14,900	-0,17
W-7B	13,455	13,309	-1,08
W-8A	14,660	14,586	-0,51
W-8B	12,376	12,877	4,05
Razem W	17,170	17,081	-0,52
Oddział w Zabrzu			
W-1.1	24,037	24,049	0,05
W-1.2	24,895	24,914	0,08
W-1.12T	24,361	24,347	-0,06
W-2.1	19,294	19,293	-0,01
W-2.2	19,496	19,497	0,01
W-2.12T	19,513	19,505	-0,04
W-3.6	17,068	17,026	-0,25
W-3.9	17,346	17,309	-0,21
W-3.12T	17,656	17,624	-0,18
W-4	16,429	16,373	-0,34
W-5	17,525	17,287	-1,35
W-6A	15,938	15,816	-0,76
W-6B	14,477	14,353	-0,86
W-7A	14,835	14,806	-0,20
W-7B	14,149	14,025	-0,87
W-8A	13,823	13,720	-0,75
W-8B	13,011	13,720	5,45
W-8C	12,810	12,565	-1,91
Razem W	17,134	17,056	-0,46
Oddział w Tarnowie			
W-1.1	22,879	22,879	0,00
W-1.2	22,700	22,714	0,06
W-1.12T	22,451	22,416	-0,15
W-2.1	18,212	18,203	-0,05
W-2.2	18,288	18,207	-0,45
W-2.12T	18,567	18,556	-0,06
W-3.6	16,561	16,518	-0,26
W-3.9	16,691	16,653	-0,23
W-3.12T	17,690	17,679	-0,07
W-4	16,118	16,059	-0,37
W-5	17,805	17,562	-1,36
W-6A	16,467	16,349	-0,72
W-6B	14,915	14,801	-0,77
W-6C	14,618	14,621	0,02
W-7A	14,923	14,887	-0,24
W-7B	13,674	13,529	-1,06
W-7C	13,354	13,100	-1,90
W-8A	13,415	13,298	-0,87
W-8B	13,186	13,066	-0,91
Razem W	16,847	16,770	-0,46

Oddział w Warszawie			
W-1.1	25,629	25,627	-0,01
W-1.2	27,838	27,861	0,08
W-1.12T	21,435	21,349	-0,40
W-2.1	17,220	17,163	-0,33
W-2.2	18,698	18,666	-0,18
W-2.12T	17,338	17,276	-0,36
W-3.6	16,457	16,402	-0,33
W-3.9	16,472	16,416	-0,34
W-3.12T	16,026	15,956	-0,44
W-4	16,069	16,002	-0,42
W-5	17,412	17,145	-1,54
W-6A	16,032	15,898	-0,83
W-6B	14,320	14,163	-1,10
W-6C	13,755	13,709	-0,33
W-7A	14,638	14,574	-0,44
W-7B	13,579	13,416	-1,20
W-7C	13,112	12,837	-2,10
W-8A	13,287	13,181	-0,80
W-8B	12,494	12,354	-1,12
W-8C	12,513	12,264	-1,99
Razem W	16,572	16,470	-0,62
Oddział w Gdańsku			
W-1.1	26,006	26,021	0,06
W-1.2	27,577	27,589	0,04
W-1.12T	49,912	50,193	0,56
W-2.1	19,418	19,434	0,08
W-2.2	19,647	19,660	0,07
W-2.12T	25,642	25,764	0,48
W-3.6	19,101	19,137	0,19
W-3.9	17,984	17,987	0,01
W-3.12T	21,856	21,959	0,47
W-4	17,338	17,318	-0,12
W-5	18,875	18,734	-0,74
W-6A	17,738	17,726	-0,07
W-6B	15,503	15,446	-0,37
W-7A	17,668	17,732	0,37
W-7B	14,603	14,522	-0,55
W-7C	14,315	14,123	-1,35
W-8A	13,788	13,698	-0,66
W-8B	13,146	13,035	-0,85
Razem W	18,686	18,670	-0,09
Oddział w Poznaniu			
W-1.1	23,561	23,474	-0,37
W-1.2	24,623	24,545	-0,32
W-1.12T	26,041	25,953	-0,33
W-2.1	17,983	17,900	-0,47
W-2.2	18,178	18,096	-0,45
W-2.12T	18,446	18,362	-0,45
W-3.6	17,142	17,055	-0,50
W-3.9	17,256	17,171	-0,49
W-3.12T	17,290	17,203	-0,50
W-4	16,762	16,670	-0,55
W-5	17,081	16,788	-1,71
W-6A	15,770	15,607	-1,04
W-6B	14,578	14,429	-1,02
W-7A	14,672	14,610	-0,43
W-7B	13,533	13,371	-1,20
W-7C	13,363	13,096	-2,00
W-8A	13,634	13,506	-0,94
Razem W	16,628	16,500	-0,77

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw w skali kraju		Zmiana [%]
	średnia jednostkowa płatność za paliwo gazowe	zmiana [%]	
S-1.1	20,183	20,173	-0,05
S-1.2	21,495	21,510	0,07
S-1.12T	22,380	22,362	-0,08
S-2.1	16,395	16,399	0,02
S-2.2	16,695	16,716	0,12
S-2.12T	16,815	16,820	0,03
S-3.6	15,502	15,497	-0,04
S-3.9	15,695	15,698	0,02
S-3.12T	15,666	15,666	0,00
S-4	14,490	14,461	-0,20
S-5	15,419	15,359	-0,39
S-6	14,516	14,541	0,17
S-7A	12,682	12,726	0,34
S-7B	12,770	12,877	0,83
S-8	12,736	12,705	-0,25
Razem S	15,624	15,627	0,01
Oddział we Wrocławiu			
S-1.1	19,995	19,995	0,00
S-1.2	21,481	21,506	0,11
S-1.12T	22,068	22,068	0,00
S-2.1	16,380	16,400	0,12
S-2.2	16,706	16,730	0,14
S-2.12T	16,801	16,821	0,12
S-3.6	15,520	15,531	0,07
S-3.9	15,709	15,723	0,09
S-3.12T	15,657	15,668	0,07
S-4	14,429	14,412	-0,12
S-5	15,708	15,673	-0,23
S-6	15,231	15,294	0,41
S-7A	12,405	12,446	0,33
S-8	12,736	12,705	-0,25
Razem S	15,131	15,142	0,07
Oddział w Poznaniu			
S-1.1	20,784	20,741	-0,21
S-1.2	21,568	21,532	-0,17
S-1.12T	22,852	22,809	-0,19
S-2.1	16,420	16,397	-0,14
S-2.2	16,584	16,562	-0,13
S-2.12T	16,842	16,819	-0,14
S-3.6	15,475	15,444	-0,20
S-3.9	15,658	15,629	-0,18
S-3.12T	15,693	15,663	-0,19
S-4	14,579	14,534	-0,31
S-5	15,057	14,967	-0,60
S-6	13,979	13,975	-0,03
S-7A	13,430	13,481	0,38
S-7B	12,770	12,877	0,83
Razem S	16,466	16,454	-0,07

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Ls w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh]	od 1 stycznia 2015 r.	
Z-1.1	22,163	22,156	-0,03
Z-1.2	23,353	23,356	0,01
Z-1.12T	24,925	24,919	-0,03
Z-2.1	16,887	16,886	-0,01
Z-2.2	17,095	17,095	0,00
Z-2.12T	17,391	17,388	-0,02
Z-3.6	15,316	15,296	-0,13

Z-3.9	15,503	15,484	-0,12			
Z-3.12T	15,532	15,512	-0,13			
Z-4	14,643	14,612	-0,21			
Z-5	14,632	14,475	-1,07			
Z-6	14,152	14,092	-0,43			
Z-7A	14,082	14,165	0,59			
Razem Z	15,319	15,287	-0,21			
Oddział we Wrocławiu						
Z-1.1	18,727	18,726	0,00			
Z-1.2	19,801	19,819	0,09			
Z-1.12T	20,346	20,345	0,00			
Z-2.1	16,982	17,031	0,29			
Z-2.2	17,332	17,385	0,31			
Z-2.12T	17,518	17,567	0,28			
Z-3.6	15,683	15,715	0,20			
Z-3.9	15,924	15,960	0,22			
Z-3.12T	15,853	15,884	0,20			
Z-4	14,595	14,599	0,03			
Z-6	15,666	15,683	0,11			
Razem Z	16,209	16,235	0,16			
Oddział w Poznaniu						
Z-1.1	22,389	22,382	-0,03			
Z-1.2	23,492	23,495	0,01			
Z-1.12T	25,003	24,996	-0,03			
Z-2.1	16,881	16,876	-0,03			
Z-2.2	17,083	17,080	-0,02			
Z-2.12T	17,388	17,383	-0,03			
Z-3.6	15,307	15,286	-0,14			
Z-3.9	15,499	15,480	-0,12			
Z-3.12T	15,529	15,509	-0,13			
Z-4	14,644	14,612	-0,22			
Z-5	14,632	14,475	-1,07			
Z-6	14,078	14,014	-0,45			
Z-7A	14,082	14,165	0,59			
Razem Z	15,295	15,262	-0,22			
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 Mpa						
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]	
Gaz wysokometanowy			Gaz zaazotowany (S – GZ-41,5 Z – 35)			
W-1	b ≤ 110	a ≤ 3 350	S-1	b ≤ 110	a ≤ 3 650	
W-2		3 350 < a ≤ 13 350	S-2		3 650 < a ≤ 14 600	
W-3		13 350 < a ≤ 88 900	S-3		14 600 < a ≤ 97 100	
W-4		a > 88 900	S-4		a > 97 100	
W-5	110 < b ≤ 710	–	S-5	110 < b ≤ 590	–	
W-6	710 < b ≤ 6 580	–	S-6	590 < b ≤ 7 290	–	
W-7	b > 6 580	–	S-7	b > 7 290	–	
–			Z-1	b ≤ 110	a ≤ 3 200	
			Z-2		3 200 < a ≤ 12 800	
			Z-3		12 800 < a ≤ 85 200	
			Z-4		a > 85 200	
			Z-5		110 < b ≤ 520	–
			Z-6		520 < b ≤ 6 400	–
			Z-7		b > 6 400	–
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu wyższym niż 0,5 Mpa						
W-8	b > 0	–	S-8, Z-8	b > 0	–	
Sieć przesyłowa						
E-1A	b > 0	–	Lw-1	b > 0	–	
E-1B	b > 0	–	Ls-1	b > 0	–	
E-1C	b > 0	–	–	–	–	

Źródło: URE.

Dla odbiorców w gospodarstwach domowych⁶⁶⁾ spadek średnich miesięcznych płatności dla odbiorców grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 257 kWh, wyniósł (-0,1%), co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o (-0,02 zł). Analogicznie, dla średniego statystycznego zużycia przez odbiorców grup W-2 i W-3 średniomiesięczny spadek płatności wyniósł (-0,2%) i (-0,3%) odpowiednio (-0,15 zł) i (-0,97 zł).

W odniesieniu do Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. w 2014 r. prowadzone były dwa postępowania dotyczące taryfy tego przedsiębiorstwa. W przypadku pierwszego postępowania, którego przedmiotem była zmiana taryfy obowiązującej, wydana została decyzja o jego umorzeniu ze względu na upływ okresu obowiązywania taryfy, która miała być przedmiotem zmiany. Drugie postępowanie zostało zakończone w czerwcu 2014 r. wydaniem decyzji zatwierdzającej taryfę przedsiębiorstwa, w której zawarto postanowienia umożliwiające rozliczanie odbiorców w jednostkach energii od 1 sierpnia 2014 r. Ustalono w niej również opłaty za świadczenie usług magazynowania w nowym magazynie kawernowym Kosakowo, który został oddany do użytku w 2014 r. W związku z rozbudową PMG Wierzchowice, PMG Strachocina i oddaniem do użytku nowego magazynu kawernowego wzrosła wartość majątku magazynowego i kosztów jego eksploatacji, co z kolei spowodowało wzrost opłat za korzystanie z usług magazynowania o ok. 3%.

Do kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zaliczany jest ponadto SGT EuRoPol GAZ S.A., wobec którego również były prowadzone dwa postępowania dotyczące taryf tego przedsiębiorstwa. Pierwsze, zakończone decyzją Prezesa URE z lutego 2014 r., prowadzone było w związku z wnioskiem przedsiębiorstwa złożonym do urzędu w 2013 r. Zatwierdzona taryfa została podzielona na dwie części, z których druga umożliwiała rozliczanie odbiorców w jednostkach energii. Drugie z prowadzonych postępowań zakończone zostało w grudniu 2014 r. a średnia płatność użytkowników sieci gazowej należącej do tego przedsiębiorstwa, wzrosła od 1 stycznia 2015 r. o 1,49%.

2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

W 2014 r. Prezes URE zakończył wszystkie postępowania administracyjne w sprawie wyznaczenia operatorów systemów gazowych wszczęte bezpośrednio wskutek nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej ustawą zmieniającą, która weszła w życie 11 marca 2010 r. Ponadto proces wyznaczenia operatorów systemów obejmował również postępowania toczące się w stosunku do podmiotów, które uzyskały stosowne koncesje w 2014 r. lub wcześniej.

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów gazowych wyznacza, w drodze decyzji, Prezes URE:

- 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 nowelizująca, która weszła w życie 11 września 2013 r., wprowadziła nowe zasady funkcjonowania zarówno operatorów systemów przesyłowych (OSP), operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), operatora systemu magazynowania (OSM), jak i podmiotów świadczących usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Część z powyższych zmian weszła w życie dopiero w 2014 r.

Wśród nich w szczególności wymienić należy wprowadzenie na mocy art. 1 pkt 2 ustawy nowelizującej przepisu zawartego w art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne. W myśl tego przepisu „usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego”.

⁶⁶⁾ Według cen i stawek opłat ustalonych dla grupy taryfowej W-1 rozliczani są głównie odbiorcy wykorzystujący gaz do przygotowania posiłków; w grupie W-2 rozliczani są głównie odbiorcy nabywający gaz do przygotowania posiłków i podgrzania wody, natomiast odbiorcy grupy W-3 wykorzystują gaz dodatkowo do ogrzewania pomieszczeń. Statystyczne roczne zużycie przypadające na odbiorcę w poszczególnych grupach wynosi: W-1 – 1,257 kWh; W-2 – 6,578 kWh; W-3 – 24,783 kWh.

Powyższy przepis wszedł w życie 28 sierpnia 2014 r., tj. po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy nowelizującej (art. 34 pkt 1). Od tego dnia przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. W myśl art. 56 ust. 1 pkt 24a karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W ustawie nowelizującej ustanowione zostały nowe zasady *unbundlingu* OSP oraz OSD, mające na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej oraz działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z wydobyciem lub sprzedażą gazu ziemnego. Ponadto wprowadzony został wymóg rozdziału prawnego oraz funkcjonalnego OSM.

W ustawie nowelizującej wskazano również, że zapewnienie przez OSP, OSD oraz OSM spełnienia kryteriów niezależności, o których mowa w zmienionym art. 9d ustawy – Prawo energetyczne jest wymagane w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 11 marca 2014 r.

Niedostosowanie się do wymogów *unbundlingu* sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP gazowy uregulowano w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

- 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony,
- 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,
- 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Prezes URE w toku postępowania o przyznanie OSP certyfikatu spełnienia kryteriów niezależności dokonuje analizy i ustala, czy powyższe warunki i kryteria niezależności są przez OSP spełniane.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Zgodnie z art. 9d ust. 1d tej ustawy OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii

elektrycznej. Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykaczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ww. ustawy).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków *unbundlingu* dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

W ustawie – Prawo energetyczne zawarte zostały również postanowienia dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania. W myśl art. 9d ust. 1f tej ustawy OSM, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. Ponadto zgodnie z art. 9d ust. 1g ustawy w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działań operatora systemu magazynowania, które wykaczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Decyzje w sprawie wyznaczenia operatorów systemów gazowych

W 2014 r. Prezes URE wyznaczył jedenastu lokalnych OSD gazowych oraz przedłużył dwóm lokalnym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na OSD. Ponadto Prezes URE wyznaczył jednego operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

Według stanu na 31 grudnia 2014 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 50 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony),
- 1 operator systemu magazynowania,
- 2 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2014 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2030 r. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 31 grudnia 2030 r.

OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego wykonywane jest przez OSP w modelu ISO na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej, z urzędu, OGP Gaz-System S.A. jako OSP na okres do 31 grudnia 2025 r.

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, według stanu na 31 grudnia 2014 r., funkcjonował jeden OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Ponadto 49 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym.

W 2014 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. wyznaczona OSM, na mocy decyzji Prezesa URE, do 31 maja 2022 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Na 31 grudnia 2014 r. OSM Sp. z o.o. wykonywał swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łañcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 350 mln m³,
- PMG „Wierzchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m³,
- PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 407,89 mln m³, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesno o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m³,
- PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 65 mln m³,
- PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m³,
- PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 51,2 mln m³.

Według stanu na 31 grudnia 2014 r. operatorami systemu skraplania gazu ziemnego były dwa podmioty: PSG Sp. z o.o. oraz DUON Dystrybucja S.A.

Zmiany w decyzjach wyznaczających operatorów systemów gazowych

W 2014 r. Prezes URE dokonał łącznie jedenastu zmian w decyzjach wyznaczających operatorów systemów gazowych, w tym czterech zmian w decyzjach wyznaczających lokalnych OSD gazowych, czterech zmian w decyzji wyznaczającej operatora prawnie wydzielonego i jednej zmiany w decyzji

wyznaczającej OSM. Prezes URE dokonał również dwóch zmian polegających na przedłużeniu dwóm lokalnym OSD gazowym okresu obowiązywania decyzji wyznaczającej ich na OSD.

2.2.4. Certyfikaty niezależności

Jednym z najważniejszych zadań realizowanych w 2014 r. przez Prezesa URE było prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie przyznawania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności, tzn. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym odrębna procedura certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich zostały uregulowane w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne dodanych na mocy ustawy nowelizującej. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego będzie mógł zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania mu certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie. Jednocześnie ustawodawca przyjął rozwiązanie, zgodnie z którym decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej pozostają w mocy.

Do ustawy implementowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni niezależny od jakiegokolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo, tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie model ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami, przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności, Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności. Dodatkowo w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. 9h² ustawy – Prawo energetyczne wniosek do Komisji Europejskiej powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w UE.

Zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 14 ust. 1 ustawy nowelizującej, właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h¹ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązani byli wystąpić z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej, tj. do 11 marca 2014 r.

Postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęły dwa wnioski w sprawie przyznania certyfikatu niezależności złożonego przez OGP Gaz-System S.A. Pierwszy wniosek złożony w styczniu 2014 r. dotyczył przyznania certyfikatu niezależności w modelu OU i odnosił się do sieci stanowiącej własność tej spółki. Drugi wniosek OGP Gaz-System S.A. wpłynął do URE w marcu 2014 r. i dotyczył certyfikacji w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A.

W przypadku certyfikacji w modelu OU Komisja Europejska 25 lipca 2014 r. wydała pozytywną opinię w przedmiocie certyfikacji OGP Gaz-System S.A. Na podstawie informacji i dokumentów zgromadzonych w toku postępowania oraz uwzględniając opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE ustalił, że:

- wniosek OGP Gaz-System S.A. o przyznanie certyfikatu niezależności spełniał wymogi formalne, w tym złożony został przez właściciela sieci przesyłowej, który posiada koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci,
- wniosek złożony został w wymaganym prawem terminie,
- OGP Gaz-System S.A. pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem paliw gazowych,
- OGP Gaz-System S.A. spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z powyższym 22 września 2014 r. Prezes URE przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na sieciach własnych. Był to pierwszy w Polsce certyfikat niezależności przyznany OSP gazowemu. Decyzja w sprawie powyższej certyfikacji wraz z opinią Komisji Europejskiej zostały ogłoszone w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

W drugim postępowaniu certyfikacyjnym dotyczącym operatorstwa na polskim odcinku gazociągu jamalskiego Komisja Europejska wydała opinię 9 września 2014 r. Stała w niej na stanowisku, że przed udzieleniem certyfikacji konieczne jest przeprowadzenie przez URE szczegółowej oceny, zgodnie z art. 11 dyrektywy 73/2009, a następnie przesłanie do Komisji Europejskiej zmienionego projektu decyzji zawierającego taką ocenę. W związku z powyższym Prezes URE zwrócił się do Ministra Spraw Zagranicznych o wydanie opinii wskazanej w art. 9h² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zmieniony projekt decyzji uwzględniający analizę wpływu przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego w UE został przesłany do Komisji Europejskiej w styczniu 2015 r. Zakończenie procedury certyfikacji OGP Gaz-System S.A. w modelu ISO przewidziane jest w II kwartale 2015 r.

2.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Zgodnie z art. 9g ustawy – Prawo energetyczne OSP zobowiązany jest do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, którą zgodnie z art. 9g ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne zatwierdza Prezes URE w drodze decyzji. W związku z obowiązkiem wdrożenia nowych procedur zarządzania ograniczeniami systemowymi wynikających z rozporządzenia 715/2009 i decyzji Komisji 2012/490/UE z 24 sierpnia 2012 r. (kodeks CMP), w 2014 r. dokonano zmiany instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej systemu gazociągów tranzytowych (IRiESP SGT). Wyżej wymienione przepisy zostały wcześniej wdrożone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej krajowego systemu przesyłowego (IRiESP) decyzją Prezesa URE z 22 listopada 2013 r. Prace nad wdrożeniem tych zapisów do instrukcji SGT zakończone zostały 3 lutego 2014 r. W ramach wdrożenia kodeksu CMP wprowadzone zostały zasady nadsubskrypcji i wykupu, możliwości rezygnacji przez Zleceniodawcę Usługi Przesyłania (ZUP) z przydzielonej przepustowości oraz mechanizmu odbioru użytkownikowi niewykorzystywanej przepustowości opartego na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (tzw. long term UIOLI). Oprócz ww. procedur dokonano harmonizacji zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych w krajowym systemie przesyłowym, w tym: zastąpienie dotychczasowych umów przesyłowych umową ramową, przydziałem przepustowości (PP) i przydziałem zdolności (PZ) oraz wdrożenie przepisów umożliwiających dokonywanie rozliczeń w jednostkach energii (kWh). W punktach wyjścia z systemu SGT do krajowego systemu przesyłowego został utworzony wirtualny Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), dzięki czemu aktualnie użytkownicy mają możliwość rezerwacji zsumowanej przepustowości połączeń we Lwówku i Włocławku bez konieczności precyzowania, którego z tych punktów dotyczy rezerwacja.

W 2014 r. zmienione zostały również przepisy IRiESP krajowego systemu przesyłowego umożliwiając rozliczanie za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w jednostkach energii (kWh). W ramach tej zmiany wprowadzono do treści IRiESP zasady alokacji dla produktów powiązanych zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (kodeks CAM). Dostępna przepustowość fizycznych punktów wejścia/wyjścia na połączeniu z systemem przesyłowym państwa członkowskiego UE od 1 listopada 2015 r. musi być udostępniana na zasadach powiązanych w ramach wspólnej aukcji OSP i operatora systemu współpracującego na

uzgodnionej i zaakceptowanej przez Prezesa URE platformie internetowej. Wcześniej realizowane były projekty pilotażowe w tym zakresie we współpracy z operatorami niemieckimi.

W ramach ww. zmiany wdrożono również część przepisów w zakresie bilansowania określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (kodeks BAL), w tym w zakresie przekazywania danych w procesie bilansowania handlowego. Wprowadzono mechanizm funkcjonowania grup bilansowych, w ramach którego jeden użytkownik systemu może być odpowiedzialny za bilansowanie pozostałych użytkowników należących do tej samej grupy bilansowej. Ujednolicono również zasady dotyczące funkcjonowania operatorów małych systemów dystrybucyjnych oraz zmodyfikowano przepisy w zakresie ułatwienia procesu zmiany sprzedawcy w trakcie roku gazowego. Nowa instrukcja weszła w życie 1 sierpnia 2014 r.

W 2014 r. wypełniając obowiązek określony w art. 9g ust. 1 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne Operator Systemu Dystrybucyjnego, PSG Sp. z o.o., przygotował nowy projekt IRiESD. Konieczność dokonania nowelizacji Instrukcji powstała w związku z wejściem w życie 25 lipca 2013 r. przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁶⁷⁾.

Po przeprowadzeniu postępowania Prezes URE zatwierdził decyzją z 29 lipca 2014 r. IRiESD PSG Sp. z o.o. i określił datę jej wejścia w życie na 1 sierpnia 2014 r. Jej zapisy ujednoliciły zasady świadczenia usług dystrybucyjnych na obszarze funkcjonowania OSD oraz przewidują m.in.:

- wprowadzenie rozliczeń w jednostkach energii (kWh), a nie jak do tej pory w m³,
- zasady wyznaczania przez PSG Sp. z o.o. ciepła spalania w obszarach rozliczeniowych ciepła spalania (ORCS),
- zasady wyznaczania ilości paliwa gazowego wyrażonej w jednostkach energii (kWh) w punktach wyjścia z systemu gazowego,
- katalog informacji jakie będą przekazywane ZUD na potrzeby prowadzenia rozliczeń z odbiorcami w jednostkach energii,
- doprecyzowanie zasad wyznaczania obszarów dystrybucyjnych, w szczególności obszaru dla gazu typu Lw.

Ponadto od października 2014 r. w URE trwały prace związane z zatwierdzeniem kolejnej wersji IRiESD przedstawionej 30 września 2014 r. przez PSG Sp. z o.o. do zatwierdzenia Prezesowi URE. Wniosek operatora wynikał z konieczności dostosowania Instrukcji, zgodnie z art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, do zapisów zatwierdzonej decyzją Prezesa URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie:

- uszczegółowienia zasad współpracy z operatorami innych (małych) systemów dystrybucyjnych (OSDW), celem umożliwienia zmiany sprzedawcy na sieciach „małych OSDW”,
- wprowadzenia postanowień dotyczących przekazywania szacunkowych danych do OSP w zakresie pierwszych sześciu godzin doby gazowej,
- wprowadzenia do IRiESD zapisów określających zasady sprzedaży rezerwowej dla grupy gospodarstw domowych – celem zwiększenia ochrony tej grupy w przypadku utraty sprzedawcy podstawowego.

2.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

2.2.6.1. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i magazynowych zadań w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji wynikających z ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia 715/2009

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 1) oraz rozporządzenie 715/2009 nakładają na operatorów systemów przesyłowego, dystrybucyjnych oraz magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego szereg obowiązków. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie wypełniania

⁶⁷⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, w tym m.in. w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemu gazowego, wypełniania obowiązków publikacyjnych oraz warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Monitorowanie wypełniania zadań OSP

Zakres obowiązków i zadań OSP został szczegółowo określony w art. 9c oraz 9g ustawy – Prawo energetyczne. W 2014 r. w ramach prowadzonych działań, Prezes URE nie stwierdził uchybień w zakresie wykonywania przez OSP przypisanych mu obowiązków, w tym w szczególności związanych z niedyskryminacyjnym traktowaniem użytkowników systemu oraz realizacją obowiązków sprawozdawczych. OSP realizował również zapisy IRIESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenia rozliczeń i dostarczania określonych przepisami informacji użytkownikom systemu.

Zgodnie z art. 21 rozporządzenia 715/2009, OSP jest zobowiązany przestrzegać ściśle określonych zasad dotyczących bilansowania. Operator prowadzi bilansowanie zarówno w systemie przesyłowym (w tym w punktach wirtualnych), jak i w przyłączonych do niego systemach dystrybucyjnych w oparciu o rozliczenie dobowe. Stosowana jest tolerancja dobową dla niezbilansowania na poziomie 5% ilości paliwa gazowego przekazanego przez ZUP do przesłania w punktach wejścia do systemu przesyłowego w danej dobie gazowej. Opłata za niezbilansowanie jest ustalana w oparciu o średnioważoną cenę ustaloną na bazie kosztów zakupu paliwa gazowego przez OSP w danej dobie gazowej (Cena Referencyjna Gazu – CRG), powiększoną o 20%. OSP aktualizuje i publikuje CRG na bieżąco na swojej stronie internetowej. Zgodnie z rozporządzeniem 715/2009 OSP publikuje na swojej stronie internetowej dane dotyczące łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego.

W zakresie realizacji obowiązków wynikających z Załącznika nr 1 do rozporządzenia 715/2009 dot. mechanizmów zarządzania ograniczeniami kontraktowymi (*Congestion Management Procedures, CMP*) w 2014 r. OGP Gaz-System S.A. nie oferował dodatkowej przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji. Nie wystąpiły również warunki do zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (long-term UIOLI). Jeden z podmiotów zgłosił OSP chęć rezygnacji z przydzielonej wcześniej przepustowości na punkcie wejścia Lasów. Przepustowość została zaoferowana jako oferta odsprzedaży/udostępnienia na rynku wtórnym, lecz nie spotkała się z zainteresowaniem rynku.

OGP Gaz-System S.A. publikował dane o funkcjonowaniu systemu przesyłowego zgodnie z wymogami przejrzystości wskazanymi w art. 18 rozporządzenia 715/2009. Powyższe działania obejmują w szczególności podawanie do informacji publicznej oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków ich świadczenia. Ponadto, OSP podawał do wiadomości publicznej dane o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia. Od 1 października 2013 r. OSP zobowiązany jest również do publikowania określonych w rozporządzeniu 715/2009 informacji na platformie ustanowionej przez Europejską Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu (ENTSOG)⁶⁸. W związku z przeprowadzonym w 2014 r. przez Prezesa URE monitoringiem w zakresie publikowanych na ww. platformie informacji, OGP Gaz-System S.A. uzupełnił brakujące dane.

W tab. 42 przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. (w tym systemu SGT).

⁶⁸) ENTSOG Gas Transparency Platform.

Tabela 42. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi (jednostki objętości/jednostki energii)⁶⁹⁾

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Jedn.	Całkowita Zdolność Przesyłowa oferowana na zasadach ciągłych*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	[mln m ³ /rok]	5 226,8	4 369,3
				[MWh /rok]	57 906 699	48 903 614
GASCADE	Niemcy	Mallnow	Niemcy	[mln m ³ /rok]	30 660,0	30 660,0
				[MWh /rok]	339 826 680	339 826 680
GASCADE	Niemcy	Mallnow rewers	Polska	[mln m ³ /rok]	1 696,31	1 523,65
				[MWh /rok]	18 793 315,67	16 880 368,25
GASCADE	Niemcy	Mallnow rewers**	Polska	[mln m ³ /rok]	5 330,46	3 447,46
				[MWh /rok]	59 055 682,95	38 194 153,28
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers**	Niemcy	[mln m ³ /rok]	1 513,44	0,0
				[MWh /rok]	16 874 904,40	0
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	[mln m ³ /rok]	1 513,4	1 432,4
				[MWh /rok]	16 874 904	16 053 451
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)	Polska	[mln m ³ /rok]	17,5	17,5
				[MWh /rok]	196 399	196 399
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers**	Czechy	[mln m ³ /rok]	587,17	0,0
				[MWh /rok]	6 593 914,61	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	[mln m ³ /rok]	589,4	573,1
				[MWh /rok]	6 618 980	6 438 139
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice Czechy	Polska	[mln m ³ /rok]	1,4	1,4
				[MWh /rok]	15 796	15 794
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	[mln m ³ /rok]	4 355,0	4 355,0
				[MWh /rok]	49 211 322	49 211 322
OAO Gazprom Transgaz Belarus	Białoruś	Kondratki	Polska	[mln m ³ /rok]	33 743,5	33 743,5
				[MWh /rok]	373 850 520	373 850 520
OAO Gazprom Transgaz Belarus	Białoruś	Tietierowka	Polska	[mln m ³ /rok]	238,3	238,3
				[MWh /rok]	2 686 153	2 686 153
OAO Gazprom Transgaz Belarus	Białoruś	Wysokoje	Polska	[mln m ³ /rok]	5 373,1	3 278,5
				[MWh /rok]	60 554 795	36 684 804
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice**	Ukraina	[mln m ³ /rok]	1 458,9	829,5
				[MWh /rok]	16 485 704	9 373 524
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	[mln m ³ /rok]	131,4	0,0
				[MWh /rok]	1 463 796	0

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

** Dostawy na zasadach przerywanych (usługa ciągła w punkcie Mallnow rewers jest oferowana od kwietnia 2014 r.).

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

⁶⁹⁾ Dotychczasowo rozliczenia za świadczoną usługę przesyłania paliwa gazowego odbywały się w jednostkach objętości (m³). Jednakże, w związku z wejściem w życie zmian rozporządzenia taryfowego, od 1 sierpnia 2014 r. rozliczenia za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych są realizowane w jednostkach energii (kWh).

Monitorowanie wypełniania zadań OSM

W 2014 r. podmiotem, który realizował zadania przypisane OSM, była spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. W 2014 r. do Prezesa URE nie wpłynęły informacje wskazujące na naruszenia ze strony OSM w zakresie wykonywanych obowiązków wskazanych w ustawie – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie usług związanych z dostępem stron trzecich (zasada TPA). Funkcje operatorskie były przez OSM realizowane przy wykorzystaniu istniejących oraz nowych zdolności magazynowych będących wynikiem prowadzonej budowy nowych instalacji magazynowych (KPMG Kosakowo) i rozbudowy już istniejących instalacji magazynowych (PMG Wierzchowice i PMG Strachocina) oraz KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica. Uczestnikom rynku zostały udostępnione zdolności magazynowe zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz zestandaryzowanymi procedurami zamieszczonymi w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM). W ramach działalności handlowej w 2014 r. OSM udostępnił podmiotom trzecim w ramach umów długoterminowych 724 mln m³ pojemności magazynowej, w tym 109 mln m³ na warunkach ciągłych oraz 615 mln m³ na warunkach przerywanych. Ponadto, w ramach kontraktów krótkoterminowych OSM udostępniał podmiotom trzecim 21,5 mln m³ pojemności magazynowej na warunkach przerywanych.

W 2014 r., do OSM wpłynęło pięć wniosków o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania (na cele handlowe) oraz jeden wniosek OSP. Wszystkim wnioskodawcom zostały przydzielone zdolności magazynowe zgodne ze złożonym zapotrzebowaniem. Nie wpłynął żaden wniosek w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

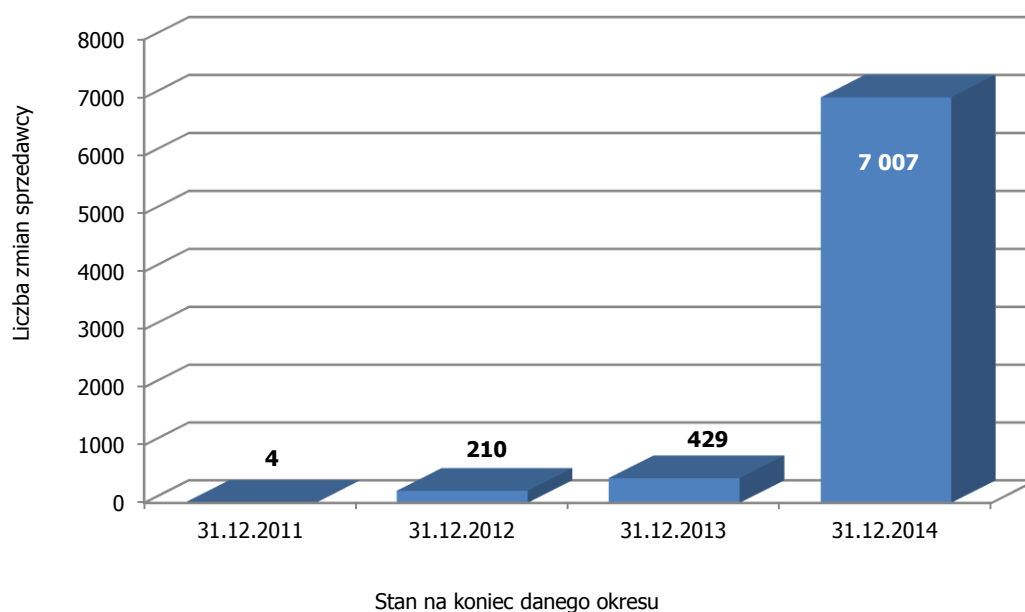
W zakresie przeciwdziałania akumulacji rezerw zdolności magazynowych w przypadku wystąpienia ograniczeń kontraktowych zastosowanie mają uregulowania art. 17 rozporządzenia 715/2009. OSM dokonywał oceny wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, dzięki czemu udostępniano niewykorzystane nominalne moce odbioru i nominalne moce zatłaczania w ramach dobowej usługi magazynowania. OSM umożliwia i organizuje również obrót wtórny zdolnościami magazynowymi, jednakże w 2014 r. nie wpłynął żaden wniosek o zbycie zamówionych zdolności magazynowych. Przy analizie wykorzystania zamówionych zdolności magazynowych, OSM weryfikuje stopień ich wykorzystywania zastrzegając sobie prawo do ich redukcji i zaoferowania innym uczestnikom rynku (zasada wykorzystaj albo strać) w przypadku wykorzystania na poziomie niższym niż 70%. W 2014 r. instalacje magazynowe były w pełni wykorzystywane.

Z przeprowadzonego monitoringu wynika, że OSM realizuje obowiązki informacyjne związane z mechanizmami alokacji zdolności magazynowych wynikających z pełnienia funkcji OSM, w szczególności te przewidziane w art. 19 rozporządzenia 715/2009. Podaje on do publicznej wiadomości informacje o zakontraktowanych i dostępnych zdolnościach magazynowych oferowanych w ramach dobowej usługi magazynowania, a także zasady przydzielania zdolności magazynowych, zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, renominacje, alokacje), które zostały uregulowane w publikowanym na stronie internetowej OSM (www.osm.pgnig.pl) Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych.

2.2.6.2. Monitorowanie zmiany sprzedawcy (TPA)

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. W związku z tym Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. W 2011 r. przygotowane zostały ankiety kwartalne monitorujące proces zmiany sprzedawcy na rynku gazu i skierowane na początku 2012 r. do OSP (OGP Gaz-System S.A.) oraz OSD (PSG Sp. z o.o.). Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011–2014, w szczególności w samym 2014 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, w 2013 r. – 429, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca IV kw. 2014 r. wyniosła już 7 007.

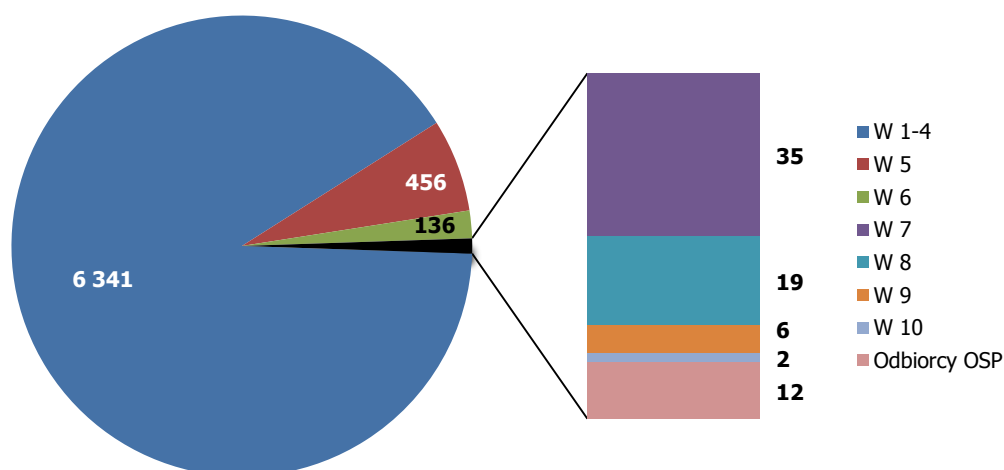
Rysunek 32. Liczba zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) narastająco na koniec 2011, 2012, 2013 i 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD i OSP.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 7 007 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2014 r. zdecydowana większość dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W1-4, czyli głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych alternatywnych sprzedawców kampanii sprzedażowo-reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców.

Rysunek 33. Struktura zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) dokonanych do końca 2014 r., w zależności od grup taryfowych przypisanych do poszczególnych segmentów odbiorców



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD i OSP.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą liczbę podpisanych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (Umów Ramowych). Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy operatorem a sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD.

Co za tym idzie, aby istniała możliwość zmiany sprzedawcy przez odbiorcę przyłączonego do sieci OSD, musi on mieć podpisaną umowę o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego z tym operatorem. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem 2014 r. 80 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 46 posiadało również umowy z OSD.

Należy podkreślić, że w związku z wejściem w życie od 1 stycznia 2014 r. nowej IRiESD PSG Sp. z o.o. oraz z uwagi na wprowadzenie jednego obszaru dystrybucyjnego dla każdego rodzaju paliwa gazowego zastępującego dotychczasowe obszary dystrybucyjne, sprzedawcy dostosowali dotychczasowe umowy do przesłanego im przez OSD nowego wzorca umowy dystrybucyjnej. Podpisanie przez sprzedawców nowych umów umożliwiło im świadczenie swoich usług na terenie całej Polski.

2.2.6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Prezes URE monitorował w 2014 r. warunki przyłączania podmiotów zarówno do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Monitorowanie ww. warunków przyłączenia do sieci i ich realizacji odbywa się w oddziałach terenowych URE m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających związanych ze skargami odbiorców i podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci.

W 2014 r. do jednego z oddziałów terenowych wpłynęło 48 informacji od przedsiębiorstw energetycznych o odmowach przyłączenia do sieci gazowych. W stosunku do 2013 r. jest to ośmiokrotne zwiększenie informacji przesyłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Przyczynami odmów przyłączenia do sieci gazowej był brak warunków ekonomicznych. Podmioty składające wnioski o przyłączenie pochodziły z obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową, co świadczy o wzroście zainteresowania możliwościami korzystania przez odbiorców z gazu sieciowego.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci gazowej w 2014 r. do innego oddziału terenowego wpłynęło łącznie 536 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci od operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, cel poboru gazu, planowana wielkość poboru gazu itd.), przyczyny odmowy oraz stosowne obliczenia wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (analizę efektywności ekonomicznej). W 152 przypadkach odmowy przyłączenia spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, w 384 przypadkach odmowa spowodowana była brakiem warunków technicznych przyłączenia (brak sieci gazowej).

W 2014 r. do kolejnego oddziału terenowego wpłynęło 527 zawiadomień o odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej. Głównym powodem wydanych odmów także były przyczyny ekonomiczne. Odbiorcy coraz częściej występują o wydanie warunków przyłączenia do sieci na terenach rekreacyjnych, nie posiadających sieci przesyłowych.

Po przeprowadzeniu wnikliwej analizy tych odmów i skarg odbiorców oddział podejmował decyzje odnośnie dalszego prowadzenia postępowania, natomiast na wniosek odbiorców dotyczący odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były postępowania administracyjne. W sześciu przypadkach, w toku prowadzonych postępowań, przedsiębiorstwa gazownicze dokonały ponownej analizy przedłożonych wniosków i wydały odbiorcom warunki przyłączenia do sieci gazowej.

W jednym z oddziałów terenowych, zagadnieniem rozstrzyganym w ramach prowadzonych postępowań dotyczących sporu o odmowę przyłączenia do sieci gazowej była kwestia istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci obiektów oświatowych, przy założeniu, że dostawa paliwa gazowego odbywałaby się po przyłączeniu na zasadach przerywanych zgodnie z przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu

i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁷⁰⁾. Zgodnie z przepisami tego rozporządzenia, dostarczanie paliwa na zasadach przerywanych nie może być świadczone dla odbiorców lub obiektów, w których mogłoby to spowodować zagrożenia lub zakłócenia w zakresie wykonywania zadań związanych z edukacją (szkoła). Z uwagi na zapisy ww. rozporządzenia wskazujące, że dostawa paliwa gazowego na zasadach przerywanych nie może dotyczyć m.in. obiektów oświatowych, w powyższym postępowaniu potwierdzono zasadność przedstawionej przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego odmowy przyłączenia do sieci.

2.2.6.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Ustawa nowelizująca wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów Zgodności. Dotychczasowy obowiązek ich opracowywania przez operatorów sieci przesyłowych został zniesiony, gdyż występujący u OSP *unbundling* własnościowy (OGP Gaz-System S.A. jest spółką nie wchodzącą w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącą w 100% własnością Skarbu Państwa) w praktyce okazał się wystarczający do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Ustawodawca wprowadził jednak obowiązek opracowania Programu Zgodności dla operatorów systemu magazynowania, będących częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Obowiązki temu podlega Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM), który jest spółką celową w 100% zależną od PGNiG S.A. W 2014 r. Prezes URE zatwierdził Program Zgodności OSM. OSM Sp. z o.o. jest równocześnie zobowiązany do corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programu Zgodności począwszy od sprawozdania za rok 2014.

Drugim podmiotem na rynku gazu, który zgodnie z ustawą był zobowiązany do przedłożenia sprawozdania z realizacji Programu Zgodności Prezesowi URE za rok 2014 jest PSG Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo to jest OSD wchodzącym w skład GK PGNiG S.A. i powstało po konsolidacji sześciu regionalnych OSD i przeniesieniu ich praw i obowiązków na jeden podmiot od 1 lipca 2013 r.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2014 r. w OSD, jak i w OSM nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania postanowień Programu Zgodności, jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Rola Inspektora ds. zgodności

W celu wzmocnienia dotychczasowej roli Inspektora ds. zgodności, jego stanowisko zostało opisane w ustawie nowelizującej. Zgodnie z art. 9d ust. 5 tej ustawy Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko operatora, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej Spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na zwiększenie niezależności tego stanowiska w podejściu do tematu przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów.

Obecnie, w PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności podlega bezpośrednio zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami występującymi w OSD. Inspektora w realizacji jego obowiązków wspomagają koordynatorzy z poszczególnych oddziałów spółki. Z kolei w OSM Sp. z o.o. funkcja Inspektora ds. zgodności łączona jest ze stanowiskiem kierowniczym w dziale Regulacji i Obsługi Prawnej. Niewątpliwie wiedza i doświadczenie osoby zajmującej stanowisko kierownicze jest przydatna w aktywnym monitoringu realizacji Programu Zgodności, jednakże praktyka łączenia

⁷⁰⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

stanowiska Inspektora ds. zgodności z inną funkcją wykonywaną w spółce stwarza ryzyko naruszenia jego niezależności, jak i braku czasu na właściwe monitorowanie przestrzegania postanowień Programu Zgodności.

W ramach wykonywanych obowiązków, Inspektor ds. zgodności powinien nie tylko reagować „ex post” tj., gdy naruszenie postanowień Programu Zgodności wystąpi, lecz również dokonywać działań prewencyjnych, m.in. poprzez inicjowanie kontroli wdrożenia ww. postanowień. Z nadesłanego sprawozdania OSD wynika, że Inspektor ds. zgodności opracował i wykonał program kontroli przestrzegania Programu Zgodności w terenowych jednostkach organizacyjnych spółki. Kontrola trwała od 1 lipca do 31 grudnia 2014 r. i obejmowała obszary związane z obsługą klienta, w tym usługą przyłączenia, usługą dystrybucyjną, zmianą sprzedawcy, rozpatrywaniem skarg i reklamacji, pomiarami i telemetrią oraz zarządzaniem ruchem sieci ponieważ w tych sferach, z uwagi na kontakt z klientem zewnętrznym, potencjalne ryzyko wystąpienia nieprawidłowości zostało ocenione jako najwyższe.

Z kolei z informacji uzyskanych od OSM Sp. z o.o. wynika, że kontrola przestrzegania postanowień Programu Zgodności nastąpi w 2015 r., przy okazji wdrażania systemu ochrony informacji sensytywnych.

Dostępność Programu Zgodności

W PSG Sp. z o.o. Program Zgodności został opublikowany na stronie internetowej OSD i jest łatwy do wyszukania przez użytkowników, gdyż widnieje na stronie głównej witryny. Na stronie internetowej opublikowane są również adres e-mail i telefon do Inspektora ds. zgodności, za pomocą których osoby zainteresowane mogą zgłaszać pytania i uwagi dotyczące Programu Zgodności. Również w OSM Sp. z o.o. Program Zgodności jest łatwy do wyszukania na stronie internetowej Operatora, jednak brak jest informacji o danych kontaktowych do Inspektora ds. zgodności. Wskazane jest by OSM Sp. z o.o., idąc za przykładem PSG Sp. z o.o., umieścił takie dane obok publikowanego Programu Zgodności. Powyższa praktyka stwarza możliwość zadawania pytań Inspektorowi nie tylko przez pracowników spółki, ale również przez wszystkich użytkowników systemu, którzy są zainteresowani interpretacją postanowień Programu Zgodności. Z kolei za dobrą praktykę zastosowaną w OSM Sp. z o.o. należy uznać udostępnienie na stronie internetowej Programu Zgodności również w wersji angielskiej, co stanowi ułatwienie dla zagranicznych użytkowników systemu w interpretacji postanowień tego Programu.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników oraz zasady wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni ze znajomości Programu Zgodności dla PSG Sp. z o.o. Natomiast szkolenia dla nowo przyjętych pracowników odbywały się w ciągu miesiąca od momentu podjęcia pracy.

W OSM Sp. z o.o. w 2014 r. prowadzono szkolenia pracowników w zakresie zmienionego w 2014 r. Programu Zgodności. W 2015 r. szkolenia będą kontynuowane wobec nowozatrudnionych pracowników.

Ochrona danych sensytywnych

W PSG Sp. z o.o. ochronę informacji sensytywnych realizowano w spółce w obszarach: administracyjnym, informatycznym i ochrony fizycznej. W 2014 r. kontynuowano integrację regulacji i systemów dotyczących ochrony danych sensytywnych.

W 2014 r. w PSG Sp. z o.o. polityka bezpieczeństwa danych osobowych była uzupełniana lokalnymi uregulowaniami poszczególnych oddziałów, w zakresie nie objętym regulacją centralną.

Obecnie trwają prace nad przyjęciem docelowej polityki bezpieczeństwa danych osobowych uwzględniającej nowelizację ustawy o ochronie danych osobowych, jak i zmianę struktury organizacyjnej w sektorze bezpieczeństwa i ochrony informacji. W odniesieniu do instrukcji ochrony sensytywnych informacji handlowych należy podnieść, że Inspektor ds. zgodności uzyskał kompetencje w zakresie kwalifikowania określonej informacji jako sensytywnej informacji handlowej.

W OSM Sp. z o.o. w 2014 r. wprowadzono „Zasady bezpieczeństwa dla użytkowników obszaru teleinformatycznego”, które określają warunki, na jakich można wytwarzać, przetwarzać, przechowywać i przysyłać informacje w systemach i sieciach IT stosowanych w spółce. Ponadto podjęto decyzję o wdrożeniu Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji w oparciu o normę ISO/IEC 27001 – w 2015 r. planuje się kontynuację wdrażania tego systemu.

2.3. Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego

2.3.1. Udział Polski w rynkach i inicjatywach regionalnych gazu ziemnego

Komisja Europejska oraz Grupa Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) uruchomiły inicjatywy regionalne w 2006 r. Ich celem jest współdziałanie przedstawicieli państw członkowskich UE, reprezentantów krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawicieli użytkowników systemów na rzecz rozwoju integracji na poziomie regionalnym, które stanowi etap pośredni w tworzeniu jednolitego rynku gazu w UE. Gazowe inicjatywy regionalne stanowią podejście oddolne do realizacji tego celu. Obecnie inicjatywy obejmują trzy regiony: Północno-Zachodni (North-West Region), Południowy (South Region) oraz Południe Południowy-Wschód (South/South-East Region). Działalność Regionu Północno-Zachodniego jest aktualnie zawieszona. Polska jest członkiem Regionu Południe Południowy-Wschód.

Gazowa Inicjatywa dla Regionu Południe Południowy – Wschód (GRI SSE)

W skład GRI SSE wchodzi dwanaście państw członkowskich: Austria, Bułgaria, Czechy, Cypr, Grecja, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry, Włochy, Chorwacja oraz Polska. Prace w ramach poszczególnych inicjatyw regionalnych koordynują wiodący regulatorzy w regionie. W ramach inicjatywy SSE do maja 2014 r. prace współkoordynowali dwaj regulatorzy: włoski (AEEGSI) oraz polski (URE). Od czerwca 2014 r. w miejsce regulatora włoskiego (AEEGSI) współprzewodnictwo w regionie wraz z polskim regulatorem (URE) objął regulator rumuński (ANRE). Na spotkaniu w maju 2014 r. przyjęto zasadę rotacyjności, zgodnie z którą zmiana na stanowisku współprzewodniczącego w regionie ma następować co 2 lata. Aby zachować ciągłość prac zmiana obydwu współprzewodniczących nie powinna odbywać się w tym samym czasie.

Spotkania regionu Południe Południowy-Wschód odbywają się zwyczajowo dwa razy w roku. Nadzór nad pracami w regionie oraz wyznaczanie priorytetów i monitoring realizacji postępów współpracy GRI SSE odbywa się w ramach spotkań Regionalnego Komitetu Koordynacyjnego (*Regional Coordination Committee – RCC*), w którym skupieni są regulatorzy regionu SSE. Ponadto, istotną rolę doradczą oraz swoiste forum dyskusyjne stanowi Grupa Uczestników Rynku (*Stakeholders Group – SG*), w spotkaniach której biorą udział przedstawiciele regulatorów, ministerstw, operatorów systemów przesyłowych, platform obrotu oraz zainteresowani uczestnicy rynku.

W maju 2014 r. odbyło się spotkanie RCC i SG w Warszawie, a w grudniu 2014 r. w Bukareszcie. Przedmiotem spotkań było omówienie postępów w realizacji planu działania na lata 2011–2014 oraz uzgodnienie planu na lata 2015–2018. Region zrealizował projekty pilotażowe z zakresu: alokacji zdolności przesyłowej i produktów powiązanych, integracji rynków, współpracy międzyoperatorskiej, monitorowania przejrzystości działań OSP, infrastruktury, inwestycji oraz bezpieczeństwa dostaw gazu. W ramach współpracy regionalnej w 2014 r. realizowany był m.in. projekt przygotowany przez

OGP Gaz-System S.A., dotyczący utworzenia platformy do alokacji zdolności powiązanej. Operatorzy: polski (OGP Gaz-System S.A.) oraz czeski (Net4Gas) prowadzili uzgodnienia w celu przeprowadzenia alokacji produktu powiązanego na granicy polsko-czeskiej. Termin aukcji został ustalony na I kw. 2015 r.

W ramach prac nad planem prac regionu na lata 2015–2018 ustalono, że prace w regionie powinny się skupić w szczególności na zharmonizowanej implementacji kodeksów sieciowych oraz integracji rynków w celu wdrożenia docelowego modelu rynku gazu (*Gas Target Model*). Ponadto, postanowiono zintensyfikować współpracę ze Wspólnotą Energetyczną. Zatwierdzenie ostatecznej wersji Planu Prac dla regionu GRI SSE 2015–2018 planowane jest na połowę 2015 r.

Integracja Systemów w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4)

W 2014 r. kontynuowano prace nad wdrożeniem przyjętej w 2013 r. *Mapy Drogowej w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4*. Głównymi założeniami Mapy Drogowej są: rozwój infrastruktury i połączeń między krajami V4, współpraca w zakresie fizycznej integracji rynku w regionie oraz w zakresie wdrażania kodeksów sieci poprzez zacieśnienie współpracy pomiędzy regulatorami i operatorami systemów przesyłowych w regionie. Prace są prowadzone w ramach Forum V4 na rzecz integracji rynku gazu, które zapewnia polityczne wsparcie dla tego procesu i koordynację działań między ministerstwami, krajowymi organami regulacyjnymi i operatorami sieci przesyłowych.

Współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej w 2014 r. zaowocowała m.in. opracowaniem analizy porównawczej specyfikacji produktów w zakresie zdolności przerywanej we wszystkich państwach członkowskich. Analiza ta wykazała podobieństwa w systemach krajów V4 za wyjątkiem systemu węgierskiego.

W ramach słowackiej prezydencji w Grupie Wyszehradzkiej, trwającej od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r., priorytetami prac w ramach Forum V4 są: współpraca w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, jednolita implementacja kodeksów sieci, rozwój infrastruktury przesyłowej oraz wdrożenie docelowego modelu rynku gazu (*Gas Target Model*) w regionie V4. Kontynuowany jest również projekt w zakresie oceny niezbędnych warunków wymaganych dla uzyskania koncesji handlowych w poszczególnych krajach regionu. Celem projektu jest stworzenie odpowiednich podstaw dla potencjalnej harmonizacji w zakresie udzielania koncesji w całym regionie V4.

2.3.2. Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci

Na podstawie uprawienia zawartego w rozporządzeniu 715/2009 do końca 2014 r. zatwierdzone zostały trzy kodeksy sieciowe: dotyczący zarządzania ograniczeniami kontraktowymi (CMP), dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (CAM NC) oraz bilansowania gazu (BAL NC). W 2014 r. toczyły się również intensywne prace nad poprawką do CAM NC (tzw. *Incremental Capacity*) oraz kodeksem sieciowym dotyczącym interoperacyjności i wymiany danych (IO NC). W 2014 r. trwały również prace nad projektem *Kodeksu sieci dotyczącym ujednoczonej struktury taryf przesyłowych dla gazu* (NC TAR), w których uczestniczyli również przedstawiciele URE, głównie w ramach Zespołu Zadaniowego ACER ds. Taryf.

Kodeks sieci dotyczący ujednoczonej struktury taryf przesyłowych dla gazu⁷¹⁾

30 maja 2014 r. ENTSO-G zamieścił na swojej stronie internetowej wstępny projekt NC TAR, zatwierdzony przez Radę ENTSO-G 28 maja 2014 r. Projekt ten został opracowany na prośbę Komisji Europejskiej z 19 grudnia 2013 r. w oparciu o *Wytyczne ramowe w sprawie zasad dotyczących ujednoczonej struktury taryf przesyłowych dla gazu⁷²⁾*, ogłoszone przez ACER 29 listopada 2013 r.

⁷¹⁾ Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas.

⁷²⁾ Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas.

ENTSO-G został zobowiązany przez Komisję Europejską do przedłożenia ostatecznego projektu NC TAR w terminie do 31 grudnia 2014 r.

Wyniki dwumiesięcznych konsultacji społecznych, intensywne prace KE/ACER/ENTSO-G oraz wstępne stanowisko ACER zostały uwzględnione w zmienionym projekcie zatwierdzonym przez Radę ENTSO-G 6 listopada 2014 r. i zamieszczonym na stronie internetowej tej organizacji do konsultacji z zainteresowanymi stronami i uzyskania ich akceptacji. Natomiast 26 grudnia 2014 r. na stronie internetowej ENTSO-G został zamieszczony projekt NC TAR przesłany do Komisji Europejskiej i ACER z dochowaniem ww. terminu. W terminie 3-miesięcznym ACER jest zobowiązana do przedstawienia do ENTSO-G opinii w sprawie tego projektu wraz z uzasadnieniem oraz ewentualnej rekomendacji dla Komisji Europejskiej. Kolejnym krokiem będzie procedura uchwalania NC TAR.

NC TAR jest czwartym kodeksem sieci, którego procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009. NC TAR będzie miał formę rozporządzenia Komisji Europejskiej i po jego uchwaleniu będzie stanowił integralną część ww. rozporządzenia. NC TAR będzie stosowany od 1 października 2017 r. lub pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 24 miesięcy od daty jego wejścia w życie, w zależności od tego, która data będzie późniejsza.

Przepisy NC TAR poprzez harmonizację zasad ustalania taryf przesyłowych we wszystkich krajach UE mają przyczynić się do wzrostu integracji europejskiego rynku gazu, bezpieczeństwa dostaw, promocji konkurencji oraz transgranicznego obrotu gazem. Taryfy przesyłowe ustalone zgodnie z NC TAR będą kalkulowane w oparciu o koszty uzasadnione z uwzględnieniem eliminacji subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców. Innymi słowy przepisy NC TAR mają na celu utrudnienie w maksymalnym stopniu ewentualnych prób blokowania dostępu do rynku krajowego (np. poprzez stawki przesyłowe dyskryminujące tranzyt gazu a bardziej korzystne dla odbiorców krajowych). Przyczynić się mają do tego przewidziane również w NC TAR obowiązki w zakresie znacznego wzrostu transparentności procesu ustalania taryf przesyłowych, polegające m.in. na publikacji wszelkich informacji związanych z kalkulacją taryfy.

Kodeks sieci w sprawie bilansowania gazu (*Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks – BAL NC*)

Od 2011 r. przedstawiciele Prezesa URE aktywnie uczestniczyli w pracach, prowadzonych w ramach współpracy europejskich regulatorów i operatorów systemów przesyłowych, nad opracowaniem zharmonizowanych przepisów w zakresie bilansowania systemów przesyłowych gazu w UE. Efektem tych prac jest wydane przez Komisję Europejską 26 marca 2014 r. rozporządzenie nr 312/2014 ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (kodeks BAL). Przepisy kodeksu weszły w życie 16 kwietnia 2014 r. Termin na wdrożenie przepisów kodeksu BAL został, z paroma wyjątkami, ustalony na 1 października 2015 r.

Docelowy system bilansowania ma na celu wspieranie rozwoju płynnego hurtowego rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych, zachęcając użytkowników sieci do efektywnego bilansowania zapotrzebowania własnego. Kodeks przewiduje ustanowienie systemu wejścia-wyjścia z wirtualnym punktem obrotu w obrębie każdego obszaru bilansującego. Kodeks BAL koncentruje się również na:

- określeniu minimalnych wymogów funkcjonowania rynków spot na platformach obrotu (obrotów pomiędzy uczestnikami rynku powinien być prowadzony w oparciu o standardowe produkty krótkoterminowe na zasadzie dostawy w ciągu dnia lub z jednodniowym wyprzedzeniem, przez siedem dni w tygodniu),
- harmonizacji procedur nominacji i renominacji w punktach połączeń międzysystemowych,
- ustanowieniu zasad ustalania opłat za niezbilansowanie,
- podkreśleniu zasady neutralności OSP w odniesieniu do kosztów i przychodów wynikających z jego działalności bilansującej (OSP nie może czerpać zysków ani ponosić strat z tytułu wypłacanych i otrzymywanych opłat za ww. działalność i jest zobowiązany przenieść wszelkie koszty i przychody z tego tytułu na użytkowników sieci).

Niezależnie od podstawowego terminu wdrożenia ww. przepisów, kodeks BAL wprowadził możliwość przyjęcia przez OSP środków tymczasowych w przypadku braku dostatecznej płynności hurtowego rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych, w tym:

- platformę rynku bilansującego do celów bilansowania OSP,
- tymczasową opłatę za niezbilansowanie zastępującą docelową metodę kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe,
- możliwość wprowadzenia tolerancji w odniesieniu do ilości niezbilansowania dobowego użytkowników sieci.

Środki tymczasowe, o których mowa, są opracowywane i wdrażane przez OSP zgodnie ze skonsultowanym z uczestnikami rynku i zatwierdzonym przez krajowy organ regulacji sprawozdaniem, które musi przewidywać zakończenie ich obowiązywania nie później niż po upływie pięciu lat od wejścia w życie kodeksu BAL (jedynie w przypadku platformy rynku bilansującego okres ten może być potencjalnie wydłużony o kolejne 5 lat). Pierwsze sprawozdanie OSP był zobowiązany przedłożyć w ciągu sześciu miesięcy od daty wejścia w życie kodeksu BAL. Kolejne sprawozdania, zawierające w razie takiej potrzeby jego aktualizacje, powinny być corocznie przedstawiane do zatwierdzenia przez regulatora.

OGP Gaz-System S.A. po przeprowadzeniu konsultacji projektu ww. sprawozdania z uczestnikami rynku (29 września – 9 października 2014 r.) złożył 16 października 2014 r. wniosek o zatwierdzenie sprawozdania dotyczącego planowanych do wprowadzenia przez OGP Gaz-System S.A. środków tymczasowych. Operator w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego planuje wdrożenie dwóch środków tymczasowych, tj. platformy rynku bilansującego oraz tolerancji ilości niezbilansowania dobowego. Zgodnie z przepisami kodeksu BAL, Prezes URE ma sześć miesięcy od otrzymania kompletnego sprawozdania na podjęcie i opublikowanie uzasadnionej decyzji w tym zakresie.

Kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (*Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems – CAM NC*)

W celu doprecyzowania przepisów przewidzianych w rozporządzeniu 715/2009, Komisja Europejska ustanowiła rozporządzenie nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie 715/2009, zwane kodeksem CAM (*Capacity Allocation Mechanisms*). Kodeks CAM ustanawia zasady współpracy pomiędzy OSP, w tym dotyczące ujednoczenia procedur komunikacji oraz obliczania i maksymalizowania zdolności dostępnych na punktach połączeń międzysystemowych. Ponadto zgodnie z kodeksem CAM alokacja zdolności zarówno ciągłej, jak i przerywanej na punktach połączeń międzysystemowych będzie się odbywała w drodze aukcji. Zdolność oferowana na punktach połączeń międzysystemowych powinna być w miarę możliwości powiązana. Obowiązek rozpoczęcia stosowania zasad przewidzianych w kodeksie CAM określono na 1 listopada 2015 r. Aukcje zdolności mają odbywać się przy wykorzystaniu platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności.

W związku z koniecznością przygotowania do terminowej implementacji kodeksu CAM na istniejących transgranicznych połączeniach międzysystemowych z Niemcami oraz Republiką Czeską, w 2014 r. podjęto ścisłą współpracę z właściwymi organami regulacyjnymi tych państw. Przedstawiciele URE aktywnie uczestniczyli w pracach ACER, które miały na celu terminową oraz jednolitą implementację kodeksu CAM w krajach UE. Wypracowywano wspólne mechanizmy w zakresie algorytmów aukcyjnych, wdrażanych produktów oraz sposobu funkcjonowania platform rezerwacyjnych. Rozpoczęto prace nad zmianą kodeksu CAM w zakresie alokacji nowych zdolności.

Mając na względzie konieczność przygotowania do terminowego wdrożenia kodeksu CAM, 28 lutego 2014 r. OGP Gaz-System S.A. działając jako operator polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa, przeprowadził wraz z niemieckim operatorem Gascade Gastransport GmbH pilotażowy projekt alokacji zdolności powiązanej na okres 1 kwietnia – 1 października 2014 r. w punkcie Mallnow. Regulamin przeprowadzenia aukcji w ramach projektu pilotażowego został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 11 lutego 2014 r. Operatorzy zaoferowali dwa produkty kwartalne w łącznej ilości 2 917 792 kWh/h. Aukcja przepustowości została przeprowadzona za pośrednictwem platformy do rezerwacji przepustowości PRISMA.

W wyniku aukcji zostało zaalokowane:

- III kwartał roku gazowego 2013/2014 (kwiecień – czerwiec 2014 r.) – 787 670 kWh/h,
- IV kwartał roku gazowego 2013/2014 (lipiec – wrzesień 2014 r.) – 935 638 kWh/h.

W związku ze zdefiniowanym w kodeksie CAM obowiązkiem oferowania zdolności przesyłowych na platformie rezerwacyjnej, OGP Gaz-System S.A. postanowił o utworzeniu platformy alokacyjnej Gaz-System Aukcje. Została ona zaoferowana OSP oraz uczestnikom rynku jako alternatywa wobec platformy PRISMA. Przygotowywany był również projekt pilotażowy OGP Gaz-System S.A. oraz czeskiego operatora Net4Gas s.r.o. Jego przedmiotem jest alokacja przepustowości na połączeniu międzysystemowym w Cieszynie przy użyciu platformy Gaz-System Aukcje.

Kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (*Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules – IO NC*)

Prace nad projektem rozporządzenia Komisji Europejskiej ustanawiającym kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych były realizowane w 2014 r. w ramach procedury komitologii. Przedstawiciele URE brali aktywny udział w procesie przygotowywania niniejszego projektu.

W projektowanym kodeksie sieciowym wskazany został minimalny zakres postanowień, które sąsiadujący OSP będą zobowiązani zawrzeć w umowach dotyczących punktów połączeń międzysystemowych. Ponadto, przyjęto jednolity katalog jednostek pomiarowych odnoszących się do ciśnienia, temperatury, objętości, wartości kalorycznej, jednostki energii oraz liczby Wobbego.

Uregulowaniu podlegać będzie również monitoring jakości gazu, w ramach którego wyróżniono monitoring krótko- oraz długookresowy. W projekcie kodeksu sieciowego wskazano również środki zmierzające do synchronizacji standardów w zakresie jakości gazu oraz jego nawaniania tak, aby nie stanowiły one bariery w handlu transgranicznym.

Ściśle uregulowane zostaną kwestie związane z wymianą danych między OSP, jak również między OSP a użytkownikami aktywnymi w punktach połączeń transgranicznych. Zgodnie z kodeksem sieciowym, ujednoczeniu podlegać będzie format danych oraz sposób ich wymiany. Zostaną również nałożone obowiązki dotyczące metod zabezpieczenia danych.

Projekt rozporządzenia został przekazany do Parlamentu Europejskiego i Rady. Spodziewany termin, od którego stosowane będą przepisy rozporządzenia to 1 maja 2016 r.

2.4. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

2.4.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych

W 2014 r. Prezes URE realizował zadania nałożone na krajowy organ regulacyjny rozporządzeniem 347/2013. Wskazane rozporządzenie określa tzw. korytarze priorytetowe i obszary tematyczne, definiuje procedury i kryteria pozwalające na włączenie projektów inwestycyjnych na listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (*Projects of Common Interest – PCI*)⁷³⁾ oraz wskazuje zasady towarzyszące realizacji takich projektów. Na taką listę mogą być włączane projekty przynoszące korzyści w wymiarze ponadnarodowym, które dodatkowo w przypadku gazu ziemnego przyczyniają się do integracji rynków i wzmacniania konkurencji, zwiększania bezpieczeństwa dostaw, a także rozwoju zrównoważonej gospodarki. Zgodnie z założeniami inwestycje gazowe, którym przyznano status PCI, mogą liczyć na priorytetowe traktowanie na poziomie unijnym i krajowym. Rozporządzenie przewiduje m.in. ułatwienia i zachęty inwestycyjne dla tzw. promotorów projektów, w tym przyspieszoną ścieżkę uzyskiwania pozwoleń

⁷³⁾ Rozporządzenie 347/2013 definiuje w art. 2 pkt 4 „projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania” jako projekt niezbędny do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I i znajdujący się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, o której mowa w art. 3 tego rozporządzenia. Pojęcie „projektodawcy” zaś zgodnie z art. 2 pkt 6 tego rozporządzenia oznacza w szczególności operatora systemu przesyłowego opracowującego projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania.

i decyzji środowiskowych. Dodatkowo rozporządzenie przewiduje, że – w przypadku projektów spełniających ustalone kryteria – koszty inwestycyjne niemożliwe do pokrycia przez operatorów, w określonym zakresie, mogą być pokrywane przez operatorów z państw członkowskich, którym projekt przynosi korzyści, a także z funduszy unijnych (*Connecting Europe Facility* – CEF).

Na mocy rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) nr 1391/2013 z 14 października 2013 r. zmieniającego rozporządzenie 347/2013, określono pierwszą listę projektów PCI. Spośród zawartych na tej liście projektów operatora polskiego systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.), szczególną uwagę należy zwrócić na trzy projekty o najwyższym stopniu zaawansowania. Są to projekty umożliwiające połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemami gazowymi krajów sąsiadujących, tj. Czech, Słowacji i Litwy.

Korzystając z narzędzi przewidzianych rozporządzeniem 347/2013, warunkujących objęcie projektów PCI finansowym wsparciem z mechanizmu CEF, OGP Gaz-System S.A., w IV kwartale 2013 r. złożył w URE trzy wnioski inwestycyjne dotyczące planowanych gazowych połączeń międzysystemowych⁷⁴⁾, tj.:

1) Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza, tj. gazowego połączenia międzysystemowego Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, którego budowa umożliwi przepływ gazu między Polską, Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami, łącząc tym samym terminale LNG w Polsce i Chorwacji. Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy określony został w pkt 6.1. rozporządzenia jako tzw. klaster pt. „Rozbudowa czesko-polskiego połączenia międzysystemowego i powiązane z nią wzmocnienie w zachodniej Polsce”. Realizacja tego projektu polega na budowie dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami, które umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 5 mld m³ rocznie w kierunku Polska → Czechy i 6,5 mld m³ rocznie w kierunku Czechy → Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Punkt graniczny będzie zlokalizowany w rejonie miejscowości Hat i Owsiszczce w województwie śląskim. Projekt w przypadku części polskiej – poza 60-kilometrowym gazociągiem łączącym obydwa systemy przesyłowe, obejmuje budowę nowych sieci o długości 237 km oraz budowę tłoczni i stacji pomiarowej. Planowany termin rozpoczęcia eksploatacji poszczególnych zadań projektu to 2019 r.

2) Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja

Projekt ten, podobnie jak opisany powyżej, wpisuje się w budowę priorytetowego korytarza gazowego Północ-Południe, jednocześnie określony został w pkt 6.2. rozporządzenia jako klaster – „Połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja i powiązane z nim wzmocnienie we wschodniej Polsce”. Realizacja tego projektu polega na budowie dwukierunkowego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Słowacją, które umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 4,7 mld m³ rocznie w kierunku Polska → Słowacja i 5,7 mld m³ rocznie w kierunku Słowacja → Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Połączenie gazowe będzie miało długość 164 km i zakłada rozbudowę systemu gazowego po stronie polskiej i słowackiej. W przypadku części polskiej – poza samym 58-kilometrowym gazociągiem łączącym oba systemy przesyłowe, obejmuje budowę nowych sieci gazowych o długości 47 km, rozbudowę obecnie eksploatowanych gazociągów o długości 258 km oraz budowę tłoczni gazu. Planowany termin rozpoczęcia eksploatacji projektu to 2020 r.

3) Projekt połączenia gazowego Polska-Litwa

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza o nazwie Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu. Jednocześnie, określony został w pkt 8.5. rozporządzenia jako tzw. klaster – „Rozbudowa infrastruktury we wschodniej części Morza Bałtyckiego, obejmujący połączenie Polska-Litwa”, znane jako GIPL (*Gas Interconnection Poland-Lithuania*). Realizacja ww. projektu, poprzez budowę dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Litwą, ma na celu zapewnienie integracji odizolowanych obecnie rynków krajów bałtyckich. Planowany gazociąg ma osiągnąć długość 534 km (357 km po stronie polskiej i 177 km po stronie litewskiej). Punkt początkowy zaplanowano w miejscowości Rembelszczyzna (PL), a końcowy w Jauniunai

⁷⁴⁾ Zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, niezwłocznie po osiągnięciu odpowiedniego stopnia zaawansowania projektu, projektodawca przedkłada wniosek w sprawie inwestycji po konsultacji z operatorami systemów przesyłowych z państw członkowskich, którym projekt przynosi znaczące pozytywne skutki netto. W przypadku projektów uwzględnionych w pierwszej liście unijnej projektodawcy składali wniosek w sprawie inwestycji do 31 października 2013 r.

(LT). Początkowa przepustowość ma wynieść 2,4 mld m³ rocznie w kierunku z Polski na Litwę. Przewidywany współczynnik obciążenia wynosi 20% obciążenia maksymalnego, co oznacza przepływ gazu na poziomie ok. 473 mln m³ rocznie. Przepustowość w przeciwnym kierunku jest wyznaczona na 1,0 mld m³ rocznie (w kierunku z Litwy do Polski).

Wnioski te były przedmiotem prac w 2014 r. Rozporządzenie 347/2013 przewiduje, że w terminie sześciu miesięcy od daty otrzymania przez zainteresowane krajowe organy regulacyjne kompletnego wniosku zostaną podjęte skoordynowane decyzje w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególni operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, wraz z uwzględnieniem tych kosztów w opłatach taryfowych. Krajowe organy regulacyjne mogą zdecydować o alokacji jedynie części kosztów lub o alokacji kosztów w ramach pakietu większej liczby projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. Oznacza to, że w określonych przypadkach⁷⁵⁾ wskazane rozporządzenie dopuszcza możliwość pokrywania kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją projektu w jednym państwie członkowskim, z opłat taryfowych za dostęp do sieci w państwach członkowskich, w których projekt generuje skutki pozytywne netto. Warunki pokrywania tych kosztów przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych powinny być ustalane w skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych, wydawanych przez organy regulacji energetyki (NRA) zainteresowanych państw członkowskich.

Rozporządzenie 347/2013 wskazuje, że zainteresowane krajowe organy regulacyjne w skoordynowanych decyzjach ustalą alokację kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu. Uwzględniane są w nich koszty i korzyści związane z projektami w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także ewentualne potrzeby w zakresie wsparcia finansowego.

Fakt, że decyzje wydane przez regulatorów zainteresowanych krajów musiały być skoordynowane implikował konieczność dokonania wcześniejszych ustaleń w wielu płaszczyznach i z uwzględnieniem szeregu wariantów. Mając na uwadze zapisy rozporządzenia oraz Wytyczne ACER dla Projektów wspólnego zainteresowania (*Internal guidance on the treatment of cross-border cost allocation requests for electricity and gas projects of common interest*), konieczna była koordynacja decyzji związanych z tym samym wnioskiem transgranicznym, gdyż – w związku z wzajemnymi rozliczeniami – wdrożenie postanowień jednej z nich możliwe jest wyłącznie przy wejściu w życie pozostałych. Niezbędne było zatem określenie sposobu procedowania, w tym spełnienia wymagań proceduralnych stawianych przez ustawodawstwo krajowe poszczególnych krajów, a także uzgodnienie zakresu wezwań do operatorów systemów przesyłowych do korekty wniosku w celu zapewnienia jego zgodności z rozporządzeniem 347/2013 i przepisami odrębnymi, jak również do przedstawienia dodatkowych informacji niezbędnych dla oceny wniosku. W celu koordynacji działań należało również uzgodnić sposób wymiany informacji.

Powyższe pozwoliło na rozpoczęcie procedury oceny wniosków i dokonywanie wielostronnych uzgodnień zmierzających do wydania skoordynowanych decyzji. Należy zwrócić w tym miejscu uwagę, że rozporządzenie 347/2013 nie daje krajowym regulatorom prawa do wydawania wiążących decyzji wobec operatorów z innych państw członkowskich, ani nie nakazuje regulatorom podejmowania decyzji o jednakowej treści co do alokacji kosztów. Przyjęto zatem, że regulator, uwzględniając postanowienia zawarte w porozumieniu regulatorów w kwestii danego wniosku inwestycyjnego, podejmuje decyzję w sprawie alokacji kosztów odnośnie operatora funkcjonującego na obszarze danego kraju. Inne podejście bowiem skutkowałoby pojawieniem się sporów kompetencyjnych oraz negocjowałoby sens zawierania między zainteresowanymi krajowymi organami regulacyjnymi porozumienia w sprawie danego wniosku inwestycyjnego, złożonego przez operatorów z różnych krajów.

Ponadto, w celu określenia właściwego poziomu finansowania inwestycji infrastrukturalnych określonych we wnioskach, konieczne było ustalenie dochodu, jaki dana inwestycja generuje i jaką tworzy tzw. lukę finansową. Przeprowadzone analizy finansowe pozwoliły na ustalenie wartości wskaźników efektywności finansowej inwestycji oraz ustalenie właściwego poziomu dofinansowania z funduszy UE. Jest to niezwykle istotne, gdyż projekty zakładają pozyskanie części kwoty niezbędnej na realizację przez OGP Gaz-System S.A. przedmiotowych projektów ze środków UE z funduszu Connecting Europe Facility (CEF). Natomiast wydanie decyzji w sprawie wniosku inwestycyjnego

⁷⁵⁾ Dotyczy efektywnie poniesionych kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją określonych rodzajów infrastruktury energetycznej (m.in. gazowej) o określonym statusie (tj. projektów wspólnego zainteresowania).

warunkuje ubieganie się przez operatora o wsparcie finansowe z tego źródła, co zgodnie z założeniami ma ograniczyć skutki taryfowe planowanego połączenia, które musieliby ponieść użytkownicy sieci.

Mając na uwadze kwestię ewentualnego wzrostu stawek taryfowych zauważyć należy, że taka możliwość została już zasadniczo wyczerpana. Polska ma obecnie jedne z najwyższych stawek za usługę przesyłania paliw gazowych w Europie, w związku z czym Prezes URE stara się ograniczać skutki taryfowe, biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia długookresowej maksymalizacji efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczenia. Powyższe miało również wpływ na proces uzgodnienia aktualnie obowiązującego Planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. na lata 2014–2023.

W odniesieniu do projektu **Polska-Czechy** należy wskazać, że obejmujący go wniosek inwestycyjny został pozytywnie rozpatrzony przez organy regulacyjne Polski i Czech. 18 czerwca 2014 r. zostało zawarte porozumienie mające formę *Memorandum of Understanding*, pomiędzy regulatorami Polski i Czech podsumowujące zakres uzgodnień przewidzianych do przeniesienia w decyzjach krajowych, ustalających sposób alokowania kosztów projektu między poszczególnymi operatorami oraz ich uwzględniania w taryfach przesyłowych. W porozumieniu tym ww. krajowe organy regulacyjne potwierdziły swoje intencje odnośnie wydania skoordynowanych decyzji związanych z przedmiotowym Projektem.

W rezultacie Prezes URE 24 czerwca 2014 r. wydał decyzję w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącą realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Czechy. Tym samym Prezes URE zaakceptował sposób rozliczania i uwzględniania w taryfach przesyłowych OGP Gaz-System S.A. wzajemnych gwarancji, których celem jest ograniczenie ryzyka inwestycyjnego dotyczącego budowy połączenia po obydwu stronach granicy. Symetryczna decyzja, uzgodniona z Prezesem URE i skierowana do czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. – została również wydana przez Regulatora Republiki Czeskiej.

Operatorzy wnioskowali o zatwierdzenie sposobu wzajemnych rozliczeń związanych z realizacją planowanych inwestycji. Mechanizm zakłada wzajemne kompensowanie przychodów w sytuacji niepozyskania w danym okresie przychodów z opłat taryfowych. Wniosek zakłada również pozyskanie brakującej części kwoty niezbędnej na realizację przez OGP Gaz-System S.A. na terenie Polski wskazanego projektu przychodami pozyskanymi ze środków UE z funduszu CEF.

Wydając decyzję Prezes URE uznał wspólny wniosek inwestycyjny polskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (OGP Gaz-System S.A.) oraz czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (Net4Gas s.r.o.) o skoordynowane podjęcie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu połączenia gazowego Polska-Republika Czeska, a także o jej uwzględnienie w taryfach dla usług przesyłania paliw gazowych za uzasadnione.

Zgodnie z wymogami rozporządzenia 347/2013 decyzja została notyfikowana ACER oraz opublikowana w Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe Nr 57 (726) z 24 czerwca 2014 r.

W celu wsparcia procesu oceny i realizacji projektu **Polska-Słowacja**, powołano – na mocy *Umowy między Rządem RP a Rządem Republiki Słowackiej o współpracy na rzecz realizacji projektu gazociągu łączącego polski i słowacki system przesyłowy* z 22 listopada 2013 r. – Grupę Roboczą, w skład której weszli przedstawiciele polskiego regulatora. W związku powyższym w 2014 r. Prezes URE składał cykliczne sprawozdania z podjętych działań związanych z projektem.

Analogicznie jak to miało miejsce w przypadku połączenia Polska-Czechy, po uzyskaniu kompletnego wniosku wraz z pełnymi wyjaśnieniami, zawarto porozumienie pomiędzy organami regulacyjnymi w kwestii podsumowania uzgodnień. 20 listopada 2014 r. zostało zawarte porozumienie, w którym ww. krajowe organy regulacyjne potwierdziły swoje intencje odnośnie wydania skoordynowanych decyzji związanych z przedmiotowym Projektem. Uzgodniono, że każdy z operatorów odpowiada za realizację zadań po swojej stronie granicy i nie ma wzajemnych roszczeń w związku z różnym poziomem nakładów i spodziewanych korzyści po obu stronach granicy, a luka finansowa zostanie zaadresowana poprzez wsparcie ze środków z funduszu CEF.

W rezultacie Prezes URE 28 listopada 2014 r. wydał decyzję w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącą realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja.

Ponadto w 2014 r. Prezes URE wypełniał także inne obowiązki związane z przedmiotową decyzją, przewidziane w rozporządzeniu 347/2013, tj. notyfikował decyzję ACER oraz opublikował ją w Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe Nr 109 (778) z 28 listopada 2014 r.

W odniesieniu do projektu **Polska-Litwa** należy wskazać, że w ramach postępowania administracyjnego podjęto intensywne prace w zakresie oceny wniosku oraz przeprowadzono szereg wielostronnych uzgodnień z regulatorami państw bałtyckich, których dotyczy projekt, zmierzających do wydania skoordynowanej decyzji. W tym kontekście podkreślenia wymaga fakt, że podstawowym celem realizacji projektu gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa GIPL jest integracja odizolowanych rynków gazowych krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii), które nie posiadają infrastruktury przyłączonej do systemu gazowego UE. Kraje te w zakresie dróg dostaw są w znacznym stopniu uzależnione od jednego dostawcy gazu ziemnego, a wzajemne połączenie z rynkiem gazu UE mogłyby poprawić bezpieczeństwo dostaw gazu wspomnianych krajów bałtyckich. Jak wynikało z przeprowadzonych analiz, korzyści z projektu kumulują się wyraźnie po stronie Litwy, Łotwy i Estonii, natomiast koszty jego realizacji po stronie Polski. Znacząca asymetria w tych kwestiach uniemożliwiała wypracowanie kompromisowego rozwiązania.

W związku z tym, że organom regulacyjnym nie udało się w przewidzianym rozporządzeniem czasie uzgodnić wspólnego stanowiska, zgodnie z art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013 przekazano sprawę do rozpatrzenia przez ACER – „jeżeli zainteresowane krajowe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia w kwestii wniosku inwestycyjnego w terminie sześciu miesięcy od dnia, w którym wniosek otrzymał ostatni z zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych, niezwłocznie informują o tym Agencję. W takim przypadku lub na wspólny wniosek zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych decyzję w sprawie wniosku inwestycyjnego, obejmującą transgraniczną alokację kosztów, a także w sprawie sposobu odzwierciedlenia kosztu inwestycji w wysokości opłat taryfowych podejmuje Agencja (ACER) w terminie trzech miesięcy od daty przekazania sprawy Agencji”.

11 sierpnia 2014 r. ACER wydała decyzję Nr 01/2014 w sprawie wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów projektu wspólnego zainteresowania, tj. połączenia gazowego Polska-Litwa. Zgodnie z ww. decyzją, ACER dokonała rekalkulacji analizy kosztów i korzyści przedłożonej przez promotorów projektu oraz oceniła przedłożony projekt pod względem m.in. dopuszczalności projektu, w tym przeprowadzonych konsultacji z operatorami krajów sąsiednich, których projekt dotyczy, stopnia zaawansowania oraz dojrzałości. W decyzji ACER zidentyfikowano Polskę jako kraj ponoszący koszty tzw. ujemny zysk netto, natomiast beneficjentami netto są: Litwa, Łotwa i Estonia. W związku z powyższym w decyzji wskazano kwoty, które powinny być wypłacane przez OSP państw członkowskich, na które projekt ma znaczący pozytywny wpływ netto, czyli Litwy, Łotwy i Estonii, do OSP państwa członkowskiego z negatywnym wpływem netto z realizacji projektu, tj. Polski.

Przed wydaniem decyzji ACER Prezes URE brał udział w konsultacjach wniosku po jego przekazaniu do Agencji, wskazując na szereg okoliczności uzasadniających konieczność zapewnienia względnej neutralności projektu z punktu widzenia stawek taryfowych OGP Gaz-System S.A. Eksponowano konieczność większego powiązania korzyści, jakie przynosi projekt państwom bałtyckim ze sposobem jego finansowania.

Po wydaniu decyzji przez ACER Prezes URE realizował w 2014 r. zadania ukierunkowane na wspieranie procesu wdrażania tej decyzji, przy zapewnieniu neutralności z punktu widzenia stawek przesyłowych, w szczególności rozpoczęto proces uzgadniania sposobu wdrażania decyzji ACER z regulatorami krajów bałtyckich. Ustalono, że zostanie on określony we wspólnym dokumencie regulatorów, doprecyzowującym wymagane działania promotorów projektu, minimalizujące ryzyka towarzyszące inwestycji. Celem wskazanego dokumentu ma być również potwierdzenie sposobu podejścia regulatorów do kosztów powstających w związku z realizacją projektu i możliwości ich uznania za uzasadnione. Co istotne, dokument ma pełnić wyłącznie funkcję informacyjną, jako że wszelkie obowiązki, w tym sposób realizacji płatności, nałożone są decyzją ACER. Prace nad dokumentem interpretacyjnym kontynuowano w 2015 r.

2.4.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa 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.

Zgodnie ze wskazanym przepisem plany te winny uwzględniać:

- a) miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego – w przypadku dystrybucji paliw gazowych,
- b) ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku przesyłania paliw gazowych,
- c) politykę energetyczną państwa,
- d) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 – w przypadku przesyłania paliw gazowych.

Omawiane plany – zgodnie z art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne – obejmują również w szczególności:

- a) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych,
- b) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych,
- c) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw,
- d) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu,
- e) przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- f) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów,
- g) planowany harmonogram realizacji inwestycji.

Ponadto, plany te, zgodnie z art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania.

Operator systemu przesyłowego gazowego, zgodnie z art. 16 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne, określając w planie rozwoju poziom połączeń międzysystemowych gazowych, winien wziąć w szczególności pod uwagę:

- a) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku VII do rozporządzenia 347/2013,
- b) istniejące połączenia międzysystemowe gazowe oraz ich wykorzystanie w sposób najbardziej efektywny,
- c) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych gazowych, a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych.

W planie rozwoju, zgodnie z art. 16 ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, uwzględnia się także zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

Natomiast uzgadnianie projektów planów rozwoju jest realizowane na mocy postanowień art. 16 ust. 13 wskazanej ustawy i ma na celu zapewnienie zgodności projektów planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do niej. 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.

Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

W 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany przez OGP Gaz-System S.A. na lata 2014–2023, przy czym poziom nakładów został uzgodniony tylko na lata 2014–2018. Prace nad uzgodnieniem tego planu rozpoczęły się jeszcze w 2013 r. i szczegółowa informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2013 r.

Zgodnie z założeniami *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* w planie rozwoju OGP Gaz-System S.A. podstawową kwestią jest zapewnienie odpowiednich warunków do dywersyfikacji dostaw i poprawy ich bezpieczeństwa, natomiast sprawa zabezpieczenia popytu jest raczej efektem realizacji działań w obszarze różnicowania kierunków i źródeł dostaw, nie ma więc bezpośrednio pierwszoplanowego znaczenia dla podejmowania decyzji inwestycyjnych. Analizowane warianty zapotrzebowania na usługę przesyłową wynikające z popytu krajowego zakładają wzrosty determinowane przede wszystkim rozwojem energetyki opartej na gazie ziemnym.

W ramach poprawy warunków do dywersyfikacji dostaw gazu w 2014 r. wybudowano rewers fizyczny w Mallnow, który zapewnia faktyczny dostęp do źródeł gazu pochodzącego z różnych kierunków. Kolejnymi inwestycjami poprawiającymi strukturę dostaw są planowane połączenia Polska-Czechy, Polska-Słowacja oraz rozbudowa Połączenia Polska-Niemcy w Lasowie.

Istotnym celem omawianego planu jest również planowanie systemu gazowego w sposób pozwalający na zabezpieczenie prawidłowych dostaw w warunkach szczytowego zapotrzebowania na paliwo gazowe. W ramach powyższego zidentyfikowano obszary o ograniczonych zdolnościach przesyłowych i zagrożone ograniczeniami zdolności przesyłowych, na których OGP Gaz-System S.A. kontynuował w 2014 r. działania ukierunkowane na poprawę sytuacji w tych miejscach. Do obszarów tych zaliczają się: obszar Pierścienia Warszawskiego, obszar gazociągu Mory-Meszcze, obszar Białegostoku, obszar aglomeracji łódzkiej, obszar gazociągu Gustorzyn-Gdynia i obszar Śląska.

Stopień wykorzystania przepustowości Pierścienia Warszawskiego przekracza 99%, co oznacza, że brak jest technicznych możliwości przyłączenia nowych odbiorców do systemu przesyłowego. W 2012 r. zaistniał poważny problem dostaw gazu do nowych odbiorców zlokalizowanych w okolicach Radomia. W ramach rozwiązania interwencyjnego, OGP przystąpił do budowy instalacji sprężającej gaz w gazociągu dystrybucyjnym Sękocin-Lubienia. Natomiast jako rozwiązanie długoterminowe uzgodniono zmianę kierunku zasilania tego obszaru poprzez budowę przez OGP gazociągu przesyłowego do Kozienic (z kierunku wschodniego) oraz budowę przez PSG Sp. z o.o. gazociągu wysokiego ciśnienia Kozienice-Radom. Niezależnie od powyższego, OGP opracował studium wykonalności gazociągów Pierścienia Warszawskiego. Poza sprawdzeniem możliwości realizacji inwestycji w terenie, wykonywane zostały działania analityczne, których celem była optymalizacja parametrów technicznych nowego układu, przy uwzględnieniu prognoz zużycia gazu w całym obszarze oraz w sytuacjach nieciągłości dostaw. Przewiduje się przebudowę pierścienia w trzech odcinkach: Rembelszczyzna-Mory, Mory-Wola Karczewska, Rembelszczyzna-Wola Karczewska, przy czym pierwszy odcinek powinien zostać ukończony w perspektywie 2018 r. (przy założeniu jego realizacji w oparciu o ustawę z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu⁷⁶⁾).

Na gazociągu Mory-Meszcze praktycznie nie istnieją obecnie rezerwy przepustowości. Moce zarezerwowane w ramach zawartych umów przesyłowych i umów o przyłączenie nie pozwalają na rozwój rynku gazu prowadzony w oparciu o ten kierunek zasilania. Częściowo sytuacja ulegnie poprawie, kiedy zostanie zakończony I etap rozbudowy tłoczni gazu w Rembelszczyźnie (po 2015 r.) oraz po zakończeniu budowy gazociągu DN 400 na odcinku Wolbórz-Piotrków Trybunalski. Możliwa będzie wtedy zmiana statusu oferowanych dziś nowych usług na tym gazociągu z „przerywanych” na „ciągłe”. W dalszej perspektywie po wybudowaniu nowego Pierścienia Warszawskiego oraz po dokonaniu zmiany kierunków zasilania obszarów takich jak Łódź, Częstochowa i Swarzyce (obecnie zasilanych z gazociągu Mory-Meszcze) na zasilanie z kierunków docelowo dla tych obszarów przewidzianych, gazociąg ten będzie służył do zasilania odbiorców zlokalizowanych w obszarze jego bezpośredniego oddziaływania.

Obszar Białegostoku zasilany jest obecnie z dwóch kierunków: z kierunku wschodniego przez punkt wejścia do systemu przesyłowego w Tietierowce oraz z kierunku węzła i tłoczni Rembelszczyzna. Zwiększenie przepustowości i przesyłania gazu do Białegostoku z kierunku Tietierowki w ilościach

⁷⁶⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1501.

zaoferowanych przez operatora białoruskiego, wymaga zrealizowania tłoczni gazu w m. Bobrowniki. Aktualnie OGP jest w trakcie opracowywania dokumentacji projektowej i uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę. Po uzyskaniu kontraktowego potwierdzenia przez użytkowników systemu zainteresowania zwiększeniem przesyłania gazu przez punkt wejścia w Tietierowce (w ramach procedury alokacji przepustowości) podjęta zostanie decyzja o realizacji zadania. Ponadto, na omawianym obszarze PSG Sp. z o.o. rozpoczął działania zmierzające do realizacji bezpośredniego przyłączenia swojej sieci do systemu gazociągów tranzytowych w Zambrowie. Rozwiązanie takie może zabezpieczyć potrzeby rozwijającego się rynku gazu na obszarze północno-wschodniej Polski.

Aktualnie obszar aglomeracji łódzkiej zasilany jest z trzech kierunków: Gustorzyn, Meszczce i Uniejów. Z uwagi na ograniczenia przepustowości na gazociągu Mory-Meszczce i w samym Pierścieniu Warszawskim, a także ograniczenia po stronie systemu dystrybucyjnego, OGP wspólnie z PSG Sp. z o.o. przeprowadziły prace analityczne, których celem było zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań zmierzających do zaspokojenia potrzeb rynku na obszarze aglomeracji łódzkiej. W wyniku wykonanych analiz określono zakres działań inwestycyjnych zarówno po stronie OGP, jak i PSG Sp. z o.o. Planowana przez OGP budowa gazociągu Leśniewice-Łódź umożliwi przesyłanie gazu do obszaru aglomeracji łódzkiej w okresie długoterminowym. Aby jednak osiągnąć pełne bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców w tym obszarze, niezbędne jest także wykonanie szeregu działań inwestycyjnych w sieci dystrybucyjnej zasilającej odbiorców gazu w tym rejonie.

Obecne parametry techniczne sieci, którą przesyłany jest gaz w kierunku północnym zapewniają możliwości zaspokojenia potrzeb rynku na obszarze gazociągu Gustorzyn-Gdynia. Niemniej zawarte umowy o przyłączenie (głównie z odbiorcami gazu z sektora elektroenergetycznego) powodują, że stopień wykorzystania przepustowości układu w perspektywie kilku najbliższych lat może się znacząco zwiększyć. Mając na uwadze zagrożenie wystąpienia w przyszłości sytuacji, w której ze względu na brak wolnej przepustowości nie będzie możliwe przyłączenie nowych odbiorców, OGP prowadzi prace analityczne, których celem jest zabezpieczenie rozwoju rynku gazu w obszarze oddziaływania tego gazociągu.

W przypadku obszaru Śląska, gazociągi w południowej Polsce ze względu na parametry techniczne i sposób ich obciążenia, tj. przesyłanie dużych strumieni gazu z kierunku Ukrainy, powodują ograniczenia w odbiorze gazu z kierunku południowego. Jednocześnie stanowi to barierę dla odbiorców południowej i południowo-wschodniej Polski w dostępie do fizycznych dostaw gazu z kierunku UE. Dywersyfikacja kierunków dostaw poprzez budowę połączeń z Czechami i Słowacją nie będzie skuteczna bez rozbudowy układu na obszarze od Śląska do Małopolski. Planowane na tym obszarze inwestycje powiązane są z budową połączeń Polska-Czechy i Polska-Słowacja.

W okresie 2014–2023 OGP planuje wybudowanie ponad 3 tys. km gazociągów oraz szeregu innych obiektów systemowych związanych z infrastrukturą gazociągową, z tego najwięcej zostanie wybudowanych gazociągów o średnicy DN 700, które zlokalizowane będą głównie we wschodniej części Polski. W grupie tej największą inwestycją będzie gazociąg łączący polski i litewski system przesyłowy. Należy zwrócić uwagę, że w odniesieniu do części wschodniej systemu przesyłowego nie są jeszcze w pełni ustabilizowane uwarunkowania rozwoju systemu przesyłowego, co wynika z braku informacji na temat wzrostu zapotrzebowania na gaz, zwłaszcza odbiorców sektora energetyki (w tym np. Energetyka Puławy), a także przyszłego funkcjonowania źródeł zasilania z kierunku Białorusi i Ukrainy. Należy zatem liczyć się z możliwością znacznych modyfikacji w programie modernizacji systemu w tej części Polski dotyczących zakresu rozbudowy, jak i parametrów technicznych gazociągów.

We wskazanym okresie OGP zakłada znaczący przyrost gazociągów o średnicy DN 1000, które stanowiąc będą elementy przyszłego Korytarza Północ-Południe. Gazociągi te zlokalizowane będą głównie w zachodniej i południowej części Polski. Dzięki takim parametrom możliwe będzie realizowanie dostaw z terminalu LNG i innych źródeł na północy kraju do odbiorców położonych na południu i wschodzie Polski, a także do krajów sąsiednich.

W omawianym okresie OGP planuje też m.in. realizację siedmiu projektów budowy i rozbudowy tłoczni systemowych, w wyniku której przewiduje się przyrost mocy zainstalowanej w tłoczniach o ok. 95 MW. Tłocznie te budowane będą w węzłowych punktach systemu i będą umożliwiać dużą elastyczność prowadzenia ruchu i sprężania gazu na różne kierunki. Najważniejsze obiekty to tłocznie Rembelszczyzna, Strachocina, Kędzierzyn i Odolanów. W zależności od scenariuszy ruchu w systemie możliwe będzie wprowadzenie modyfikacji zakładanych parametrów tych obiektów, albo też wybudowanie dodatkowych obiektów, np. w Gustorzynie lub na gazociągu Pogórska Wola-Tworzeń-Tworóg.

Najważniejsze inwestycje przedstawiono poniżej na rys. 34 i w tab. 43.

Rysunek 34. Inwestycje kontynuowane i planowane w perspektywie 2018 i 2023



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Tabela 43. Porównanie średnic gazociągów w scenariuszach UW, OR i RW

Inwestycja		Średnica [mm]			Długość [km]
		OR	UW	RW	
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2014 r.					875
1	Świnoujście – Szczecin	800	800	800	80
2	Szczecin – Gdańsk	700	700	700	265
3	Szczecin – Lwówek	700	700	700	186
4	Gustorzyn – Odolanów	700	700	700	168
5	Rembelszczyzna – Gustorzyn	700	700	700	176
6	Węzeł Hermanowice				
7	Węzeł Gustorzyn				
8	Węzeł Rembelszczyzna				
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2018 r.					795
9	Polkowice – Żary	300	300	300	66
10	Lasów – Jeleniów	700	700	700	19
11	Gałów – Kielczów	500	500	500	54
12	Czeszów – Wierzchowice	1 000	1 000	1 000	13
13	Czeszów – Kielczów	1 000	1 000	1 000	32
14	Zdzieszowice – Wrocław	1 000	1 000	1 000	130
15	Zdzieszowice – Kędzierzyn	1 000	1 000	1 000	19
16	Polska – Czechy*	1 000	1 000	1 000	60
17	Tworóg – Kędzierzyn	1 000	1 000	1 000	47
18	Tworzeń – Tworóg	1 000	700	1 000	56
19	Lwówek – Odolanów	1 000	1 000	1 000	162
20	Hermanowice – Strachocina	700	700	700	72
21	Mory – Piotrków Tryb. na odc. Wolbórz – Piotrków Tryb.	400	400	400	6
22	Rembelszczyzna – Mory	700	700	700	29
23	Wronów – Kozienice*	500	500	500	30
24	Węzeł Mory				
25	Węzeł Tworzeń				
26	Węzeł Wygoda				
27	Węzeł Jeleniów				

Inwestycja		Średnica [mm]			Długość [km]
		OR	UW	RW	875
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2014 r.					
28	Tłocznia Jeleniów II				
29	Tłocznia Rembelszczyzna				
30	Tłocznia Kędzierzyn				
31	Tłocznia Odolanów				
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2023 r.					1 226
32	Pogórska Wola – Tworzeń	1 000	700	1 000	160
33	Strachocina – Pogórska Wola*	1 000	700	700	120
34	Polska – Słowacja*	1 000	1 000	1 000	64
35	Leśniewice – Łódź	700	700	700	66
36	Mory – Wola Karczewska	700	700	700	82
37	Rembelszczyzna – Wronów*	700	700	700	135
38	Rozwadów – Końskowola – Wronów*	1 000	700	700	103
39	Jarosław – Rozwadów*	1 000	700	700	60
40	Hermanowice – Jarosław	700	700	700	39
41	Polska – Litwa	700	700	700	357
42	Goleniów – Płoty	700	700	700	40
43	Tłocznia Goleniów				
44	Tłocznia Strachocina				

* Średnica jest jeszcze przedmiotem dodatkowych analiz.

Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Program rozwoju Korytarza Północ-Południe jest głównym i najważniejszym programem inwestycyjnym, którego realizację zainicjował OGP. Na terenie Polski zdefiniowano dwa odcinki przebiegu Korytarza Północ-Południe: zachodni i wschodni. Niektóre z inwestycji wpisujące się w program inwestycyjny zlokalizowano w północno-zachodniej Polsce, są już realizowane przez OGP i planowane były do zakończenia w 2014 r. Należą do nich gazociągi: Świnoujście – Szczecin i Szczecin – Lwówek.

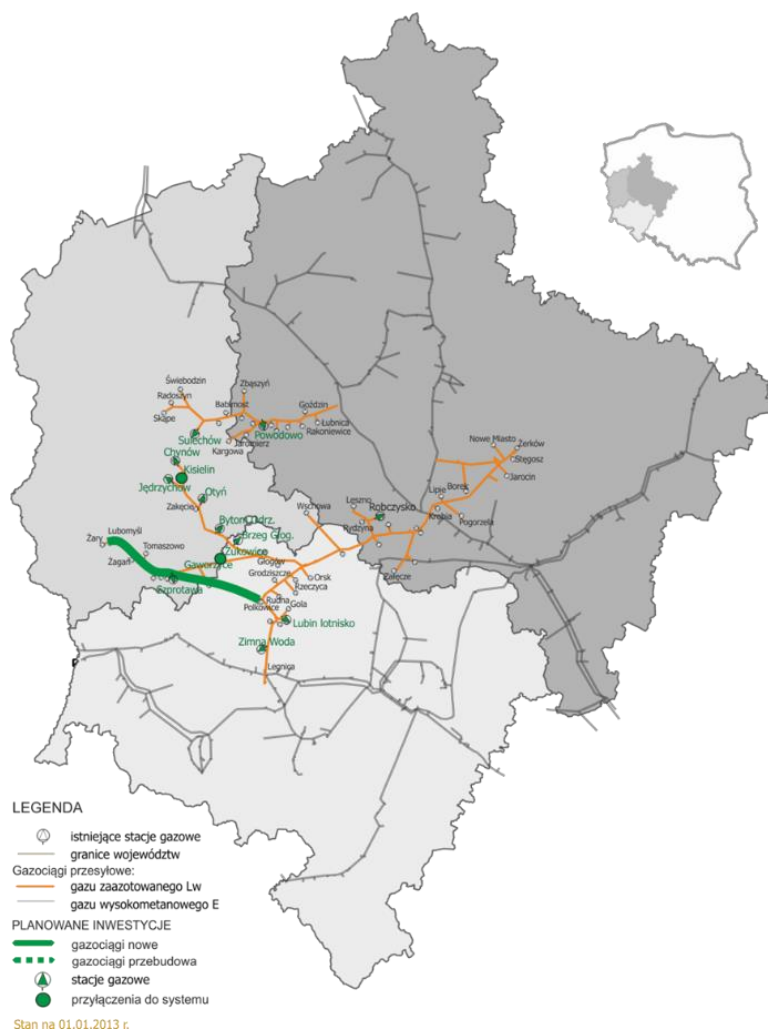
W perspektywie 2018 r. zostanie wybudowany podstawowy zachodni odcinek Korytarza Północ-Południe pozwalający przesyłać znaczne ilości gazu z Terminalu LNG w Świnoujściu na południe i wschód Polski oraz rozprowadzać po systemie przesyłowym gaz sprowadzony z kierunku Czech i Słowacji. Jednocześnie zakłada się, że oba połączenia będą zapewniały przesyłanie gazu w obu kierunkach. Celem OGP jest realizacja części liniowych wraz z innymi obiektami systemowymi w perspektywie 2018 r., o ile rynek potwierdzi zainteresowanie korzystaniem z nowych kierunków dostaw gazu.

Rysunek 35. Przebieg Korytarza Północ-Południe



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Rysunek 36. Inwestycje w systemie gazu zaazotowanego



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

SGT EuRoPol GAZ S.A.

Przedsiębiorstwo SGT EuRoPol GAZ S.A., w oparciu o koncesję⁷⁷⁾ na przesyłanie paliw gazowych prowadzi działalność w zakresie świadczenia usług przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego E systemem gazociągów tranzytowych „Jamał – Europa” (którego trasa wiedzie od złóż gazowych zlokalizowanych na Półwyspie Jamał w płn.-zach. Syberii poprzez terytorium Białorusi i Polski do Niemiec) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Jednocześnie decyzją⁷⁸⁾ Prezesa URE na operatora wskazanego gazociągu został wyznaczony OGP Gaz-System S.A. na okres do 31 grudnia 2025 r.

W 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na lata 2015–2022, tj. do czasu wygaśnięcia, zawartych przez wskazane przedsiębiorstwo, umów o świadczenie usług przesyłowych. SGT EuRoPol GAZ S.A. przeprowadził konsultacje tego planu z OGP w okresie kwiecień – wrzesień 2014 r. Plan rozwoju SGT na lata 2015–2022 ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych.

⁷⁷⁾ Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863/W/2/2008/BP.

⁷⁸⁾ Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Operator z GK PGNiG S.A. (PSG Sp. z o.o.)

W I kwartale 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez PSG Sp. z o.o. na lata 2014–2018. Prace nad uzgodnieniem tego planu rozpoczęły się jeszcze w 2013 r. i informacja na ten temat znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2013 r.

Inwestycje zawarte w planie rozwoju PSG Sp. z o.o. dotyczą przede wszystkim przyłączenia nowych odbiorców i związanej z tym rozbudowy sieci dystrybucyjnej, gazyfikacji nowych gmin i zagęszczania sieci na już zgazyfikowanych terenach. PSG Sp. z o.o. w swoim planie przewiduje gazyfikację na obszarze Oddziału w/we:

- a) Gdańsku w województwie:
 - pomorskim gmin: Dębica Kaszubska, Luzino, Damnica, Zblewo, Skórcz, Somonino, Sierakowice, Chmielno, Suchy Dąb i Cedry Wielkie;
 - kujawsko-pomorskim gmin: Golub-Dobrzyń, Bukowiec, Lniano, Drzycim, Dobrcz, Koronowo, Osiek, Nowa Wieś Wielka, Dobrcz, Rypin, Kowal i Lipno;
 - warmińsko-mazurskim gmin: Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik,
- b) Poznaniu w województwie:
 - wielkopolskim gmin: Grodziec, Rychwał, Tuliszków i Władysławów;
 - zachodniopomorskim gmin: Dobra, Chociwel, Ińsko, Dobrzany i Węgorzyno;
 - łódzkim gminy Uniejów,
- c) Tarnowie w województwie:
 - lubelskim gmin: Włodawa, Hańsk, Wola Uhruska, Bychawa i Ruda-Huta;
 - małopolskim gmin: Łukowica, Podegrodzie, Kamienica, Łącko, Ochotnica Dolna, Szczawnica i Krościenko nad Dunajcem;
 - świętokrzyskim gmin: Nowa Słupia, Iwaniska, Strawczyn, Piekoszków, Włoszczowa, Małogoszcz, Chęciny i Sitkówka-Nowiny,
- d) Warszawie w województwie:
 - mazowieckim gmin: Łyse, Przasnysz, Chorzele i Stanisławów;
 - podlaskim gminy miejskiej Bielsk Podlaski;
 - łódzkim gmin: Żychlin i Zelów,
- e) Wrocławiu w województwie:
 - dolnośląskim gmin: Oborniki śląskie, Miękinia, Długołęka, Siechnice, Żórawina, Wiązów, Świdnica i Mirsk,
- f) Zabrzu w województwie:
 - opolskim gmin: Popielów, Dąbrowa, Komprachcice, Turawa, Reńska Wieś i Bierawa;
 - śląskim gmin: Krzepice, Opatów, Kłobuck, Panki, Wręczyca Wielka, Blachownia, Herby, Sośnicowice.

W ramach tego obszaru inwestycyjnego przewidziano również zadania inwestycyjne związane z budową nowych wejść do sieci dystrybucyjnej oraz rozbudową już istniejących. PSG Sp. z o.o. planuje na obszarze oddziału w/we:

- a) Gdańsku w województwie:
 - pomorskim rozbudowę punktu wejścia Kolnik (związaną z potencjalnym przyłączeniem odbiorców) oraz budowę nowego punktu wejścia Kosakowo (związaną z drugostronnym zasilaniem Gdyni oraz potencjalnym przyłączeniem odbiorców);
 - kujawsko-pomorskim rozbudowę punktu wejścia Łysomice z 8 tys. m³/h do 100 tys. m³/h oraz budowę nowego punktu wejścia Kruszwica o mocy 60 tys. m³/h (oba związane z przyłączeniem do sieci gazowej odbiorcy i zapewnieniem wymaganego ciśnienia);
 - warmińsko-mazurskim rozbudowę punktu wejścia Uniszki Zawadzkie (związaną z potencjalnym przyłączeniem odbiorców),
- b) Poznaniu w województwie:
 - lubuskim budowę punktu wejścia Kłodawa do przepustowości 50 tys. m³/h;
 - wielkopolskim budowę punktu wejścia Malanów do przepustowości 10 tys. m³/h;
 - zachodniopomorskim budowę punktu wejścia Stare Bielice do przepustowości 60 tys. m³/h,

- c) Tarnowie w województwie:
 - lubelskim przyłączenie dwóch ośrodków przygotowania gazu w Markowiczach i Potoku Górnym (punkty wejścia);
 - podkarpackim przyłączenie dwóch kopalń – Niebieszczyany i Draganowa,
- d) Warszawie w województwie:
 - mazowieckim budowę punktu wejścia w Rojkowie (przyłączenie do OGP Gaz-System S.A.) w celu realizacji drugostronnego zasilania Mińska Mazowieckiego gazyfikacji gmin, budowę punktu wejścia w Kozienice (zwiększenie dostaw do Radomia i odblokowanie przyłączy na gazociągu Sękocin-Lubienia) i w Pierścieniu Warszawskim budowę punktu wejścia Arkuszowa oraz rozbudowę punktów wejścia Jabłonna, Sokołów, Ząbki, Sękocin, Mory, Szamocin, Karczew, Łomianki, Marki, Zakręt i Piaseczno;
 - łódzkim rozbudowa punktów wejścia Uniejów i Leonów;
 - podlaskim budowę punktu wejścia w Zambrowie (przyłączenie do SGT EuRoPol GAZ S.A.) w celu zasilenia gazociągu białostockiego, rozbudowę punktu wejścia Wólka Radzyńska i rozbudowę punktu wejścia w Grabówce (warunkowanej przez OGP Gaz-System S.A. rozbudową systemu przesyłowego poprzez budowę tłoczni gazu w Bobrownikach i przebudowę stacji gazowej Bobrowniki),
- e) Wrocławiu w województwie:
 - dolnośląskim budowę punktu wejścia Godzikowice (gm. Oława) w celu zasilenia miasta Strzelina, rozbudowę punktu wejścia w Bielanych Wrocławskich (gm. Kobierzyce) z przepustowości 12 tys. m³/h do 25 tys. m³/h, rozbudowę punktu wejścia Gaworzyce z przepustowości 1 tys. m³/h do 2,5 tys. m³/h, rozbudowę punktu wejścia Mirków z przepustowości 0,6 tys. m³/h do 6 tys. m³/h i rozbudowę punktu wejścia Zagrodno z przepustowości 3 tys. m³/h do 6 tys. m³/h;
 - lubuskim rozbudowę punktu wejścia Nowy Kisielin z przepustowości 1,6 tys. m³/h do 9 tys. m³/h związaną z zaplanowanym stworzeniem pierścieniowego zasilania miasta Zielona Góra na bazie trzech punktów wejścia – Chynów, Jędrzychów i Nowy Kisielin,
- f) Zabrzu w województwie:
 - opolskim rozbudowę punktu wejścia Grudzice.

Głównymi celami omawianych zadań inwestycyjnych jest poprawa zdolności dystrybucyjnych i wzrost dostępu do sieci gazowej, a pośrednio również utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu.

Poza inwestycjami wskazanymi powyżej istotnymi zadaniami inwestycyjnymi realizowanymi przez PSG Sp. z o.o. na obszarze Oddziału w Gdańsku są budowy gazociągów wysokiego ciśnienia Szczytno-Młynowo-Muławki k. Kętrzyna oraz Brodnica-Iława, których zadaniem jest umożliwienie przyłączy nowych odbiorców na terenie województwa warmińsko-mazurskiego oraz poprawa parametrów pracy istniejącej sieci gazowej. Planowana rozbudowa sieci gazowej wysokiego ciśnienia umożliwi dostawę gazu klientom, m.in. z branży energetycznej o wymaganych przez nich parametrach (ilościach i ciśnieniu).

Na obszarze Oddziału w Poznaniu większe zadania PSG Sp. z o.o. to rozbudowa systemów gazowych wysokiego ciśnienia na kierunkach: Kłodawa-Witnica-Kostrzyn n. Odrą (połączenie z Niemcami), Malanów-Tuliszków-Konin Rumin, Nowogard-Dobra-Łobez i Koszalin-węzeł Stare Babice, wszystkie w celu poprawy zdolności dystrybucyjnych i wzrostu bezpieczeństwa dostaw. Ponadto, na obszarze tym planowana jest rozbudowa systemów gazowych w/c i śr/c na potrzeby przyłączy hut i innych obiektów odbiorców.

Na obszarze Oddziału w Tarnowie PSG Sp. z o.o. planuje m.in. budowę gazociągu w/c relacji Kamień-Włodawa wraz z trzema stacjami gazowymi I°, przebudowę gazociągu w/c Krzeszowice-Alwernia, przebudowę gazociągu w/c Warzyce-Gorlice, przebudowę gazociągu pś/c Strachocina-Zabłotce i przebudowę gazociągu Sandomierz-Ostrowiec Św. w celu poprawy zdolności dystrybucyjnych i wzrostu bezpieczeństwa dostaw.

Na terenie Oddziału w Warszawie PSG Sp. z o.o. zidentyfikowała trzy obszary, na których wstrzymano przyłączenia, tj. obszar gazociągów Wólka Radzyńska-Białystok-Bobrowniki, Sękocin-Lubienia i Kołbiel-Mińsk Mazowiecki, oraz pięć obszarów zagrożonych wstrzymaniem przyłączania, tj. obszar Pierścienia Warszawskiego, obszar pierścienia łódzkiego, obszar gazociągu Mory-Meszcze, obszar gazociągu Meszcze-Bobry i obszar gazociągu Meszcze-Sworzyce. Większość inwestycji ukierunkowanych na poprawę sytuacji w tych obszarach wskazano w planach rozbudowy punktów

wejść do systemu dystrybucyjnego. Inwestycje w tym obszarze są ściśle powiązane z działaniami inwestycyjnymi również po stronie sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. Ponadto, PSG na Obszarze Oddziału w Warszawie, nadal sukcesywnie realizuje zadania inwestycyjne zmierzające do zastąpienia gazów propan-butan gazem wysokometanowym. Jak wskazał PSG Sp. z o.o., mieszalnie gazu propan-butan są przestarzałe technologicznie i brak jest nowych rozwiązań technicznych, które umożliwiłyby ich modernizację. Rosnąca cena gazu propan-butan, pociągająca za sobą sukcesywne odejście odbiorców przyłączonych do tej sieci, czyniła tę część działalności dystrybucyjnej nieopłacalną. W związku z tym PSG Sp. z o.o. podjęła działania mające na celu likwidację mieszalni gazu, a w konsekwencji zamianę gazów propan-butan na gaz ziemny wysokometanowy. Z uwagi na znaczne oddalenie przedmiotowych lokalizacji od systemów gazociągowych, wybrano technologię lokalnego zasilania sieci gazowych ze stacji regazyfikacji LNG.

Na obszarach Oddziałów PSG Sp. z o.o. we Wrocławiu i Zabrzu poza inwestycjami wskazanymi wyżej dominują inwestycje z obszaru modernizacji i odtworzenia majątku (NLRE).

Poza wskazanymi inwestycjami znaczący udział stanowią również zadania inwestycyjne z obszaru modernizacji i odtworzenia majątku. Do tej grupy zadań PSG Sp. z o.o. zaliczył przede wszystkim odtworzenie i przebudowę elementów infrastruktury dystrybucyjnej, których stan techniczny został określony jako zły, powodował nieszczelność albo awarie. W grupie tej znajduje się szereg inwestycji modernizacyjnych dotyczących gazociągów w/c, pś/c i ś/c, których głównym celem jest zmniejszenie strat, poprawa ich stanu technicznego, zmiana ciśnienia na wyższe a tym samym zwiększenie przepustowości i poprawienie zasilania różnych miejscowości i miast Polski. W skład tej grupy zadań wchodzi również programy wymiany gazomierzy, które stanowią finansowo istotną jej część. Ponadto, PSG Sp. z o.o. przewidział na obszarze Oddziału Wrocław kontynuowanie zadań inwestycyjnych związanych z wymianą gazociągów połączonych kielichowo, których szacuje, że pozostało ok. 100 km. Gazociągi łączone kielichowo były budowane ponad 100 lat temu na potrzeby transportu gazu o innych parametrach. Użytkowanie ich obecnie powoduje duże ubytki gazu obniżając sprawność gazociągów. Są one źródłem częstych awarii i nieszczelności, co stanowi zagrożenie bezpieczeństwa i negatywnie oddziałuje na środowisko.

Uzgodniony plan rozwoju PSG Sp. z o.o. obejmuje również grupę pozostałych inwestycji, do której zakwalifikowane zostały zadania inwestycyjne z obszaru programu wymiany floty transportowej, wykupu gazociągów aktualnie dzierżawionych, zakupu sprzętu, narzędzi i materiałów niezbędnych przy eksploatacji sieci gazowych. W grupie tej znajdują się również zadania z obszaru zakupu różnego rodzaju oprogramowania, licencji na oprogramowanie komputerowe, sprzętu komputerowego, wyposażenia i doposażenia biur, zakupu środków teleinformatycznych oraz budowy i modernizacji systemów telemetrii. Znajdują się w niej także nakłady na budynki i budowle związane głównie z modernizacją oraz przebudową budynków mającą na celu poprawę warunków socjalnych pracowników oraz poprawę jakości obsługi odbiorców.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) spoza GK PGNiG S.A.

W odniesieniu do przedsiębiorstw gazowniczych obowiązek wynikający z art. 16 ust. 14 Prawa energetycznego dotyczył szesnastu operatorów systemów dystrybucyjnych, przy czym dziewięciu OSD posiadało uzgodnione plany rozwoju do roku 2014 i 2015.

W 2014 r., w związku ze zbliżającym się końcem okresu obowiązywania ww. planów, do pięciu OSD wysłano wezwania przypominające o ciążyącym na nich obowiązku przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju. W odpowiedzi przedłożono stosowne wnioski, które w ramach postępowania administracyjnego rozpatrywano w 2014 r., natomiast ich uzgodnienie kontynuowane jest w 2015 r.

2.4.3. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa gazociągu bezpośredniego, zdefiniowanego w art. 3 pkt 11e 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, uzyskania

zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji. W ramach postępowania o udzielenie takiej zgody Prezes URE, zgodnie z art. 7a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązany jest uwzględnić 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 2014 r. Prezes URE wydał jedną decyzję wyrażającą zgodę na budowę gazociągu bezpośredniego. Wniosek o udzielenie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego dotyczył sytuacji, gdzie paliwo gazowe, które ma być wytwarzane w biogazowni, ze względu na swoje parametry fizyko-chemiczne, nie spełniałoby wymogów jakościowych do transportu istniejącą siecią dystrybucyjną gazu ziemnego.

Ponadto w 2014 r. udzielano wyjaśnień dotyczących kwestii związanych z uzyskaniem zgody Prezesa URE na budowę gazociągu bezpośredniego. Jak pokazuje doświadczenie regulacyjne, w postępowaniu przed Prezesem URE w sprawie udzielenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego badane są w szczególności następujące przesłanki i okoliczności:

- budowa gazociągu w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego – badanie dokumentacji technicznej i prawnej ze szczególnym, odpowiednim do uwarunkowań konkretnej sprawy, uwzględnieniem definicji takich pojęć jak: gazociąg bezpośredni, paliwa gazowe, instalacje, sieci, sieć przesyłowa, sieć dystrybucyjna, sieć gazociągów kopalnianych (złożowych, kolektorowych i ekspedycyjnych), system gazowy, punkt wejścia do systemu gazowego, punkt wyjścia z systemu gazowego, odbiorca,
- wykorzystanie zdolności przesyłowych (rozumianych jako zdolności transportowe paliwa gazowego) istniejącej sieci gazowej – okoliczność ta badana jest w odniesieniu do skonkretyzowanych przez inwestora/wnioskodawcę parametrów planowanego gazociągu bezpośredniego, w szczególności w zakresie ilości paliwa gazowego, które będzie transportowane gazociągiem, parametrów jakościowych tego paliwa oraz przewidywanej charakterystyki poboru tego paliwa przez odbiorcę,
- odmowa świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliwa gazowego istniejącą siecią gazową podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę – badanie rozstrzygnięć podjętych przez właściwego operatora systemu gazowego (ewentualnie właściwych operatorów) oraz ewentualnych decyzji Prezesa URE podjętych w trybie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne⁷⁹⁾ w ww. zakresie.

Ważną okolicznością jest przy tym to, że z treści obowiązujących przepisów wynika, że zgoda udzielana przez Prezesa URE dotycząca budowy gazociągu bezpośredniego ma charakter *ex ante*, tzn. może dotyczyć jedynie gazociągu projektowanego (por. art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne). Przepisy nie przewidują formalnych trybów (tzn. w formie decyzji lub postanowienia) dokonywania klasyfikacji już wybudowanych gazociągów bądź uznawania istniejącej infrastruktury gazowej za gazociąg bezpośredni.

2.4.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Zgodnie z art. 24 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi, ustalonym w sposób określony w art. 25 ust. 2 tej ustawy.

⁷⁹⁾ Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes URE, na wniosek strony.

Wyjątkiem od ww. zasady jest sytuacja, w której Minister Gospodarki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, w drodze decyzji, zwolni to przedsiębiorstwo z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, przy czym zwolnienie takie ma charakter ograniczony w czasie i przyznawane jest wyłącznie po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia warunki wskazane w art. 24 ust. 5 lub 5a i ust. 6 ustawy o zapasach, tj. w szczególności, gdy w ciągu roku kalendarzowego przywozi gaz ziemny w ilościach nie przekraczających 100 mln m³, a liczba jego odbiorców nie jest większa niż 100 tys.

W przypadku utraty zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w związku z np. przekroczeniem przez przedsiębiorstwo, zwolnione z obowiązku utrzymywania zapasów, jednego z ww. limitów uprawniających je do korzystania z tego zwolnienia albo w związku z upływem terminu tego zwolnienia, materializuje się obowiązek, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach. Oznacza to, że z dniem utraty zwolnienia przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane posiadać zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

W celu wywiązania się z tego obowiązku przedsiębiorstwo musi znać poziom zapasów obowiązkowych, które w zaistniałej sytuacji będzie obowiązane utrzymywać. Przedsiębiorstwo energetyczne jest także obowiązane podjąć z odpowiednim wyprzedzeniem działania mające na celu utworzenie zapasów, o których to działaniach stosownie do postanowień art. 24 ust. 5c pkt 2 lit. b ustawy o zapasach, powinno poinformować ministra właściwego do spraw gospodarki.

Kwestia sposobu ustalenia poziomu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego uregulowana jest w art. 25 ustawy o zapasach. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych, które w okresie od 1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku dokonywały przywozu gazu ziemnego, stosuje się ust. 2 powołanego przepisu, stanowiący, że „przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, ustala wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na podstawie wielkości jego przywozu, w okresie od dnia 1 kwietnia roku ubiegłego do dnia 31 marca danego roku na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych sporządzanych przez to przedsiębiorstwo”. Natomiast w przypadku przedsiębiorstw energetycznych rozpoczynających prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, stosuje się ust. 5 tego przepisu, zgodnie z którym „Prezes URE ustala w drodze decyzji wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od dnia rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego do dnia 30 września. Na okres od dnia 1 października następującego po dniu rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego do dnia 30 września roku kolejnego wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest określana przez Prezesa URE w odrębnej decyzji, wydanej najpóźniej na 15 dni przed dniem 1 października następującym po dniu rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego, na podstawie danych statystycznych o średniej ilości jego przywozu z dotychczasowego okresu prowadzenia działalności”. W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło 29 wniosków o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań 7 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach, natomiast 27⁸⁰⁾ zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach.

2.4.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Aktami prawnymi konstytuującymi obowiązki dotyczące sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego – dalej: „plan(y) ograniczeń” są ustawa o zapasach oraz rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁸¹⁾.

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 planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy

⁸⁰⁾ Liczba postępowań zakończonych z wniosków które wpłynęły w 2013 r. i 2014 r.

⁸¹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252, dalej: „rozporządzenie w sprawie ograniczeń”.

o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Rozporządzenie w sprawie ograniczeń w § 5 ust. 1 wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 1 tego rozporządzenia, pobierających 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 (umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) oraz ust. 3 (umowy kompleksowe) ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h.

Jednocześnie zauważyć należy, że w świetle obowiązujących przepisów każdy z obowiązanych operatorów gazowych powinien złożyć plan ograniczeń do zatwierdzenia, bez względu na to, czy w chwili jego złożenia dany operator obsługuje odbiorców, o których mowa w przytoczonym wyżej § 5 ust. 1 rozporządzenia.

Ograniczeniami w poborze gazu ziemnego objęci są 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 (umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) oraz ust. 3 (umowy kompleksowe) ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h oraz
- b) ujęci w planach wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach. Przy czym konieczne jest spełnienie obu ww. warunków.

Jednocześnie w § 4 ust. 2 rozporządzenie w sprawie ograniczeń wskazuje, że w przypadku niedoboru gazu ziemnego w systemie gazowym lub wystąpienia skrajnie niskich temperatur, ograniczeniami w poborze gazu ziemnego (wynikającymi z zatwierdzonego przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń 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.

Ustawa o zapasach w art. 58 ust. 4 wskazuje przy tym *expressis verbis*, że ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Opracowywane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających ww. kryterium ujmowania w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10. Rozporządzenie wskazuje, że plan ograniczeń składa się z dwóch części. Pierwsza część planu ograniczeń zawiera informacje dotyczące: okresu obowiązywania planu ograniczeń, trybu wprowadzania ograniczeń, sposobu publikacji przez operatora części pierwszej planu ograniczeń oraz 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, sporządzonych w formie zestawienia. Druga część tego planu zawiera informacje o maksymalnych godzinowych i dobowych ilościach poboru gazu ziemnego, w stopniach zasilania od 2 do 10, dla poszczególnych odbiorców ujętych w planie, wraz ze wskazaniem punktów wyjścia z systemu gazowego, w których ww. odbiorcy pobierają gaz ziemny.

Operatorzy 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.

Zwrócić tu należy uwagę, że zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁸²⁾ od 1 sierpnia 2014 r. rozliczenia za paliwa gazowe prowadzone są w jednostkach energii. Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości. Zważywszy na

⁸²⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

powyższe, aktualizacje planów ograniczeń, które do 15 listopada 2014 r. operatorzy obowiązani byli przedłożyć Prezesowi URE do zatwierdzenia, powinny być wyrażone w jednostkach energii. Problem stanowiło to, że przepisy rozporządzenia w sprawie ograniczeń określają kryterium ujmowania odbiorców w planie ograniczeń poprzez odniesienie do sumy mocy umownych, wyrażonej w jednostkach objętości (tj. co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia z systemu gazowego) i nie zostały zaktualizowane w związku z wdrożeniem systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii. Mając na względzie, że sytuacja taka mogłaby powodować pewne problemy w jednolitym stosowaniu relewantnych przepisów dotyczących opracowywania planów ograniczeń, Prezes URE w Informacji nr 38/2014 z 16 października 2014 r. zawarł szereg wskazówek wynikających z konieczności uwzględnienia wdrożenia systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii przy opracowywaniu tychże planów (informacja została opublikowana na www.ure.gov.pl oraz w Biuletynie URE). Odnotować zatem należy, że plany ograniczeń zatwierdzone przez Prezesa URE na sezon 2014/2015, w których ujęto odbiorców podlegających ograniczeniom, opracowane zostały przez operatorów z uwzględnieniem wdrożenia systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii (zamiast jak dotychczas wyłącznie w jednostkach objętości).

W dwóch pierwszych kwartałach 2014 r. w ramach kontynuacji zatwierdzania planów ograniczeń opracowanych na sezon 2013/2014 wydano 25 decyzji, przy czym dwie z nich dotyczyły zmiany planów już zatwierdzonych na ww. sezon.

W 2014 r. od obowiązanych operatorów wpłynęły 43 wnioski o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2014/2015. W tym zakresie Prezes URE w 2014 r. wydał 14 decyzji w sprawie zatwierdzenia planu ograniczeń, przy czym plany ograniczeń o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami z 22 grudnia 2014 r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2014 r. i opracowane na sezon 2014/2015 zatwierdzone zostały w I kwartale 2015 r.

Możliwość wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z zatwierdzonymi przez Prezesa URE planami wprowadzania ograniczeń, określić można jako ważne narzędzie stabilizujące rynek w czasie zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego.

Tryb wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów

Stosownie do art. 53 ustawy o zapasach, jeżeli w ocenie operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych działania, o których mowa w art. 50⁸³⁾ i art. 52⁸⁴⁾ ustawy o zapasach, 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 poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach. Na mocy art. 56 ust. 1 tej ustawy, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki może wprowadzić, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w poborze gazu ziemnego, 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. Jak stanowi art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach, ograniczenia polegające na ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego, mogą zostać wprowadzone w przypadku: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego

⁸³⁾ Działania podejmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego podejmują działania mające na celu przeciwdziałanie temu zagrożeniu, w szczególności działania określone w procedurach, o których mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do systemu gazowego lub nieprzewidzianego wzrostu jego zużycia przez odbiorców.

⁸⁴⁾ Uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych.

przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych, konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych.

W 2014 r. nie wystąpiły okoliczności uzasadniające wprowadzenie przez Radę Ministrów ograniczeń w poborze gazu ziemnego na podstawie ustawy o zapasach.

Istotne jest również, że w przypadku wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów, zarządzanie operacyjne w zakresie koordynacji działań i dysponowania zapasami gazu ziemnego należy do operatora systemu przesyłowego gazowego (tj. OGP Gaz-System S.A.). Jak bowiem wskazuje art. 59 ust. 1 ustawy o zapasach, w okresie obowiązywania ograniczeń, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 56 ust. 1 tejże ustawy, operator systemu przesyłowego gazowego:

- realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń, przez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń,
- koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu gazowego i realizacji ograniczeń wprowadzonych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach,
- dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu gazowego oraz uruchamia zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

2.4.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi

Ustawa nowelizująca rozszerzyła krąg uprawnień Prezesa URE w odniesieniu do regulowania zasad funkcjonowania operatora systemu przesyłowego gazowego, a także właściciela sieci przesyłowej gazowej.

Do zakresu działań Prezesa URE włączono kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi. Zgodnie z art. 9h ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 9, Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 79 ust. 1 i ust. 4-7 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej.

Kwestia kontrolowania wypełniania przez OSP i właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi, była przedmiotem analizy Prezesa URE w trakcie postępowań certyfikacyjnych, w szczególności postępowania o przyznanie OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO. W związku z faktem, że postępowanie w tej sprawie jest nadal w toku, wyniki powyższej analizy zostaną przedstawione w decyzji Prezesa URE kończącej postępowanie. Natomiast w toku postępowania w sprawie przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu OU, spółka w wyczerpujący sposób wykazała, że realizuje wszystkie zadania OSP określone w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

2.4.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Działania Prezesa URE w 2014 r. w zakresie monitorowania wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego polegały w szczególności na:

- **analizie informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom**

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom przekazują ministrowi właściwemu do spraw gospodarki (dalej: „Minister Gospodarki”) oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku.

Zauważyć należy, że ustanowiony w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach obowiązek informacyjny odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako *stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki* – art. 2 pkt 1 ustawy o zapasach) i przez to obowiązek ten ma szerszy zakres, niż tylko związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. W związku z powyższym informacja przekazywana na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach powinna obejmować informacje o działaniach podjętych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, w szczególności informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, określonych w Rozdziale 6 ustawy o zapasach pt. *Zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego oraz konieczności wypełnienia zobowiązań międzynarodowych* (obejmującym art. 49-62 tej ustawy) oraz informacje o działaniach podjętych w celu realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w szczególności informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, określonych w Rozdziale 3 ustawy o zapasach pt. *Zasady tworzenia, utrzymywania oraz finansowania zapasów gazu ziemnego* (obejmującym art. 24-28 tej ustawy).

Podkreślić przy tym należy, że konieczność realizacji obowiązku określonego w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach nie jest zależna od dokonania przez dane koncesjonowane przedsiębiorstwo fizycznego przywozu gazu ziemnego w danym okresie sprawozdawczym, a posiadanie przez nie, na mocy decyzji Ministra Gospodarki, zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie oznacza braku konieczności realizacji obowiązku informacyjnego, określonego w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach. Również informacje przekazywane Ministrowi Gospodarki w trybie art. 24 ust. 5c ustawy o zapasach nie zastępują informacji, przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 tej ustawy.

W 2014 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało do Prezesa URE 40 przedsiębiorstw (w tym jedno do tego niezobligowane). Trzy przedsiębiorstwa przekazały ww. informacje Prezesowi URE po terminie (tj. po 15 maja 2014 r.), w związku z czym wszczęte zostały trzy postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych osobom kierującym działalnością tych przedsiębiorstw, na podstawie art. 63 ust. 1 pkt 6 ustawy o zapasach (karze pieniężnej podlega ten, kto będąc osobą kierującą działalnością przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 24 tej ustawy, nie przedstawi w wyznaczonym terminie informacji, o której mowa w art. 27 tej ustawy, albo przedstawi w tej informacji dane nieprawdziwe).

- **przeprowadzeniu badania ankietowego przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**

W 2014 r. Prezes URE przeprowadził badanie ankietowe w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Przedmiotem badania objęto informacje dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 czerwca 2014 r. do 30 września 2014 r. oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Badaniem objęto 45 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2014 r. Z otrzymanych od przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzi wynika, że w ocenianym okresie zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało jedno przedsiębiorstwo (tj. PGNiG S.A.). Wyniki monitoringu w związku z przeprowadzonym postępowaniem wyjaśniającym wykazały, że zobowiązane do tego przedsiębiorstwo utrzymywało zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w odpowiedniej wielkości. Pozostałe badane podmioty nie były zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

- **analizie informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni.

W 2014 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach, z czego wynika, że parametry techniczne instalacji magazynowych, w których w 2014 r. utrzymywane były zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, zapewniały możliwości ich dostarczenia do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

Natomiast zgodnie z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego niezwłocznie informuje Ministra Gospodarki i Prezesa URE o terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Informacje te są przekazywane codziennie, do godziny 10:00, i dotyczą poprzedniej doby.

W 2014 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach.

2.4.8. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

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 zagranicy⁸⁵⁾. 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

⁸⁵⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

bezpieczeństwa energetycznego. W koncesjach udzielanych przez Prezesa URE na OGZ zamieszczony został warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji.

Prezes URE corocznie przeprowadza monitoring poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i analizuje przestrzeganie przepisów ww. rozporządzenia przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

W 2014 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2013 r. Badaniem objętych było 37 koncesjonariuszy, którzy w 2013 r. posiadali koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W związku z koniecznością wystosowania licznych wezwań do uzupełnienia przekazanej dokumentacji monitoring zakończono dopiero w grudniu 2014 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ustalono, że 18 koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego. Przywóz ten obejmował zarówno import, jak i nabycie wewnątrzspółnotowe. Jednocześnie ośmiu koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego przy użyciu mechanizmu rewersu wirtualnego. Natomiast 19 na 37 koncesjonariuszy poinformowało, że nie dokonało w ramach posiadanych koncesji OGZ przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2013 r., ani w ramach importu, ani w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego.

Analiza zgromadzonej dokumentacji pozwoli ustalić, czy podmioty, które w 2013 r. dokonały przywozu gazu ziemnego z zagranicy, przestrzegały przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego.

3. CIEPŁOWNICTWO

3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja

3.1.1. Lokalne rynki ciepła

Główną cechą charakterystyczną sektora ciepłowniczego jest jego lokalny charakter. Przedsiębiorstwa dostarczają do odbiorców ciepło za pośrednictwem sieci, w których nośnikiem jest woda lub para. Transport nośników ciepła rurociągami generuje straty ciepła i w związku z tym lokalny obszar działania poszczególnych systemów ciepłowniczych (sieci ciepłowniczych zasilanych z jednego lub kilku źródeł ciepła) jest determinowany względami ekonomicznymi.

Sektor usług ciepłowniczych charakteryzuje się niskim poziomem konkurencji. Uznawany jest za funkcjonujący w obszarze monopolu naturalnego.

Lokalne warunki oraz zaszczości historyczne mają wpływ na zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych sektora ciepłowniczego w Polsce. Innym aspektem wpływającym na zróżnicowanie sektora ciepłowniczego są różne formy prawne przedsiębiorstw eksploatujących poszczególne systemy ciepłownicze. Poza tym systemy ciepłownicze są różnej wielkości, co wpływa na tzw. efekt skali, a lokalne usytuowanie systemów ciepłowniczych wpływa na koszty pracy działalności. Dodatkowo, ciepło wytwarzane jest z różnych rodzajów paliw, co również w dużym stopniu wpływa na koszt jednostkowy wytworzonego ciepła.

Zróżnicowanie cen i stawek opłat prezentują poniższe tabele. Analizując tabele należy mieć na uwadze, że przedstawiają one ceny (dotyczące towaru, jakim jest wytworzone ciepło) i stawki opłat (odnoszą się do usługi przesyłania i dystrybucji ciepła) w zatwierdzonych taryfach w 2014 r. w oddziałach terenowych URE oraz w departamencie DRE. Taryfy dla ciepła kształtowane są na bazie wielkości planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy, a więc w po zakończeniu tego okresu naturalnymi są odstępstwa od wskazanych średnich cen i stawek opłat. Co więcej, taryfy dla ciepła najczęściej obowiązują w okresach nie pokrywających się z rokiem kalendarzowym, więc sprawozdanie „za rok”, będzie nieznacznie odbiegało od wielkości podanych na podstawie danych zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

Tabela 44. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2014 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła
		średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
1	Mazowieckie	31,87	13,62
2	Dolnośląskie	39,48	18,00
3	Opolskie	42,74	16,73
4	Kujawsko-pomorskie	40,84	17,90
5	Wielkopolskie	36,22	15,47
6	Pomorskie	38,01	19,73
7	Warmińsko-mazurskie	37,85	16,81
8	Małopolskie	33,51	19,15
9	Podkarpackie	44,17	18,14
10	Śląskie	39,40	16,68
11	Łódzkie	38,81	14,27
12	Świętokrzyskie	33,69	17,65
13	Zachodniopomorskie	41,57	15,17
14	Lubuskie	39,91	17,64
15	Lubelskie	35,38	15,47
16	Podlaskie	39,99	18,17
17	Ogółem kraj	37,12	16,26

Źródło: URE.

Tabela 45. Średnioważone ceny ciepła dostarczanego bez pośrednictwa oraz za pośrednictwem sieci ciepłowniczej dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2014 r.

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]		
		ogółem	z tego dostarczanego:	
			bez pośrednictwa sieci	za pośrednictwem sieci
1	Mazowieckie	31,87	33,63	31,80
2	Dolnośląskie	39,48	46,14	38,72
3	Opolskie	42,74	62,10	40,93
4	Kujawsko-pomorskie	40,84	42,12	40,74
5	Wielkopolskie	36,22	42,30	35,63
6	Pomorskie	38,01	78,27	37,05
7	Warmińsko-mazurskie	37,85	49,41	37,15
8	Małopolskie	33,51	41,58	33,09
9	Podkarpackie	44,17	46,47	43,65
10	Śląskie	39,40	37,58	39,78
11	Łódzkie	38,81	68,41	38,39
12	Świętokrzyskie	33,69	24,48	41,75
13	Zachodniopomorskie	41,57	78,44	40,67
14	Lubuskie	39,91	44,32	39,18
15	Lubelskie	35,38	34,83	36,10
16	Podlaskie	39,99	75,43	39,54
17	Ogółem kraj	37,12	39,27	36,85

Źródło: URE.

Tabela 46. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2014 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego używanego w źródłach ciepła

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
		miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
1	Mazowieckie	30,28	-	52,15	130,69	40,52	-
2	Dolnośląskie	38,87	28,45	72,70	98,58	-	-
3	Opolskie	40,51	-	65,74	119,23	-	72,04
4	Kujawsko-pomorskie	40,13	-	71,69	108,42	-	48,37
5	Wielkopolskie	36,26	29,32	75,31	126,31	-	-
6	Pomorskie	36,74	-	62,76	120,95	-	33,41
7	Warmińsko-mazurskie	35,36	-	75,10	105,84	-	41,93
8	Małopolskie	32,92	-	85,04	130,03	-	29,74
9	Podkarpackie	42,90	-	45,61	-	-	44,42
10	Śląskie	38,88	-	78,73	130,95	-	39,40
11	Łódzkie	39,82	19,10	67,29	113,53	-	72,09
12	Świętokrzyskie	32,21	-	80,67	-	-	43,37
13	Zachodniopomorskie	38,20	-	72,98	134,12	-	47,74
14	Lubuskie	45,59	73,14	39,92	-	-	31,00
15	Lubelskie	34,96	-	69,02	-	-	78,88
16	Podlaskie	38,86	-	75,32	127,47	-	59,63
17	Ogółem kraj	36,06	25,01	54,21	118,89	40,52	40,18

Źródło: URE.

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Opis sektora ciepłowniczego przygotowywany jest co roku, w oparciu o dane, zbierane przez Prezesa URE w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownicznych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za rok 2013 został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka ciepła w liczbach – 2013” i opublikowany we wrześniu 2014 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2014 r. dostępna będzie po przetworzeniu danych zgromadzonych z badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownicznych, a więc po 30 kwietnia 2015 r.

3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Ze względu na lokalny charakter działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych, komórkami URE regulującymi tę działalność są oddziały terenowe URE (OT URE) oraz departament DRE.

Zakres obowiązków departamentu DRE w 2014 r. obejmował m.in. prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem dla podmiotów mających siedzibę w województwie mazowieckim i prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, którzy zakupują rocznie ciepło w łącznej ilości co najmniej 250 000 GJ, z wyłączeniem źródeł, w których jednocześnie występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Ponadto, departament DRE prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła powyższych przedsiębiorstw energetycznych, a także przedsiębiorstw energetycznych z województwa mazowieckiego dostarczających ciepło do odbiorców w łącznej ilości co najmniej 250 000 GJ rocznie ze źródeł odnawialnych, w tym źródeł, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Szczegółowe dane liczbowe dotyczące działalności oddziałów terenowych przedstawione są w Aneksie do niniejszego Sprawozdania.

3.2.1. Koncesjonowanie

W 2014 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności ciepłowniczej. 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 nieprzekraczającej 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 2014 r. nastąpił spadek liczby koncesjonariuszy zajmujących się tą działalnością gospodarczą. Według stanu na 31 grudnia 2014 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 435 przedsiębiorstw wobec 452 w 2013 r.

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający moc wytwórczą ciepła powyżej 5 MW. Wcześniej wartością graniczą był 1 MW. Po 2005 r. zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych: przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe, rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościennie. Wejście na nowe rynki ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów.

3.2.2. Zatwierdzanie taryf

Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Ostatnia zmiana przepisów regulujących sposób kształtowania taryf dla ciepła dotyczyła przede wszystkim przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji z energią elektryczną. Przepisy te uprościły sposób kształtowania taryf oraz doprecyzowały kryteria, jakie należy uwzględniać przy ustalaniu wysokości zwrotu z kapitału. Przepisy weszły w życie w listopadzie 2010 r.⁸⁶⁾

W 2014 r. kontynuowano proces zatwierdzania taryf dla ciepła przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło w kogeneracji, w oparciu o przepisy wprowadzające uproszczony system zatwierdzania taryf. Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji coraz chętniej korzystają z uproszczonego sposobu zatwierdzania taryf dla ciepła. Wynika to przede wszystkim z faktu, że poziom średnich cen sprzedaży ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, systematycznie wzrasta (średnie ceny ciepła za rok 2013 zostały opublikowane przez Prezesa URE 28 marca 2014 r.). Wskaźniki wzrostu średnich cen ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji miały bezpośrednie przełożenie na kształtowanie wysokości wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła. Należy zwrócić uwagę, że uproszczony sposób kalkulacji cen w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw eksploatujących źródła wyposażone w jednostki kogeneracji uwzględnia z pewnym przesunięciem czasowym zmiany cen paliw jakie nastąpiły w poprzednich latach. Zatem obserwowana stabilizacja cen paliw będzie miała wpływ na zmiany cen w jednostkach kogeneracji w kolejnych latach.

W 2014 r. Prezes URE zatwierdził 132 taryfy dla źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, w tym 120 taryf dla ciepła ukształtowane zostały w sposób uproszczony, o którym mowa w § 13 ww. rozporządzenia.

W pozostałym zakresie (w odniesieniu do źródeł nieposiadających jednostek kogeneracji, a więc niekorzystających z uproszczonego sposobu kształtowania taryf), wnioski o zatwierdzenie taryf dla ciepła składane przez przedsiębiorstwa były analizowane pod kątem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia wyłącznie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności i uzasadnionego zwrotu z kapitału.

Z uwagi na zmiany warunków prowadzenia działalności ciepłowniczej nastąpiły także zmiany cen i stawek opłat za dostawę ciepła w zatwierdzanych już taryfach, celem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia kosztów prowadzenia działalności.

W 2014 r. zatwierdzono ogółem 351 taryfy dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w 443 postępowaniach oraz przeprowadzono 117 postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła, w tym w 97 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła. Ponad połowa tych zmian dotyczyła zmiany terminu obowiązywania taryfy (przy zachowaniu dotychczas stosowanych cen i stawek opłat) oraz wynikała ze zmian koncesji.

Metodologia oceny taryf dla ciepła przedkładanych przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia w latach 2013–2015 została zawarta w kolejnych informacjach Prezesa URE, w tym w szczególności w Informacji nr 9/2013 Prezesa URE w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2015, Informacji nr 17/2014 Prezes URE, w której opublikowano wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła w 2014 r. oraz w pierwszym kwartale 2015 r., a także Informacji nr 43/2014.

OT URE uwzględniały w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf (przy ustalaniu wyłącznie uzasadnionych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców), uzyskiwane od przedsiębiorstw, informacje dotyczące realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych.

⁸⁶⁾ 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).

Tabela 47. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2014 r.

Lp.	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]
1	Mazowieckie	22	31,87	23	13,62
2	Dolnośląskie	23	39,48	24	18,00
3	Opolskie	12	42,74	11	16,73
4	Kujawsko-pomorskie	18	40,84	18	17,90
5	Wielkopolskie	30	36,22	26	15,47
6	Pomorskie	21	38,01	18	19,73
7	Warmińsko-mazurskie	22	37,85	19	16,81
8	Małopolskie	14	33,51	13	19,15
9	Podkarpackie	18	44,17	20	18,14
10	Śląskie	37	39,40	37	16,68
11	Łódzkie	23	38,81	24	14,27
12	Świętokrzyskie	9	33,69	8	17,65
13	Zachodniopomorskie	20	41,57	17	15,17
14	Lubuskie	9	39,91	6	17,64
15	Lubelskie	19	35,38	18	15,47
16	Podlaskie	14	39,99	14	18,17
17	Ogółem kraj	311	37,12	296	16,26

Źródło: URE.

3.2.3. Inne działania Prezesa URE

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębiorców odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. OT URE systematycznie są informowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze o powodach odmów przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczej.

W 2014 r., podobnie jak w roku ubiegłym, powszechne było zainteresowanie odbiorców ciepła, w tym właścicieli i najemców lokali mieszkalnych, prawidłowością rozliczania w budynkach wielolokalowych kosztów dostarczenia ciepła. Pracownicy OT URE i departamentu DRE udzielali wyjaśnień na liczne zapytania kierowane w tym zakresie do poszczególnych oddziałów. Wiele pytań i wątpliwości dotyczyło ponadto sposobu ustalania cen w taryfach, trybu weryfikacji kosztów ponoszonych przez firmy ciepłownicze czy też odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Wymienione zagadnienia stanowiły również przedmiot bezpośrednich spotkań w siedzibach OT URE i Centrali URE, które najczęściej organizowano z inicjatywy przedsiębiorstw energetycznych i pozostałych uczestników rynku.

OT URE kontynuowały współpracę z powiatowymi rzecznikami konsumentów, którzy informowani są między innymi o wynikach postępowań wyjaśniających prowadzonych na wniosek odbiorców z rejonu działania rzecznika i OT URE.

Ponadto, przedstawiciele oddziałów terenowych kontynuowali swoją działalność w wojewódzkich zespołach/radach ds. bezpieczeństwa energetycznego powołanych przez poszczególnych wojewodów. W trakcie posiedzeń tych zespołów poruszane są m.in. zagadnienia oceny stanu wykonania i uchwalenia gminnych projektów do planu zaopatrzenia w ciepło oraz oceny stanu technicznego infrastruktury ciepłowniczej 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 2014 r. OT URE podejmowały również szereg przedsięwzięć o charakterze informacyjno-edukacyjnym. Pracownicy oddziałów terenowych brali udział w projektach i warsztatach edukacyjnych, nad którymi patronat honorowy sprawował niejednokrotnie Prezes URE. Projekty te, skierowane do różnych grup odbiorców (zarówno przedsiębiorców, jak i odbiorców indywidualnych), dotyczyły m.in. zagadnień efektywności energetycznej, energooszczędności, praw i obowiązków odbiorców energii, sposobu dokonywania rozliczeń za dostarczane nośniki energii (w tym ciepło).

4. PALIWA CIEKŁE, BIOPALIWA CIEKŁE I BIOKOMPONENTY

4.1. Rynek paliw ciekłych – ogólna sytuacja

4.1.1. Charakterystyka rynku

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej prowadzona była głównie w rafineriach należących do Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. oraz Grupy Lotos S.A. Niezmiennie podstawowe źródło dostaw ropy naftowej stanowiły kraje byłego Związku Radzieckiego. Jedynie nieznaczne jej ilości zostały sprowadzone z Norwegii. Równie stosunkowo niewielkie ilości ropy naftowej zostały pozyskane ze złóż krajowych.

Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe, olej napędowy i oleje opałowe niemal w całości zaspokoiły zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw. Jedynie około 10-12% dostaw tych paliw na rynek krajowy pochodziło z zagranicy. Odwrotna proporcja miała miejsce w przypadku rynku LPG, który w niemal 90% był zaopatrywany z dostaw zagranicznych.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Liczba stacji paliw uległa zmniejszeniu w stosunku do 2013 r. Na terenie kraju funkcjonuje ok. 6 550 stacji paliw (w 2013 r. było ich ok. 6 750), z czego ok. 2 800 to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., posiadający obecnie ok. 1 760 stacji (w tym pod logo BLISKA). Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw jest Grupa Lotos S.A., która posiada łącznie ok. 430 stacji w całej Polsce (także pod logo Optima).

Koncerny zagraniczne posiadają natomiast ok. 1 400 stacji paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP i Shell. W barwach BP działa w sumie ok. 470 stacji paliw. W wyniku przejęcia przez Shell stacji działających uprzednio w barwach Neste, ten pierwszy niemal zrównał się z BP pod względem potencjału dystrybucji detalicznej paliw w Polsce. Na trzecim miejscu wciąż plasuje się Statoil z liczbą ok. 350 stacji (w tym pod logo 1-2-3). Czwartą pozycję spośród koncernów zagranicznych zajmuje Lukoil z liczbą ponad 115 stacji.

Niezależni (niezrzeszeni) operatorzy operują w Polsce na ok. 2 800 stacjach paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to ponad 750 obiektów. Nieznacznie wzrosła również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to blisko 170 obiektów⁸⁷⁾.

Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców, wobec konkurencji ze strony koncernów, a nierzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Na dynamikę rozwoju rynku detalicznego paliw ciekłych w 2014 r. niewątpliwie istotny wpływ wywarło zakończenie okresu przewidzianego na dostosowanie infrastruktury stacji paliw do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki z 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie⁸⁸⁾. Początek 2014 r. oznaczał bowiem konieczność wyposażenia tych obiektów w urządzenia do pomiaru i monitorowania stanu magazynowanych produktów naftowych oraz urządzenia do sygnalizacji wycieku produktów naftowych do gruntu, wód powierzchniowych i gruntowych. Jak pokazują statystyki, nie wszyscy użytkownicy stacji paliw sprościli tym wymaganiom.

⁸⁷⁾ Dane zaczerpnięte z www.popihn.pl – Stacje paliw w Polsce w latach 2007–2014.

⁸⁸⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1853.

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych – zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu USD oraz euro.

Jakość paliw. W 2014 r. do URE wpłynęły łącznie 94 informacje, przekazane przez Prezesa UOKiK, dotyczące podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegających na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. Skala liczby ujawnionych przypadków naruszania przez przedsiębiorców warunków koncesji obligujących do zapewnienia właściwej jakości paliw wprowadzanych do obrotu była zatem większa niż w 2013 r., w którym Prezes URE otrzymał informacje o 65 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, dotyczących wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości. Prezes URE nie dysponuje jednak informacjami na temat ogólnej liczby kontroli przeprowadzonych w 2013 r. przez inspektorów Inspekcji Handlowej w tym zakresie.

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, że 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 koncesje 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 i n. ustawy – Prawo energetyczne, przy czym regulacje prawne dotyczące obowiązku koncesjonowania w zakresie paliw ciekłych w 2014 r. uległy pewnej zmianie w odniesieniu do 2013 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).

Na mocy ustawy z 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach oraz niektórych innych ustaw⁸⁹⁾, z dniem 22 lipca 2014 r. ustawa – Prawo energetyczne została znowelizowana w zakresie skutkującym m.in.:

- wprowadzeniem nowego rodzaju koncesji – na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, przy czym koncesjonariusze wykonujący dotychczas tego rodzaju działalność gospodarczą na podstawie koncesji na obrót paliwami ciekłymi zostali zobowiązani do złożenia wniosku o udzielenie nowego rodzaju koncesji w terminie 2 miesięcy od wejścia w życie ustawy zmieniającej, tj. do 22 września 2014 r.; terminowe złożenie wniosku o udzielenie koncesji na obrót paliwami

⁸⁹⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 900.

ciekłymi z zagranicą uprawniało do wykonywania działalności gospodarczej w tym zakresie do czasu wydania przez Prezesa URE decyzji w tym przedmiocie,

- obowiązkiem złożenia zabezpieczeń majątkowych określonych należności publicznoprawnych w wysokości 10 mln zł⁹⁰⁾ przez koncesjonariuszy posiadających koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub ubiegających się o koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą (z wyjątkiem obrotu z zagranicą gazem płynnym LPG); w przypadku równoczesnego prowadzenia przez przedsiębiorcę obu rodzajów działalności koncesjonowanej, każda z nich podlegała odrębnemu zabezpieczeniu w pełnej wysokości,
- uprawnieniem dla Prezesa URE do obsługi tego rodzaju zabezpieczeń majątkowych, obejmującej ich przyjmowanie, weryfikację, przechowywanie, monitorowanie ważności, pokrywanie należności oraz zwalnianie,
- uprawnieniem dla Prezesa URE do wymierzania kar pieniężnych w związku z wykonywaniem działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi lub obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą przez osoby prawne albo jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, którym ustawa przyznaje zdolność prawną, bez wymaganej koncesji.

Nowe reguły koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dodatkowe obostrzenie – w postaci zabezpieczenia majątkowego – związane z wykonywaniem działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych przysporzyły przedsiębiorcom licznych trudności, począwszy od interpretacji zjawiska obrotu z zagranicą, a skończywszy na złożeniu prawidłowego zabezpieczenia majątkowego. Najczęściej stosowaną przez przedsiębiorców formą zabezpieczenia okazała się gwarancja bankowa, której zalecana treść została opublikowana na stronie internetowej urzędu. Na drugim miejscu uplasowało się upoważnienie Prezesa URE do wyłącznego dysponowania środkami pieniężnymi zgromadzonymi na rachunku lokaty terminowej.

Wnioskodawcy prezentowali także pewne trudności dotyczące identyfikacji działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie lub obrót podlega obowiązkowi koncesyjnemu. Zgodnie z art. 3 pkt 45 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanie definiuje się jako produkcję paliw lub energii w procesie energetycznym. Pod pojęciem „wytwarzania paliw ciekłych” należy zatem rozumieć wszelkiego rodzaju procesy techniczne, 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 to, z czego nie zawsze zdają sobie sprawę przedsiębiorcy, że w przypadku posiadania koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, dla wprowadzania do obrotu wytworzonego paliwa, nie ma konieczności posiadania odrębnej koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Zgodnie zaś z brzmieniem art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, „paliwa ciekłe” są definiowane jako „nośnik energii chemicznej”, przy czym przepis ten nie różnicuje paliw. Spośród natomiast wielu substancji ciekłych będących nośnikami energii chemicznej jako paliwa ciekłe (podlegające koncesjonowaniu przez Prezesa URE) kwalifikowane są te, które wykorzystywane są jako źródła tejże energii w rozumieniu przemian energetycznych, co oznacza ich spalanie w przystosowanych do tego celu urządzeniach (np. silniki) i instalacjach (np. kotły ciepłownicze). W związku z przedstawioną powyżej kwalifikacją, uwzględniającą przeznaczenie danego paliwa, dla potrzeb koncesjonowania wydzielono w URE następujące grupy paliw ciekłych: benzyny silnikowe inne niż benzyny lotnicze, paliwa lotnicze, oleje napędowe, estry stanowiące samoistne paliwo ciekłe (tzw. B-100), oleje opałowe, gaz płynny oraz naftę, przy czym paliwa ciekłe zawierające komponenty, w tym również biokomponenty, nie stanowią odrębnego rodzaju paliw ciekłych, lecz zaliczane są do tej kategorii, której parametry jakościowe spełniają.

Głównym kryterium zakwalifikowania substancji chemicznej jako określonego rodzaju paliwa ciekłego jest zatem jednoznaczne określenie przeznaczenia danego produktu zgodnie z ww. definicją, przy czym samo wskazanie potencjalnego przeznaczenia np. do celów napędowych, nie

⁹⁰⁾ W formie gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej, poręczenia banku, weksla z poręczeniem wekslowym banku, czeku potwierdzonego przez krajowy bank wystawcy czeku, zastawu rejestrowego na prawach z papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa lub Narodowy Bank Polski, upoważnienia Prezesa URE do wyłącznego dysponowania środkami pieniężnymi zgromadzonymi na rachunku lokaty terminowej.

powoduje jednocześnie możliwości uznania tego produktu jako paliwa ciekłego w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Sygnalizowane trudności dotyczące identyfikacji działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie lub obrót podlega obowiązkowi koncesyjnemu, dotyczyły w szczególności rozmaitych substancji, w tym olejów popirolitycznych, pochodzących z surowców ropopochodnych, tworzyw sztucznych, opon itp., oferowanych jako komponenty, półprodukty do dalszej obróbki lub jako samoistne paliwo opałowe stosowane w instalacjach energetycznego spalania. Substancje te posiadają z reguły nieunormowane właściwości fizykochemiczne, w tym w zakresie szkodliwości dla środowiska oraz cech eksploatacyjnych.

Obserwowana dostępność na rynku tego rodzaju substancji, a zwłaszcza oleju popirolitycznego, wytwarzanego przez rodzimych producentów lub sprowadzanego z zachodniej granicy, o zróżnicowanym stopniu oddziaływania na środowisko (zwłaszcza w zakresie zawartości siarki) oraz rozmaitej kompatybilności z tradycyjnym olejem opałowym lekkim, zależnych od pochodzenia surowcowego, przebiegu obróbki chemicznej, zastosowanych dodatków lub zmieszania z olejem opałowym lekkim, skłoniła Prezesa URE do zwrócenia się w tej sprawie do Ministra Środowiska i Ministra Gospodarki.

W 2014 r. rynek paliw ciekłych charakteryzował się zatem dużą dynamiką dotyczącą zarówno jego otoczenia prawnego, ale także rodzajów występujących paliw ciekłych, jak również form i sposobów prowadzenia działalności. Skutkowało to zmianami w przedsiębiorstwach wykonujących działalność gospodarczą na tym rynku. Dlatego też w 2014 r. znaczącą liczbę 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), zmiany nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności koncesjonowanej. Pojawiały się także wnioski o zmianę koncesji spowodowane połączeniem lub przejęciem podmiotów gospodarczych w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych.

W 2014 r., podobnie jak w roku poprzednim, złożonych zostało wiele wniosków dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania koncesji. Większość przedsiębiorców wykazała się znajomością prawa w tym zakresie, składając wniosek o przedłużenie ważności koncesji nie później, niż na osiemnaście miesięcy przed terminem wygaśnięcia koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Natomiast w przypadku złożenia przez przedsiębiorców wniosku po upływie ww. terminu, przedsiębiorca zobowiązany był ubiegać się o udzielenie nowej koncesji.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2014 r. stwierdzono spadek wpływu wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw w porównaniu do roku poprzedniego. Łącznie udzielono trzech koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmian jedenastu koncesji, obejmujących zmiany siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej. Ponadto w 2014 r. utraciło moc obowiązującą piętnaście koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, zarówno na skutek ich cofnięcia (m.in. na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym Prezes URE cofa koncesję w przypadku cofnięcia przez właściwego naczelnika urzędu celnego zezwolenia na prowadzenie składu podatkowego lub jego wygaśnięcia), jak też upływu terminu ich ważności. Spośród zaś postępowań w sprawie koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, wszczętych w 2014 r., a nie zakończonych do 31 grudnia 2014 r., wyróżnić należy 22 sprawy dotyczące cofnięcia koncesji z powodu niezłożenia zabezpieczenia majątkowego w wysokości 10 mln zł, o którym mowa w art. 38a ustawy – Prawo energetyczne. Zakończenie tych postępowań w 2015 r. bez wątpienia przełoży się na korektę liczby uczestników tego rynku.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2014 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 48.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W 2014 r. nie nastąpiły zmiany w odniesieniu do koncesji na przesyłanie paliw ciekłych. Koncesję w tym zakresie posiadają w dalszym ciągu dwaj przedsiębiorcy.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2014 r. Prezes URE udzielił czterech koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano również czternastu zmian decyzji. W 2014 r. utraciło moc obowiązującą osiem koncesji na magazynowanie paliw ciekłych wobec ich cofnięcia lub upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2014 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 48.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2014 r. skoncentrowane było przede wszystkim na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczynają wykonywanie działalności w powyższym zakresie.

Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi zakończyła 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 wnioski przedsiębiorcy pozostawiany były 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 2014 r. udzielił 1 783 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza wzrost o blisko 130% w stosunku do 2013 r. (udzielono wówczas 780 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła tak liczna grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych.

Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji w 70 przypadkach. Dokonano również 656 zmian obowiązujących koncesji, w tym w 105 przypadkach dokonano zmiany okresu ich obowiązywania.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2014 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 48.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

Wprowadzenie w 2014 r. nowych regulacji dotyczących koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą przełożyło się na konieczność obsługi przez Prezesa URE licznie składanych wniosków w sprawie udzielenia tego rodzaju koncesji wraz z zabezpieczeniami majątkowymi. We wrześniu 2014 r., kiedy to upływał termin złożenia wniosku w tej sprawie, uprawniającego do wykonywania działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą do czasu jego rozpatrzenia, do URE wpłynęło przeszło 160 wniosków. Dotyczyły one zarówno obrotu z zagranicą gazem płynnym LPG, który nie wymaga złożenia zabezpieczenia majątkowego, jak również innymi rodzajami paliw, objętymi obowiązkiem złożenia tego zabezpieczenia.

Do 31 grudnia 2014 r. Prezes URE udzielił 21 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, zaś 149 przedsiębiorców było uprawnionych do wykonywania tego rodzaju działalności na podstawie złożonego wniosku – zgodnie z art. 5 ust. 4 ustawy z 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach oraz niektórych innych ustaw.

Tabela 48. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2014 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2014 r.*) [szt.]
Wytwarzanie	3	64
Magazynowanie	4	52
Przesyłanie	0	2
Obrót	1 783	8 136
Obrót z zagranicą	21	21
Razem	1 796	8 254

* Obejmuje wszystkie decyzje o udzieleniu koncesji.

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 dowiadyuje się, z reguły, wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Krajowego Rejestru Sądowego oraz od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem organu koncesyjnego. 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, że 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,
 - w rażący sposób naruszali warunki udzielonej koncesji, w tym nie uiszczali opłat koncesyjnych,
- oraz gdy wydano prawomocne orzeczenie zakazujące przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją.

W 2014 r. utraciły moc obowiązującą 2 292 koncesje na obrót paliwami ciekłymi. Należy przy tym podkreślić, że liczba ta obejmuje przede wszystkim koncesje udzielone w 2004 r., których okres ważności zakończył się w 2014 r. Liczba ta obejmuje zatem w głównej mierze przedsiębiorców, którym została udzielona nowa koncesja, gdyż nie został przez nich złożony wniosek o przedłużenie dotychczasowej koncesji w terminie wynikającym z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Nie jest ona natomiast równoznaczna z liczbą koncesjonariuszy, którym z jakiegokolwiek z opisanych przyczyn odebrane zostały uprawnienia do wykonywania działalności koncesjonowanej 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 koncesje⁹¹⁾.

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 naruszyli normy prawne określone w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do koncesjonowanej działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi, w tym w przeważającej liczbie dotyczą one naruszenia obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2014 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE. Działanie takie stanowi wykroczenie z art. 60¹ Kodeksu wykroczeń i co do zasady podlega kognicji sądów powszechnych. W takich przypadkach działania powinna w szczególności podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie przedsiębiorcy wykonującego działalność bez stosownej koncesji Prezesa URE w zakresie wymagającym jej uzyskania, do sądu powszechnego. Niezależnie od powyższego, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12a i ust. 2d pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonego z dniem 22 lipca 2014 r. na mocy ustawy z 30 maja 2014 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 niektórych innych ustaw, ten kto będąc osobą prawną albo jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania paliw ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega karze pieniężnej w wysokości od 200 000 zł do 1 000 000 zł, wymierzonej przez Prezesa URE.

Jednocześnie istotną z punktu widzenia Prezesa URE informacją jest także 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.

Dodatkowo, zgodnie z art. 43a ustawy – Prawo energetyczne (obowiązującym od 22 lipca 2014 r.) działalność gospodarcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi może być prowadzona wyłącznie pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi wymagane koncesje, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4, w zakresie wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi, z wyłączeniem sprzedaży dla odbiorcy końcowego.

W 2014 r. Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego oraz Polską Izbą Paliw Płynnych.

⁹¹⁾ 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, Urząd Miar, Urzędy Celne, jednostki Państwowej Straży Pożarnej, organy ścigania, organy podatkowe, organy nadzoru budowlanego.

4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych

4.2.1. Podstawy prawne

Zagadnienia dotyczące monitorowania rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zostały uregulowane w Rozdziale 6 ustawy o biopaliwach. Przepisy te w 2014 r. zobowiązywały 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 biokomponentów⁹²⁾, 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 ciekłych⁹³⁾, 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.
- 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 ciekłych⁹⁴⁾.

Niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie przez przedsiębiorców ww. obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej (por. pkt 5.3.).

Należy podkreślić, że również w 2014 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. Doświadczenia Prezesa URE związane z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie monitorowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) wskazują, że informacjom z systemów administracji celnej, pomimo pewnej poprawy w tym względzie, nie można nadać przymiotu danych kompleksowych, przez co istnieje 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, że ryzyko powstania luki w systemie monitorowania realizacji NCW wzrasta wraz ze zjawiskiem polegającym na podejmowaniu przez poszczególnych przedsiębiorców działalności gospodarczej w celu zrealizowania zaledwie kilku istotnych transakcji w zakresie wprowadzenia na

⁹²⁾ 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.

⁹³⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego biokomponentów.

⁹⁴⁾ Minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi ARR, 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).

terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zaimportowanych, względnie nabytych wewnątrzspółnotowo paliw lub biopaliw ciekłych.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE, sporządzane na podstawie art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach, przekazywane ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska, a także Prezesowi ARR.

4.2.2. Biokomponenty

W 2014 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 2014 r. zawarte zostało w tab. 49.

Tabela 49. Biokomponenty – podstawowe informacje za 2014 r.

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Bioetanol	Ester
Biokomponenty wytworzone przez ogół wytwórców	[tona]	834 990	142 805	692 185
Biokomponenty sprzedane przez wytwórców na terytorium kraju	[tona]	508 138	19 481	488 657
Biokomponenty sprzedane przez wytwórców podmiotom zagranicznym	[tona]	14 816	0	14 816

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych: w I, II, III i IV kwartale 2014 r., odpowiednio od 25, 25, 20 i 23 wytwórców, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

4.2.3. Biopaliwa ciekłe

W 2014 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 2014 r. zawarte zostało w tab. 50.

Tabela 50. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje za 2014 r.

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
Biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[tona]	46 726	0	0	46 726
Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	30 648	0	0	30 648
Biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[tona]	0	0	0	0

* 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 2014 r., odpowiednio od 31, 34, 31 i 29 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 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, jest monitorowanie oraz egzekwowanie

wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), o którym mowa w art. 23 ustawy o biopaliwach, 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.

Przepisy ustawy o biopaliwach zakładają, że 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 UE w tym zakresie⁹⁵). Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r.⁹⁶), stanowi, że wysokość NCW w 2014 r. powinna wynosić 7,10%.

Zobowiązanymi do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego są przedsiębiorcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, którzy sprzedają lub zbywają je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywają na potrzeby własne⁹⁷). Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych (por. pkt 5.3).

W związku z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw⁹⁸), z początkiem 2012 r. podmioty zobowiązane do realizacji Narodowych Celów Wskaźnikowych uzyskały możliwość zastosowania współczynnika redukującego wysokość NCW w przypadku udokumentowania wykorzystania w danym roku nie mniej niż 70% biokomponentów wytworzonych przez wytwórców (w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o biopaliwach), prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy, których pochodzenie zostało określone przepisami art. 23 ust. 4 pkt 1-3 ustawy o biopaliwach. Wysokość ww. współczynnika redukcyjnego na lata 2014–2015 została przy tym ustalona na poziomie 0,85⁹⁹), co oznacza możliwość skorzystania przez podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy z obniżki NCW w tych latach o 15%, po spełnieniu wymagań uprawniających do tej obniżki, określonych w art. 23 ustawy o biopaliwach.

Na podstawie sprawozdań rocznych zebranych w 2014 r. w trybie art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach od 25 podmiotów, zidentyfikowanych jako obowiązane do realizacji NCW w 2013 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 2013 r. wyniósł:

- 7,65% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,05% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ogólny poziom realizacji NCW w 2013 r., wliczając realizację zredukowanego NCW, wyniósł 6,18%. 23 spośród 25 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, wykazało wykonanie tego obowiązku na wymaganym prawem poziomie.

Z kolei na podstawie sprawozdań rocznych przekazanych w 2015 r., wstępnie 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 2014 r. wyniósł ogółem 6,20%, w tym:

- 7,77% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,06% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ponadto, w 2014 r. do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach kierowano wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji i dokumentów w zakresie realizacji NCW w latach wcześniejszych. Na podstawie przekazanych od ww. przedsiębiorców informacji i dokumentów prowadzone były czynności rozliczeniowe w powyższym zakresie. W stosunku do podmiotów, które nie zrealizowały Narodowego Celu Wskaźnikowego na wymaganym prawem poziomie, bądź nie wykazały jego realizacji, prowadzono postępowania zmierzające do zastosowania sankcji przewidzianych w przepisach ustawy o biopaliwach.

⁹⁵) Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

⁹⁶) Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2013–2018 (Dz. U. z 2013 r. poz. 918).

⁹⁷) Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

⁹⁸) Ustawa z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 153, poz. 902 z późn. zm.).

⁹⁹) Rozporządzenie Rady Ministrów z 13 sierpnia 2013 r. w sprawie wysokości współczynników redukcyjnych na lata 2014 i 2015 (Dz. U. z 2013 r. poz. 1052).

5. INNE ZADANIA PREZESA URE

5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

5.1.1. Kontrola stosowania taryf

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 23 ust. 2 pkt 2 ww. ustawy, 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.

Zmierzając więc 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.

Departament DRE w 2014 r. wystąpił do oddziałów terenowych URE o przedstawienie informacji dotyczących powyższego zagadnienia.

Po zapoznaniu się z przesłanym materiałem, wystąpiono do pięciu OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności, o przedstawienie informacji w zakresie wniosków odbiorców o zmianę rozliczania mocy umownej w zakresie zamawiania różnej wielkości mocy na poszczególne miesiące roku oraz skarg odbiorców z tytułu nieprawidłowego kwalifikowania do grup taryfowych zużywających energię elektryczną na potrzeby placów budów oraz w częściach bytowych zakładów penitencjarnych.

Jedno przedsiębiorstwo odpowiedziało, że dopuszcza zamawianie różnej wielkości mocy na poszczególne miesiące roku, w związku z tym wystąpienia odbiorców w tym zakresie załatwiane są pozytywnie. Przedsiębiorstwo to poinformowało, że nie otrzymało z tego tytułu skarg od odbiorców, z którymi zawarło umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Z informacji przedstawionych przez pozostałe przedsiębiorstwa wynika, że w okresie od 1 stycznia 2013 r. do 31 lipca 2014 r., odbiorcy wystąpili z 960 wnioskami o zmianę rozliczania mocy umownej. Z tej liczby:

- 907 wniosków zostało załatwionych pozytywnie, a
- 53 negatywnie.

Jako główne przyczyny odmowy zgody na zamawianie przez odbiorców mocy umownej w różnej wielkości na poszczególne miesiące roku (co stanowi odstępstwo od ogólnej zasady określonej w taryfie, stwierdzającej, że odbiorcy zamawiają moc w jednakowej wysokości na wszystkie miesiące roku), podawano m.in. fakt, że ewentualna zmiana nie dotyczy regularnej i powtarzalnej zmiany

zapotrzebowania w przeciągu roku, względnie jest tak nieznaczna, że nie wymagała wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego i dostosowania przekładników. Informowano także o odmowach z przyczyn technicznych, np. zamówiona moc umowna była niższa niż moc minimalna wynikająca z własności metrologicznych układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Przedsiębiorstwa przedstawiły informację, że otrzymały 107 skarg z tytułu kwalifikowania do grup taryfowych/wniosków o zmianę grupy taryfowej, w przeważającej liczbie dotyczących żądania zmiany grupy C na grupę na G. Z tej liczby:

- 35 wniosków zostało rozpatrzonych pozytywnie, a
- 72 negatywnie.

Głównym powodem braku akceptacji wniosków o zmianę grupy na grupę G (odbiorcy w gospodarstwach domowych) było niespełnianie kryteriów odbiorcy w gospodarstwie domowym (np. wniosek dotyczył pomieszczeń niemieszkalnych lub, w których prowadzona jest działalność gospodarcza, niezabudowanej działki, bądź brak formalnych dokumentów dotyczących zakończenia budowy i przystąpienia do użytkowania określonego obiektu).

5.1.2. Działania interwencyjne

Prezes URE prowadzi bieżący nadzór wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami. Tylko w nielicznych przypadkach podejmowano interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, aby uzyskać informację na temat sprawy mając na celu pomoc odbiorcy i doprowadzenie do rozliczeń zgodnych z warunkami określonymi w taryfie. W większości przypadków udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z niezajomości tematu przez piszącego. Poniżej przedstawiono podjęte przez urząd w 2014 r. interwencje.

Działania interwencyjne w zakresie energii elektrycznej

- 1) Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE z prośbą o wyjaśnienie kwestii dotyczących sposobu wykonania przyłącza energetycznego oraz lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego w świetle zapisów umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo energetyczne do przedstawienia stanu faktycznego i prawnego sprawy, a w szczególności do nadesłania wyjaśnień dotyczących sposobu wykonania przyłącza oraz lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego w świetle zapisów umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Stronie przesłano wyjaśnienia przedsiębiorstwa energetycznego oraz poinformowano, że do zakresu kompetencji Prezesa URE nie należy rozstrzyganie sporów związanych z wykonaniem (w tym skutecznością wypowiedzenia) zawartych już umów (za wyjątkiem przypadków wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii), kwestią własności i przebudowy urządzeń elektroenergetycznych, jak również z rozliczeniami z tytułu odsprzedaży energii elektrycznej odbywającymi się na zasadzie refakturowania kosztów jej zakupu od przedsiębiorstwa energetycznego.
- 2) Na skutek pisma odbiorcy wskazującego na nieprawidłowości w realizacji przez operatora systemu dystrybucyjnego postanowień instrukcji współpracy służb ruchu tego operatora ze służbami technicznymi odbiorcy, Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo do nadesłania wyjaśnień w niniejszej sprawie, w tym w zakresie dotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Po przeanalizowaniu informacji i dokumentów nadesłanych przez przedsiębiorstwo energetyczne strona została poinformowana o możliwości zwrócenia się do przedsiębiorstwa energetycznego z wnioskiem o wypłacenie bonifikaty w przypadku niedotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, a w przypadku braku osiągnięcia porozumienia z przedsiębiorstwem energetycznym o właściwości sądu powszechnego do rozstrzygnięcia sporu wynikającego z tytułu umów cywilnoprawnych.
- 3) Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o sprawdzenie, czy sposób realizacji przez przedsiębiorstwo umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej jest zgodny z warunkami koncesji na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej temu przedsiębiorstwu. Prezes URE zwrócił się do

przedsiębiorstwa energetycznego z wezwaniem do wskazania działań, jakie przedsiębiorstwo to podjęło dotychczas celem realizacji umowy, jak również działań, które planuje jeszcze podjąć w ramach realizacji tej inwestycji. Stwierdzono brak podstaw do postawienia przedsiębiorstwu – w związku z niezrealizowaniem umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej – zarzutu naruszenia warunków udzielonej temu przedsiębiorstwu koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

- 4) W związku z pismem odbiorcy dotyczącym kwestii związanych ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej dostarczanej do lokalu zlokalizowanego na terenie centrum handlowego, Prezes URE podjął interwencję w sprawie wyjaśnienia, czy na przedsiębiorstwach energetycznych dzierżawiących sieć i instalację elektroenergetyczną obiektów handlowych lub biurowych, które zamierzają prowadzić na terenie tych obiektów jedynie działalność polegającą na obrocie energią elektryczną, spoczywa również obowiązek uzyskania koncesji na dystrybucję energii elektrycznej. Na skutek interwencji Prezesa URE wszyscy najemcy lokali zlokalizowanych na terenie centrum handlowego są obecnie rozliczani na podstawie refaktury zarówno za usługi dystrybucji, jak i energię elektryczną przez podmiot nie będący przedsiębiorstwem energetycznym.
- 5) W wyniku pisma przedsiębiorstwa energetycznego przyłączonego do sieci przedsiębiorcy nie posiadającego koncesji, Prezes URE przeprowadził czynności wyjaśniające mające na celu ustalenie, czy przedsiębiorca ten wykonuje działalność gospodarczą związaną z dostarczaniem energii elektrycznej bez stosownych koncesji. Na podstawie uzyskanych informacji ustalono, że przedsiębiorca rozlicza koszt energii elektrycznej dostarczonej do swojego odbiorcy na zasadzie refaktury kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych u lokalnego dystrybutora, do którego sieci jest przyłączony. Zatem nie wykonuje on działalności gospodarczej wymagającej uzyskania koncesji.
- 6) W wyniku pisma przedsiębiorstwa energetycznego odnośnie utraty tytułu prawnego do infrastruktury elektroenergetycznej, wykorzystywanej do świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożenia pozbawienia odbiorców zasilania w energię elektryczną, Prezes URE podjął interwencję w stosunku do właściciela tej infrastruktury, wzywając go do złożenia wyjaśnień, w jaki sposób zamierza zapewnić dostawy energii elektrycznej po 31 grudnia 2014 r. Ostatecznie właściciel dokonał sprzedaży przedmiotowej infrastruktury elektroenergetycznej na rzecz jej dotychczasowego użytkownika.
- 7) W wyniku pisma operatora systemu przesyłowego odnośnie wstrzymania świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej na rzecz jednej ze spółek obrotu, Prezes URE podjął interwencję w tejże spółce, zmierzającą do wyjaśnienia, czy zachowuje ona możliwość realizacji umów dotyczących obrotu energią elektryczną, szczególnie zaś z odbiorcami końcowymi. W tej samej sprawie do Prezesa URE zwrócili się także dwaj odbiorcy energii, z których jeden został poinformowany przez operatora systemu dystrybucyjnego o zaprzestaniu przez tę spółkę obrotu działalności i konieczności rozpoczęcia sprzedaży awaryjnej. W nadesłanych wyjaśnieniach spółka obrotu poinformowała Prezesa URE, że wstrzymanie realizacji usług przesyłowych spowodowane było przekroczeniem limitu wykorzystanego depozytu zabezpieczającego, co z kolei spowodowane było zachwianiem płynności finansowej przez opóźnienie wpłaty należności od klienta. Umowa z niesolidnym klientem została rozwiązana, depozyt uzupełniony, a świadczenie usług przesyłania na rzecz tejże spółki obrotu wznowione po upływie miesiąca od dnia zaprzestania świadczenia tych usług.
- 8) Wskutek wystąpień dwóch odbiorców, dotyczących nieprawidłowości w rozliczeniach za energię elektryczną, urząd podjął interwencję w sprawie i przeprowadził postępowanie wyjaśniające. Z przesłanych przez przedsiębiorstwo energetyczne wyjaśnień wynikało, że przedsiębiorstwo do czasu uzyskania przez Prezesa URE rozszerzenia koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej na osiedlu zamieszkiwanym przez ww. odbiorców, dokonywało rozliczeń za usługi dystrybucyjne w oparciu o zapisy umowne stosując zasadę refakturowania kosztów zakupu od lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a klasyfikacja odbiorców do grup taryfowych dokonywana jest przez przedsiębiorstwo energetyczne według kryteriów zgodnych z literą prawa.
Z przesłanych wyjaśnień wynikało również, że w przypadku jednego z odbiorców przedsiębiorstwo dokonało analizy zaistniałej sytuacji i zweryfikowało swoje podejście do odbiorców z niewielkim poborem energii elektrycznej, a w konsekwencji dokonało korekty wystawionych wcześniej faktur.

Po przeprowadzonym postępowaniu wyjaśniającym, udzielona została przez urząd odpowiedź odbiorcom informująca, że nie znajduje się podstaw do zakwestionowania poprawności w pobieraniu opłat za energię elektryczną.

- 9) W związku z przesłaną przez odbiorcę energii elektrycznej korespondencją w sprawie stosowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zasad rozliczeń w przypadku zamawiania mocy na rok kalendarzowy, w różnych wysokościach na poszczególne miesiące roku, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. W jego wyniku, oraz po analizie przedstawionych przez przedsiębiorstwo wyjaśnień, nie stwierdzono nieprawidłowości w sposobie dokonywania rozliczeń w ww. zakresie.
- 10) W związku przesłaną przez kilku odbiorców korespondencją w sprawie jednego z operatorów, który dokonując modernizacji kablowej sieci elektroenergetycznej zawierał z odbiorcami energii elektrycznej V grupy przyłączeniowej umowy o przyłączenie, obciążając ich opłatami za przyłączenie, bez względu czy wnioskowali oni o zwiększenie mocy czy też nie, wszczęto postępowanie wyjaśniające w tej sprawie. W wyniku przeprowadzonego postępowania, przedsiębiorstwo wysłało do odbiorców aneksy umów oraz dokonało korekty opłat za przyłączenie.
- 11) W związku z wystąpieniami dwóch odbiorców odnośnie, ich zdaniem, nieprawidłowego rozliczania za dostarczoną energię elektryczną (w okresie do czasu uzyskania rozszerzenia koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej) dokonywanymi przez jedno z przedsiębiorstw, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. Na podstawie nadesłanych dokumentów oraz wyjaśnień nie znaleziono podstaw do zakwestionowania poprawności opłat za energię elektryczną u jednego z odbiorców. Natomiast w stosunku do drugiego odbiorcy, przedsiębiorstwo po dokonaniu analizy zaistniałej sytuacji uznało, że stosowany dotychczas sposób wyznaczania średnich stawek opłat w przypadku niewielkiego poboru energii elektrycznej przez odbiorców w gospodarstwach domowych, powodował niewspółmiernie wysokie obciążenie kosztami, w stosunku do odbiorców z innych obszarów spółki, dlatego też przedsiębiorstwo zweryfikowało dokonywany sposób rozliczeń i dokonało korekt wystawionych uprzednio faktur.

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Kontrole te powinny mieć na celu ochronę odbiorców w szczególności konsumentów przed obniżeniem standardów świadczonych usług, jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk mogących nosić znamiona nieuczciwych praktyk rynkowych. Z uwagi na liczne skargi zgłaszane w 2014 r. przez konsumentów w zakresie zawierania umów przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej, w szczególności w stosunku do trzech przedsiębiorstw energetycznych działających na wolnym rynku obrotu energią elektryczną, Prezes URE podjął decyzję o konieczności zorganizowania indywidualnych spotkań z przedstawicielami tych przedsiębiorstw, które miały na celu wyjaśnienie przyczyn powstałych problemów, omówienie zagrożeń wynikających z przekazywanych skarg konsumenckich, przypomnienie sprzedawcom obowiązków wynikających z koncesji oraz podjęcie zobowiązań przez przedsiębiorstwa w postaci planów naprawczych, które pozwoliłyby na zminimalizowanie skali problemów, z jakimi zgłaszają się konsumenci, co w rezultacie przełoży się na podniesienie jakości ich obsługi. Problematyka skarg dotyczyła m.in. nieprawidłowości w trakcie procesów sprzedażowych: podszywania się pod pracowników URE a także pod dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej, niepełnego informowania przez przedstawicieli handlowych na czym polega procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, oferowania premii pieniężnych, braku pouczenia oraz przekazania informacji, jakie prawa przysługują odbiorcom. Wzrost liczby wspomnianych wyżej skarg prowadzi do wniosku, że odbiorcy – a często są to osoby w podeszłym wieku – nie są prawidłowo informowani przez konsultantów handlowych reprezentujących dane przedsiębiorstwo handlowe o przysługujących im prawach oraz o istocie zawieranej umowy.

Prezes URE podjął również interwencję w związku ze skargą sprzedawcy alternatywnego na praktyki handlowe sprzedawcy pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu w zakresie odzyskiwania klientów, które w opinii interweniującego miały być przejawem nieuczciwej konkurencji. Przedstawiciele grupy sprzedawców z urzędu odwiedzali klientów wyposażeni we wzory oświadczeń o uchyleniu się od skutków prawnych oświadczenia woli wyrażonego pod wpływem błędu przy zawieraniu umowy z nowym sprzedawcą. Istniało podejrzenie, że przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy nie udzielali odbiorcom rzetelnej i pełnej informacji na temat skutków finansowych

odstąpienia od nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej po 10 dniach od daty jej zawarcia (aktualnie – po 14 dniach). Prezes URE w zakresie swoich kompetencji nie mógł rozstrzygnąć tego sporu, jednocześnie podjął działanie w postaci zorganizowania trójstronnego spotkania mającego na celu omówienie problemu i zwrócenie uwagi na niejasne działania sprzedawcy związane z praktykami odzyskiwania klientów. Na spotkaniu Prezes URE wskazał na konieczność wykazywania szczególnej staranności w kontaktach z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych podczas prezentowania ofert sprzedażowych. Ponadto zaproponował, by nowy sprzedawca oraz sprzedawca dotychczasowy wyjaśnili wszystkie sporne kwestie na dwustronnym spotkaniu, co strony wstępnie zaakceptowały.

Działania interwencyjne w zakresie paliw gazowych

W 2014 r. przeprowadzono czynności wyjaśniające w odniesieniu do dwóch przedsiębiorstw sektora gazowego, w stosunku do których powzięto informacje, że mogą wykonywać koncesjonowaną działalność gospodarczą bez stosownej koncesji. Analiza zebranych dokumentów i informacji nie dostarczyła podstaw do stwierdzenia, że w powyższych sprawach wystąpiło uzasadnione podejrzenie popełnienia przez nie wykroczenia, określonego w art. 60¹ ustawy z 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń¹⁰⁰⁾, który stanowi, że prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji stanowi wykroczenie zagrożone karą ograniczenia wolności albo grzywny.

5.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych

Zgodnie z art. 23 ust. 4a ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do przeprowadzenia kontroli wykonania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2¹⁰¹⁾ oraz art. 49b ust. 1¹⁰²⁾ ustawy – Prawo energetyczne (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej oraz obowiązek publicznej sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego).

W 2014 r. Prezes URE rozpoczął kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2012 r. i latach kolejnych. Kontrola jest realizowana na podstawie złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań, stosownie do art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Ustawa nakłada obowiązek przekazania Prezesowi URE w terminie do 31 marca, sprawozdań z realizacji przedmiotowego obowiązku za rok poprzedni.

W 2014 r. prowadzone były również postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niewykonanie przedmiotowego obowiązku w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. w stosunku do czterech wytwórców.

¹⁰⁰⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 482 z późn. zm.

¹⁰¹⁾ Zgodnie z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi. Stosownie natomiast do ust. 2 ww. artykułu przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

¹⁰²⁾ Zgodnie z art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej:

- 1) w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw lub
- 2) siecią gazociągów kopalnianych, lub
- 3) terminalami skroplonego gazu ziemnego

– na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

11 września 2013 r. weszły w życie przepisy art. 49b ustawy – Prawo energetyczne przewidujące obowiązek publicznej sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego¹⁰³⁾. Stosownie do art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne obowiązkowi temu podlegają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi. Przedsiębiorstwa te są zobowiązane do sprzedaży nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej.

Jednocześnie przewidziano okres przejściowy wdrożenia przedmiotowego obowiązku. W okresie od 11 września 2013 r. do 31 grudnia 2013 r. przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane były do publicznej sprzedaży ilości nie mniejszej niż 30% wysokometanowego gazu ziemnego wprowadzonego do sieci przesyłowej, w 2014 r. – w ilości nie mniejszej niż 40% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej, a od 1 stycznia 2015 r. – w ilości nie mniejszej niż 55% tego gazu¹⁰⁴⁾.

Rok 2013 był zatem pierwszym rokiem, w którym stosowano obowiązek publicznej sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego. W 2014 r. kontrolą wykonania tego obowiązku został objęty okres od 11 września 2013 r. do 31 grudnia 2013 r.

W tym okresie jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego było PGNiG S.A.¹⁰⁵⁾

W wyniku przeprowadzonej kontroli ustalono, że PGNiG S.A. w 2013 r. nie wykonał obowiązku publicznej sprzedaży, o którym mowa w art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z czym aktualnie prowadzone jest postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niewykonanie przedmiotowego obowiązku.

5.2. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla

Ustawą z 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz innych ustaw¹⁰⁶⁾ zmieniającą m.in. ustawę o swobodzie działalności gospodarczej wprowadzono koncesję na przesyłanie dwutlenku węgla. Jednocześnie ww. ustawa wprowadziła zmiany w ustawie – Prawo energetyczne wskazując, że organem właściwym w sprawach koncesjonowania ww. działalności gospodarczej jest Prezes URE. Zgodnie z art. 1 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne ustawa ta określa także warunki wykonywania i kontrolowania działalności polegającej na przesyłaniu dwutlenku węgla w celu jego podziemnego składowania w celu przeprowadzenia projektu demonstracyjnego wychwytu i składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 1 ust. 3 ustawy z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze¹⁰⁷⁾. Zgodnie zaś z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania dwutlenku węgla. Jednocześnie wprowadzono obowiązek wyznaczenia operatora sieci transportowej dwutlenku węgla, którym może zostać wyłącznie podmiot posiadający koncesję na przesyłanie dwutlenku węgla.

Przedmiotowe zmiany weszły w życie 25 listopada 2013 r. Do 31 grudnia 2014 r. Prezes URE nie odnotował przypadku wystąpienia z wnioskiem w sprawie udzielenia koncesji na przesyłanie dwutlenku węgla ani zapytań podmiotów zainteresowanych wykonywaniem takiej działalności gospodarczej.

¹⁰³⁾ Zostały one dodane ustawą nowelizującą.

¹⁰⁴⁾ Zgodnie z art. 25 ustawy nowelizującej, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi realizuje obowiązek publicznej sprzedaży od:

- 1) 11 września 2013 r. do 31 grudnia 2013 r. – w ilości nie mniejszej niż 30% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej po dniu 11 września 2013 r.,
- 2) 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2014 r. – w ilości nie mniejszej niż 40% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej,
- 3) 1 stycznia 2015 r. – w ilości nie mniejszej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej.

¹⁰⁵⁾ Jednocześnie zgodnie art. 49b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą, które w danym roku posiadają prawo do przepustowości w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw, w wielkości mniejszej niż 10% sumy przepustowości wszystkich tych punktów, są zwolnione z obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego.

¹⁰⁶⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

¹⁰⁷⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 196.

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 wynikające m.in. z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, art. 33 ustawy o biopaliwach, określające 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.

Maksymalna wysokość kary pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne nie może przekroczyć 15% przychodu z działalności koncesjonowanej ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W 2014 r. Prezes URE, na mocy przysługujących regulatorowi uprawnień, wymierzył podmiotom regulowanym kary za nieprzestrzeganie przepisów Prawa energetycznego oraz innych ustaw związanych z zadaniami Prezesa URE w zakresie regulacji rynku paliw i energii, których łączna wartość wyniosła ponad 7 719 000 zł kary za. To efekt 398 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 258 zakończyły się wymierzeniem określonej kary.

W 2014 r. Prezes URE wszczął, wobec siedmiu przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców, określonej zgodnie z § 2 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych¹⁰⁸⁾.

W przypadku pięciu przedsiębiorców Prezes URE odstąpił od wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Wobec dwóch przedsiębiorców Prezes URE orzekł, że prowadząc działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła nie utrzymywali wymaganych zapasów węgla kamiennego, przez co wyczerpali swoim działaniem znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne i wymierzył im kary pieniężne, łącznie w wysokości 15 000 zł. Ustalone kary nie charakteryzowały się znaczącą dolegliwością i w każdym przypadku kwota kary była adekwatna do stopnia szkodliwości popełnionego czynu. Nałożone kary pieniężne zostały uiszczone.

W 2014 r. po raz pierwszy Prezes URE umieszczał w BIP URE sprawozdania o wytwarzaniu energii elektrycznej przez osoby fizyczne niebędące przedsiębiorcami, w mikroinstalacjach przyłączonych do sieci OSD, o których mowa w art. 9w ustawy – Prawo energetyczne. W związku z brakiem złożonych sprawozdań, zostało wszczętych 28 postępowań o nałożenie kary pieniężnej wobec OSD, którzy nie wywiązali się z nałożonego na nich obowiązku.

W związku z brakiem złożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła przez jedno przedsiębiorstwo energetyczne przed terminem ekspirowania obowiązującej taryfy dla ciepła tego przedsiębiorstwa, wszczęto postępowanie o nałożenie kary. Ze względu na niewielkie opóźnienie złożenia wniosku oraz głównie z powodu wnioskowania i zatwierdzenia ustalonej taryfy dla ciepła na dotychczasowym poziomie oraz zaprzestanie naruszania prawa, stwierdzono niską szkodliwość popełnionego czynu, co w konsekwencji zostało uznane za spełnienie przesłanek, o jakich mowa w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne i stanowiło podstawę do odstąpienia od wymierzenia kary pieniężnej temu przedsiębiorstwu.

Ponadto, Prezes URE nałożył na jedno przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną w wysokości 50 000 zł za stosowanie cen i taryf nie przestrzegając obowiązku ich przedstawiania

¹⁰⁸⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 z późn. zm.

Prezesowi URE do zatwierdzenia określonego w art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (przez co wyczerpało znamiona czynu art. 56 ust. 1 pkt 5 tej ustawy). Przedsiębiorstwo uiściło karę.

Jednocześnie prowadzonych było szesnaście postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych dotyczących nieprzedłożenia Prezesowi URE sprawozdań z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną – za 2011 rok (jedno postępowanie), za 2012 rok (dziesięć postępowań) oraz za 2013 rok (pięć postępowań). Na mocy wspomnianego przepisu, przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do corocznego przedkładania Prezesowi URE, w terminie do 30 kwietnia, 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 są tylko te przedsiębiorstwa, które są zobowiązane do uzgodnienia projektu planu rozwoju z Prezesem URE.

W przedmiotowych postępowaniach Prezes URE skorzystał przede wszystkim z postanowienia art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, w którym ustawodawca przewidział możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek. Prezes URE wobec ośmiu przedsiębiorstw wydał decyzje, w których orzekł naruszenie prawa i jednocześnie odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej. W przypadku trzech przedsiębiorstw postępowanie zakończyło się wymierzeniem kary w wysokości 1 000 zł, bowiem nie zachodziły przesłanki do odstąpienia od wymierzenia kary głównie z uwagi na fakt, że przedsiębiorstwo po raz kolejny nie wywiązało się z nałożonego obowiązku w terminie ustawowym.

Ponadto, w 2014 r. wszczętych zostało dwanaście postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kar pieniężnych dotyczących nieprzedłożenia Prezesowi URE, do uzgodnienia, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (jedno postępowanie) i jego aktualizacji (jedenaście postępowań), tj. naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 2 i 4 oraz art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne.

W świetle regulacji zawartych w art. 16 ust. 2 i 4 tej ustawy – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju na okres nie krótszy niż 5 lat, który podlega aktualizacji co 3 lata. Zgodnie z art. 16 ust. 13 pkt 2 projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 50 GWh tej energii. Natomiast art. 16 ust. 14 ustawy nakłada na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obowiązek przedłożenia Prezesowi URE do 31 marca do uzgodnienia projektu planu rozwoju i jego aktualizacji.

Powyższe postępowania nie zostały zakończone w 2014 r.

Ponadto w 2014 r. zakończyło się postępowanie przed SOKiK w sprawie nałożenia kary pieniężnej na jedną spółkę, której powodem było nabywanie energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorcę nie posiadającego wymaganej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, czym ukarana spółka naruszyła warunek 2.1.2. koncesji na obrót energią elektryczną (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne). SOKiK wyrokiem z grudnia 2014 r. oddalił odwołanie przedsiębiorstwa. Wyrok uprawomocnił się w styczniu 2015 r.

W 2014 r. Prezes URE skierował do dwóch przedsiębiorstw energetycznych zawiadomienie o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące 2011 r.¹⁰⁹⁾ Dodatkowo, w 2014 r. prowadzone były dwa

¹⁰⁹⁾ Zgodnie z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, z zastrzeżeniem ust. 2. Stosownie natomiast do ust. 2 ww. artykułu przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej rozpoczęte w 2013 r., dotyczące braku realizacji ww. obowiązku w 2011 r.

Do 31 grudnia 2014 r. wszystkie prowadzone postępowania w tego rodzaju sprawach za 2011 r. zostały zakończone wydaniem decyzji, na mocy których Prezes URE uznał, że przedsiębiorstwa energetyczne naruszyły prawo poprzez niewypełnienie obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku trzech przedsiębiorstw energetycznych zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 85 250 zł.

Ponadto zaznaczyć należy, że w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne ustawodawca przewidział, że Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek w roku następnym. Wskazane przesłanki uprawniające do odstąpienia od wymierzenia kary dotyczą zarówno czynu (znikomy stopień społecznej szkodliwości), jak i strony podmiotowej, polegającej na pozytywnym, z punktu widzenia prawodawcy, zachowaniu adresata kary pieniężnej, tj. zaprzestaniu naruszania prawa lub na realizacji obowiązku wynikającego z norm art. 56 ust. pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne. W kontekście powyższego Prezes URE wydał jedną decyzję orzekającą naruszenie prawa i jednocześnie stwierdził, że przedsiębiorstwo energetyczne spełniło kumulatywne przesłanki uprawniające do skorzystania z przewidzianej w analizowanym przepisie instytucji, co w konsekwencji prowadziło do odstąpienia od wymierzenia kary pieniężnej. W przedmiotowym postępowaniu wystąpiły wyżej określone przesłanki, bowiem wykazano znikomą szkodliwość czynu oraz fakt zrealizowania obowiązku publicznej sprzedaży w 2012 r.

Na chwilę obecną prowadzone są dwa postępowania odwoławcze od decyzji Prezesa URE za 2011 r.

W 2014 r. Prezes URE wszczął pięć postępowań przeciwko operatorowi systemu dystrybucyjnego wchodzącego w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na nieprawidłowości przy przeprowadzeniu procedury zmiany sprzedawcy w latach 2013–2014. W toku prowadzonych postępowań ustalono, że główną przyczyną ww. nieprawidłowości było błędne funkcjonowanie systemu informatycznego OSD wprowadzające odbiorców, jak i nowych sprzedawców w błąd, co do poprawności przeprowadzonego procesu zmiany sprzedawcy. W przypadku dwóch z ww. postępowań ustalono, że OSD nie przestrzegał postanowień IRIESD, przez co wyczerpał znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne. W związku z powyższym Prezes URE wymierzył OSD dwie kary pieniężne. Operator wniósł odwołanie od tych decyzji.

W przypadku jednego z ww. pięciu postępowań Prezes URE wydał decyzję o umorzeniu postępowania ze względu na fakt, że OSD nie naruszył postanowień IRIESD, a jedynie wystąpiły okoliczności wskazujące na możliwość naruszenia zapisów Generalnej Umowy Dystrybucyjnej zawartej między OSD a jednym ze sprzedawców energii elektrycznej, czyli umowy o charakterze cywilno-prawnym. Z kolei Prezes URE nie jest organem właściwym do rozpatrywania kwestii spornych wynikających z zawartych umów cywilno-prawnych, gdyż jest to domena sądu powszechnego.

Kolejne dwa z ww. pięciu postępowań nie zostały zakończone się w 2014 r.

Prezes URE kontynuował, zawieszony w 2012 r., postępowania w sprawie wymierzenia pięciu największym OSD kar pieniężnych w związku z przedłożeniem, mimo wezwania, do zatwierdzenia IRIESD niespełniających wymagań określonych w ustawie – Prawo energetyczne. W 2012 r. OSD odwołały się od tych decyzji do SOKiK, co spowodowało, że Prezes URE zawiesił postępowania na czas rozpatrzenia odwołań. W międzyczasie OSD przygotowały i przedłożyły do zatwierdzenia projekty IRIESD spełniające wymagania ww. ustawy, które zostały następnie zatwierdzone przez Prezesa URE. W 2014 r. SOKiK wydał postanowienie o umorzeniu ww. postępowań na wniosek OSD. Następnie Prezes URE skorzystał z postanowienia art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, w którym ustawodawca przewidział możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek.

Ponadto Prezes URE w 2014 r. prowadził jedno postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za naruszenia obowiązków wynikających z IRIESD, które polegało na stosowaniu przez OSD w 2014 r. postanowień IRIESD obowiązującej do 31 grudnia 2013 r., mimo obowiązującej już zmienionej IRIESD. Postępowanie zostało w części umorzone jako bezprzedmiotowe, natomiast w pozostałym zakresie Prezes URE, z uwagi na znikomy stopień

szkodliwości popełnionego czynu oraz zaprzestanie naruszenia prawa przez przedsiębiorstwo odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej. Decyzja nie jest prawomocna, przedsiębiorstwo odwołało się do SOKiK.

W 2014 r. Prezes URE wymierzył karę pieniężną w wysokości 20 000 zł w związku z niewywiązaniem się przez jedno z przedsiębiorstw z obowiązków, o których mowa w art. 9e ust. 5 i 9l ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie potwierdzania ilości wytworzonej energii elektrycznej, na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, skutkiem czego zostały przedłożone Prezesowi URE wnioski o wydanie świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji zawierające dane niezgodne ze stanem faktycznym.

W 2014 r. zostało wydanych dziewięć decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z faktem niewystąpienia z nieuzasadnionych powodów do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie operatora systemu gazowego, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W ośmiu przypadkach Prezes URE zdecydował o nałożeniu kary pieniężnej, zaś w jednym przypadku – o umorzeniu postępowania. Siedem z powyższych decyzji jest prawomocnych i podmioty, na które nałożono kary pieniężne uiszczyły je we właściwej wysokości. W dwóch przypadkach przedsiębiorstwa odwołały się od decyzji w przedmiocie nałożenia na nich kary pieniężnej.

Ponadto w 2014 r. Prezes URE wydał dwie decyzje w sprawie nałożenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem warunków koncesyjnych poprzez niezrealizowanie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jedno postępowanie dotyczyło braku dywersyfikacji w latach 2010–2011, drugie zaś w 2011 r. Obie decyzje są nieprawomocne.

Łącznie w 2014 r. w zakresie koncesji i operatorstwa dla paliw gazowych wydano jedenaście decyzji w sprawach wymierzenia kary pieniężnej na łączną kwotę 116 000 zł.

Ponadto wszczęto postępowanie dotyczące wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, tj. świadczeniem usługi dystrybucji paliw gazowych bez posiadania statusu OSD wyznaczonego na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne.

W zakresie taryf dla paliw gazowych w 2014 r. Prezes URE wydał trzy decyzje.

Pierwszą w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na stosowaniu w rozliczeniach za paliwo gazowe cen wyższych od zatwierdzonych. Postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, na mocy której Prezes URE uznał, że przedsiębiorstwo to naruszyło prawo i wymierzył karę pieniężną.

Drugą decyzją Prezes URE orzekł, że przedsiębiorstwo prowadząc działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym wysokometanowym w postaci skroplonej stosowało ceny i taryfy nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, do czego było zobowiązane na mocy postanowień art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przez co wyczerpało znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. W związku z tym, że przedsiębiorstwo wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG) i uzyskało w tym zakresie zwolnienie (co oznacza, że zaprzestało naruszania prawa) a także zważywszy na to, że do czasu zwolnienia z taryfowania działalność w omawianym zakresie prowadzona była ze stratą (a to z kolei oznacza, że stopień szkodliwości czynu był znikomy), na podstawie art. 56 ust. 6a Prawa energetycznego Prezes URE odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej.

W trzecim przypadku przedsiębiorstwu wymierzona została kara pieniężna, ponieważ prowadząc działalność w zakresie obrotu i dystrybucji gazem ziemnym stosowało ceny i taryfy nie przestrzegając obowiązku ich przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, do czego zobowiązane było na mocy postanowień art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego, przez co wyczerpało znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 5 tej ustawy.

Łączna kwota kar z tytułu stosowania taryfy niezatwierdzonej przez Prezesa URE bądź stosowaniu cen wyższych niż zatwierdzone wyniosła 10 000 zł.

W 2014 r., w związku z naruszeniami w 2013 r. art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach, zapadło jedenaście decyzji, z czego mocą siedem decyzji wymierzono karę pieniężną osobie kierującej działalnością przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 24 tej ustawy (tzn. przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom), na podstawie art. 63 ust. 1 pkt 6 ustawy o zapasach (karze pieniężnej podlega ten, kto będąc osobą kierującą działalnością przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 24 tej ustawy, nie przedstawi w wyznaczonym terminie informacji, o której mowa w art. 27 tej ustawy, albo przedstawi w tej informacji dane nieprawdziwe).

Trzy postępowania wszczęte w 2014 r. w związku z naruszeniami art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach są kontynuowane w 2015 r.

Ponadto w 2014 r. wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu energetycznemu w związku z naruszeniem postanowienia art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, bowiem do 30 kwietnia 2014 r. przedsiębiorstwo nie przedstawiło sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe za 2013 r. Przedmiotowe postępowanie zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji nakładającej na przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną, na podstawie art. 56 ust. 6 w związku z art. 56 ust. 1 pkt 31 ustawy – Prawo energetyczne.

W zakresie paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i biokomponentów w celu efektywnego wypełniania działań zmierzających 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 organ regulacyjny wyposażony został w kompetencje o charakterze karnym wynikające m.in. z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 33 ustawy o biopaliwach, określające konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu i jego możliwości finansowe. Maksymalna wysokość kary pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE na tej podstawie nie może przekroczyć 15% przychodu z działalności koncesjonowanej ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Z przepisów ustawy o biopaliwach¹¹⁰⁾ wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) m.in. za niewykonywanie przez producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków, polegających na przekazywaniu sprawozdań kwartalnych¹¹¹⁾ lub w przypadku podawania w tych sprawozdaniach nieprawdziwych danych. W tym miejscu warto zasygnalizować, że 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, od 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. 30b¹¹²⁾ ust. 1 ustawy o biopaliwach lub podania w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych¹¹³⁾. Kolejne korekty przepisów ustawy o biopaliwach, m.in. w zakresie rodzajów uchybień podlegających karze pieniężnej wymierzonej przez Prezesa URE, przyniosła z dniem 9 maja 2014 r. ustawa z 21 marca 2014 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw¹¹⁴⁾. Prezes URE utracił wówczas uprawnienie do wymierzania kar pieniężnych w związku z wykonywaniem obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców biokomponentów, zyskał zaś możliwość sankcjonowania przypadków odmowy udzielania informacji związanych z obowiązkiem realizacji Narodowych Celów Wskaźnikowych, względnie braków w dokumentacji przedkładanej w toku rozliczania tego obowiązku. Wysokość kary pieniężnej w tego rodzaju sprawach uchybień obowiązkowi sprawozdawczym wynosi niezmiennie 5 000 zł¹¹⁵⁾.

¹¹⁰⁾ 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.

¹¹¹⁾ O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

¹¹²⁾ 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.).

¹¹³⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8a w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 oraz art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁴⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 457 z późn. zm.

¹¹⁵⁾ Art. 33 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

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 ustawie o biopaliwach¹¹⁶⁾. Wpływy z tytułu wymienionych wyżej kar pieniężnych stanowiły do 8 maja 2014 r. przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, zaś od 9 maja 2014 r. – dochód budżetu państwa¹¹⁷⁾.

W 2014 r. Prezes URE wszczął 16 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie ustawy o biopaliwach. Natomiast 21 postępowań prowadzonych w tego rodzaju sprawach zostało zakończonych wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorcy, poprzez niezłożenie w terminie sprawozdania, naruszyli odpowiednio art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biopaliwach. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 105 000 zł. Kary te mają charakter porządkowy, tj. ukierunkowane zostały na zdyscyplinowanie przedsiębiorców do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 30 ust. 1, 2 i art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach.

Prezes URE kontynuował także postępowania wyjaśniające związane z rozliczeniem obowiązku realizacji Narodowych Celów Wskaźnikowych w latach wcześniejszych, jednak w 2014 r. nie została wymierzona żadna kara pieniężna z tytułu uchybienia obowiązkowi zapewnienia 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 na potrzeby własne.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył również kary pieniężne na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych na łączną kwotę 1 358 371 zł, w szczególności w związku z naruszeniem obowiązków wynikających z udzielonych koncesji. Podobnie jak w latach ubiegłych, najczęstszym przypadkiem naruszania warunków koncesji było 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. Pozostałe kary pieniężne wymierzane były m.in. koncesjonariuszom, którzy nie dostosowali sposobu wykonywania działalności gospodarczej do obowiązujących przepisów, w tym nie wyposażyli eksploatowanych obiektów w instalacje i urządzenia określone obowiązującymi przepisami określającymi wymogi techniczne i ochrony środowiska lub zawierali umowy kupna-sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami, które nie posiadały stosownej koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka była wymagana przepisami ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto koncesjonariusze sektora paliwowego karani byli za niedochowanie obowiązku informacyjnego względem Prezesa URE, dotyczącego w szczególności zmiany nazwy lub siedziby firmy, rozszerzenia bądź zawężenia rodzaju i zakresu koncesjonowanej działalności gospodarczej. Za wskazane naruszenia warunków koncesji Prezes URE w 2014 r. ukarał 39 koncesjonariuszy na łączną sumę 1 348 171 zł. Ponadto, w trzech 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 10 200 zł.

Najniższa spośród nałożonych przez Prezesa URE w 2014 r. kar związanych z działalnością koncesjonowaną przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wyniosła 500 zł, a najwyższa 348 000 zł.

5.4. Rozstrzygnięcie sporów

W zakresie rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne największy ciężar gatunkowy mają sprawy związane z odmowami przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii. Kwestie związane z wydawaniem rozstrzygnięć w tym zakresie zostały omówione w pkt 1.6.4. niniejszego Sprawozdania.

¹¹⁶⁾ Art. 33 ust. 5 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁷⁾ Art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach.

Należy przy tym podkreślić, że liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporów rozpatrywanych w 2014 r. pozostaje na poziomie zbliżonym do 2013 r. Dane obrazujące strukturę tematyczną oraz ilościową spraw spornych pozostających w kompetencji oddziałów terenowych URE obrazuje tabela 9, zatytułowana „Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w 2014 r.” zamieszczona w Aneksie do Sprawozdania.

Warto zwrócić uwagę, że wyrokiem z 12 listopada 2014 r. w sprawie XVII AmE 134/13, SOKiK oddalił odwołanie od decyzji Prezesa URE z 19 września 2013 r. Nr OŁO-5111-4(34)/2013/HZ, w sprawie z wniosku jednego z przedsiębiorstw dotyczącej odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej z jedną ze spółek obrotu, wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Przedmiotowe postępowanie dotyczyło największego na świecie bloku energetycznego opalanego biomasą.

Wspomnieć także należy, że na liberalizowanych rynkach paliw i energii na szczególną uwagę Prezesa URE zasługuje udoskonalanie istniejących, jak też wypracowanie nowych mechanizmów i standardów gwarantujących ochronę interesów odbiorców, w szczególności tych słabych ekonomicznie, przed nieuczciwymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych. Do najistotniejszych aspektów tej ochrony należy zapewnienie uczestnikom rynków paliw i energii możliwości szybkiego, taniego, obiektywnego oraz fachowego rozwiązywania sporów. Dlatego też, jedna ze szczególnych sfer aktywności oddziałów terenowych URE koncentruje się na maksymalnym wykorzystywaniu, podczas rozpatrywania sporów i skarg, nowoczesnych metod rozwiązywania konfliktów.

W obszarze spraw spornych i skarg na przedsiębiorstwa energetyczne oddziały kontynuowały działania o charakterze mediacyjnym starając się przekonać uczestników postępowań, że załatwienie sprawy w drodze porozumienia to najlepszy sposób rozwiązania sporu.

Na uwagę i podkreślenie zasługuje coraz większa świadomość odbiorców odnośnie przysługujących praw. W okresie sprawozdawczym nastąpił wzrost skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności w zakresie rozliczeń, gdzie występowało zagrożenie wstrzymaniem dostaw paliw lub energii, realizacji umowy, czy spraw dotyczących zmiany sprzedawcy. W obszarze skarg dotyczących zmiany sprzedawcy paliw/energii szczególnie niepokojące było zjawisko ujawniające, że przedstawiciele handlowi przedsiębiorstw energetycznych stwarzali atmosferę nie pozwalającą na spokojne zapoznanie się z ofertą, czy dokumentami, w tym projektami umów, podsuwającymi do podpisu wywierając presję na zawarcie umów w takich warunkach, nie przedstawiali odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji o ofercie oraz w kwestii praw i obowiązków przy zmianie sprzedawcy energii/gazu, czy wręcz wprowadzali w błąd zdezorientowanych konsumentów. Na przestrzeni roku nasilały się także skargi dotyczące powoływania się przez tzw. „domokrądców” na markę lokalnego OSD, czy na autorytet URE. Z relacji skarżących wynikało, że odwiedzające je osoby wskazywały, że są przedstawicielami konkretnej spółki bądź URE, stosowały grę słów z udziałem tych podmiotów nie pozwalającą często na określenie kontekstu w jakim spółka bądź URE występuje. Po zaistnieniu takich przypadków, na stronie internetowej urzędu opublikowano ostrzeżenia mające chronić odbiorców przed tego typu zachowaniami nieuczciwych sprzedawców energii elektrycznej i ich przedstawicieli.

Ponadto w centrali urzędu w 2014 r. prowadzone było postępowanie administracyjne na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, o rozstrzygnięcie sporu o odmowę zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła. Ze względu na orzeczenie sądu o upadłości jednej ze stron, Prezes URE zawiesił postępowanie na podstawie art. 98 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego, po uprzednim wniosku jednej ze stron i braku sprzeciwu pozostałych stron.

5.5. System wsparcia efektywności energetycznej

Rok 2014 był czwartym rokiem obowiązywania ustawy o efektywności energetycznej, która weszła w życie (z pewnymi wyjątkami) 11 sierpnia 2011 r. Ustawa ta rozszerzyła katalog zadań realizowanych przez Prezesa URE o zadania związane z administrowaniem systemem świadectw efektywności energetycznej (tzw. „białych certyfikatów”). Ponadto ustawa 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.

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.

Obecnie przepisy ustawy o efektywności energetycznej przewidują dla Prezesa URE kompetencje dla realizacji następujących zadań:

- 1) począwszy od 2012 r.:
 - a) ogłaszania, organizowania, i przeprowadzania 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 urządzenia służące procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, czyli urządzenia potrzebne własnych oraz dla przedsięwzięć skutkujących zmniejszeniem strat energii w przesyłce lub dystrybucji;
 - b) wydawania świadectw efektywności energetycznej;
 - c) przeprowadzenia audytów weryfikacyjnych w odniesieniu do zrealizowanych przedsięwzięć efektywnościowych;
 - d) wymierzania kar pieniężnych w przypadku stwierdzenia naruszenia przepisów ustawy przez podmioty biorące udział w przetargach,
- 2) począwszy od 2013 r.:
 - a) identyfikacji podmiotów zobowiązanych do rozliczenia się z obowiązku uzyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej;
 - b) identyfikacji ilościowej obowiązku w odniesieniu do każdego z ww. podmiotów, przy uwzględnieniu ulg i zwolnień przewidzianych w ustawie;
 - c) dokonania rozliczenia obowiązku pozyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej;
 - d) wymierzania kar pieniężnych w przypadku stwierdzenia naruszenia przepisów dotyczących realizacji obowiązków, o których mowa w pkt a).

W związku z określonymi przepisami ustawy o efektywności energetycznej zakresem zadań dla Prezesa URE, kluczowe znaczenie dla możliwości ich realizacji a w konsekwencji dla osiągnięcia celów przewidzianych w ustawie, mają regulacje znajdujące się w szeregu aktów wykonawczych. Pierwotnie ustawa o efektywności energetycznej przewidywała w tym zakresie konieczność wydania

pięciu rozporządzeń oraz trzech obwieszczeń, natomiast po nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej, mającej na celu zmniejszenie liczby zawodów regulowanych w Polsce, ustawa zawiera delegacje do wydania trzech rozporządzeń i trzech obwieszczeń.

Ponadto w październiku 2014 r. został przyjęty przez Radę Ministrów Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014. Dokument ten został przygotowany w związku z obowiązkiem przekazywania Komisji Europejskiej sprawozdań z wdrażania dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, a także obowiązkiem nałożonym na Ministra Gospodarki na podstawie art. 6 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej

1 stycznia 2013 r. weszły w życie przepisy art. 12 ustawy o efektywności energetycznej nakładające na przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, na określonych w ww. przepisach zasadach oraz na zasadach zawartych w przepisach rozporządzenia z 4 września 2012 r.¹¹⁸⁾, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE, świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Obowiązane podmioty zobowiązane są wypełnić ww. obowiązek do 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy. W przeciwnym wypadku narażają się na sankcje w postaci nałożenia przez Prezesa URE kary pieniężnej, sięgającej do 10% przychodu osiągniętego w roku podatkowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

Zatem w 2014 r., zgodnie z brzmieniem art. 12 ustawy o efektywności energetycznej, podmioty obowiązane, o których mowa w art. 12 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej, w celu wywiązania się za lata 2013–2014 z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw efektywności energetycznej. W tym okresie Prezes URE wydał 44 decyzje umarzające świadectwa efektywności energetycznej na łączną ilość 6 628,098 toe, potwierdzających deklarowaną oszczędność energii wynikającą ze zrealizowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw efektywności energetycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 51. Wolumen umorzonych w 2014 r. świadectw efektywności energetycznej

W celu realizacji obowiązku za rok	Liczba wydanych decyzji	Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2013	41	6 509,732
2014	3	118,366
Łącznie	44	6 628,098

Źródło: URE.

Biorąc pod uwagę termin przewidziany do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku wynikającego z art. 12 ustawy o efektywności energetycznej, upływający 31 marca 2014 r., kontrola jego wykonania rozpoczęła się po tym dniu i stanowiła zadanie Prezesa URE, realizowane w ciągu 2014 r. Podobnie obowiązek, o którym mowa wyżej, realizowany za rok 2014, rozliczany jest przez Prezesa URE dopiero po upływie terminu przewidzianego do jego wykonania (tj. po 31 marca 2015 r.) stanowiąc zadanie Prezesa URE przewidziane do realizacji na rok 2015.

W myśl art. 12 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej, podmiotami zobowiązanymi do realizacji obowiązku, o którym mowa art. 12 ust. 2 ww. ustawy, były:

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,

¹¹⁸⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1039).

- 2) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będący członkami giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych¹¹⁹⁾, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej,
- 3) towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na giełdzie towarowej na zlecenie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Jednocześnie, zgodnie z art. 12 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej, ww. obowiązek nie dotyczy przedsiębiorstw energetycznych sprzedających ciepło odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jeżeli łączna wielkość mocy zamówionej przez tych odbiorców nie przekracza 5 MW.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2013 r. objęto 2 235 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej bądź ciepła lub prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, ciepłem bądź gazem ziemnym. W ciągu 2014 r. trwało wyłanianie podmiotów, które w 2013 r. faktycznie podlegały obowiązkowi, o którym mowa w art. 12 ustawy o efektywności energetycznej.

5.5.1. Organizowanie i przeprowadzanie przetargów w celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej

Przeprowadzenie drugiego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Zgodnie z treścią art. 16 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej Prezes URE co najmniej raz w roku ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg, mający na celu dokonanie wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej.

Mając na uwadze powyższe, 27 grudnia 2013 r. Prezes URE zamieścił w Biuletynie Informacji Publicznej URE ogłoszenie nr 1/2013 w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej.

W ogłoszeniu o przeprowadzeniu przetargu Prezes URE określił wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w tym przetargu, dla każdej z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 16 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej, na poziomie:

- 1) 1 094 636,8 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 2) 136 829,6 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 3) 136 829,6 toe dla przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji.

Określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w pierwszym przetargu Prezes URE kierował się, w myśl art. 16 ust. 6 ustawy, stopniem realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy.

Zgodnie z art. 6 ust. 2 pkt 3 lit. a ustawy o efektywności energetycznej, informacje o postępie w realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią zawiera krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 6 ust. 1 ustawy. Drugi Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej został przyjęty przez Radę Ministrów 17 kwietnia

¹¹⁹⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, Nr 81, poz. 530 i Nr 182, poz. 1228.

2012 r. W dokumencie tym założono oczekiwane oszczędności energii finalnej uzyskane w oparciu o system świadectw efektywności energetycznej w wysokości 25 586 GWh czyli 2,2 Mtoe do 2016 r.

Podmioty zainteresowane udziałem w drugim przetargu mogły składać oferty przetargowe do 27 stycznia 2014 r.

Z kolei 27 lutego 2014 r., tj. w dniu przeprowadzenia przetargu, komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE dokonała otwarcia ww. ofert przetargowych.

W odpowiedzi na ww. ogłoszenie Prezesa URE do urzędu wpłynęło 487 ofert przetargowych, z czego:

- trzy oferty zostały wycofane na wniosek podmiotów przystępujących do przetargu,
- 484 ofert zostało skutecznie zgłoszonych do udziału w przetargu.

Tabela 52. Zagregowane dane charakteryzujące oferty przetargowe skutecznie złożone w drugim przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Lp.	Rodzaj danych	Dane
1	Liczba skutecznie złożonych ofert przetargowych po ich otwarciu [szt.]	484
2	Liczba podmiotów przystępujących do przetargu – dane ze skutecznie złożonych otwartych ofert przetargowych [szt.]	207
3	Liczba ofert w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych [szt.]	257
4	Liczba ofert w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych [szt.]	62
5	Liczba ofert w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji [szt.]	165
6	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku, tj. suma ze wszystkich skutecznie złożonych otwartych ofert przetargowych [toe/rok]	92 435,877
7	Przedział poziomu deklarowanej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku [toe/rok]	od 10,200 do 3 609,609
8	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 1 [toe/rok]	47 511,900
9	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 2 [toe/rok]	24 417,155
10	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 3 [toe/rok]	20 506,822
11	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	110 216,651
12	Przedział wartości świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	od 4 do 4 030
13	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 1 [toe]	60 615,291
14	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 2 [toe]	27 161,104
15	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 3 [toe]	22 440,256
16	Przedział wartości efektu energetycznego ω^* we wszystkich ofertach	od 0,0983 do 2,9
17	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 1	od 0,2 do 2,75
18	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 2	od 0,36 do 2,14
19	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 3	od 0,0983 do 2,9
20	Okres uzyskiwania oszczędności na podstawie wszystkich ofert (lata kalendarzowe)	od 1 roku do 2015 lat

* Wartość efektu energetycznego ω – stosunek ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w wyniku realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej do wartości świadectwa efektywności energetycznej.

Źródło: URE.

Jednocześnie należy wskazać, że podmiotami przystępującymi do drugiego przetargu w szczególności były:

- przedsiębiorstwa energetyczne ciepłownicze (zakres działalności: wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucja ciepła, obrót ciepłem),
- przedsiębiorstwa energetyczne elektroenergetyczne (zakres działalności: wytwarzanie energii elektrycznej, przesyłanie energii elektrycznej, dystrybucja energii elektrycznej, obrót energią elektryczną),
- spółdzielnie mieszkaniowe,
- przedsiębiorstwa przemysłowe (przemysł wydobywczy, spożywczy, motoryzacyjny, hutniczy),
- centra handlowe,

- instytucje doradztwa energetycznego,
- właściciele budynków biurowych,
- firmy telekomunikacyjne,
- gminy,
- inne.

Natomiast zakres przedsięwzięć zgłoszonych przez ww. podmioty do udziału w przetargu obejmował w szczególności takie przedsięwzięcia, jak:

- 1) zakres przedsięwzięć w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych:
 - likwidacja indywidualnego, niskoefektywnego ogrzewania mieszkań i budynków, i zastąpienie ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - likwidacja niskoefektywnych kotłowni gazowych i olejowych i zastąpienie ich ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - modernizacja i wymiana oświetlenia drogowego i oświetlenia w budynkach na energooszczędne;
 - modernizacja indywidualnych węzłów cieplnych;
 - modernizacja instalacji centralnego ogrzewania;
 - odzysk energii z procesu przemysłowego;
 - przebudowa i modernizacja pomp obiegowych;
 - termomodernizacja budynków;
 - modernizacja i wymiana urządzeń wykorzystywanych w procesach przemysłowych,
- 2) zakres przedsięwzięć w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych:
 - modernizacja urządzeń potrzeb własnych;
 - optymalizacja potrzeb własnych,
- 3) zakres przedsięwzięć w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyle lub dystrybucji:
 - modernizacja i wymiana sieci ciepłowniczych;
 - modernizacja izolacji termicznej sieci ciepłowniczej;
 - modernizacja grupowych węzłów cieplnych;
 - wymiana transformatorów;
 - zmiana czynnika zasilającego sieć ciepłowniczą z pary na wodę.

29 października 2014 r. komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE rozstrzygnęła drugi przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Realizując obowiązki wynikające z przepisów § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹²⁰⁾, Prezes URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, zamieścił protokół z przebiegu przeprowadzonego przetargu, sporządzony przez komisję przetargową. Ww. protokół zawiera m.in.:

- 1) oznaczenie daty i miejsca:
 - a) składania ofert przetargowych;
 - b) otwarcia ofert przetargowych;
 - c) rozstrzygnięcia przetargu,
- 2) liczbę złożonych ofert przetargowych,
- 3) wskazanie ofert przetargowych:
 - a) odrzuconych wraz z podaniem przyczyn ich odrzucenia;
 - b) wybranych, w których, zgodnie z deklaracją przetargową, zadeklarowano wartość efektu energetycznego zawierającą się w przedziale, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej;
 - c) niewybranych z podaniem przyczyn ich niewybrania.

W wyniku rozstrzygnięcia drugiego przetargu komisja przetargowa wybrała 302 oferty przetargowe natomiast liczba ofert, które nie zostały wybrane wyniosła 13. Ponadto 169 ofert

¹²⁰⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1227, dalej: „rozporządzenie przetargowe”.

przetargowych zostało odrzuconych, w związku z wystąpieniem przesłanek, o których mowa w § 10 ust. 3 rozporządzenia przetargowego¹²¹⁾.

Istotną rolę w ofercie przetargowej pełnią:

- 1) deklaracja przetargowa, która stanowi oświadczenie woli w zakresie przystąpienia do przetargu, i zawiera parametry niezbędne dla rozstrzygnięcia przetargu, które powinny stanowić odzwierciedlenie danych zawartych w audycie efektywności energetycznej i karcie tego audytu, oraz wnioskowaną wartość świadectwa efektywności energetycznej,
- 2) karta audytu efektywności energetycznej stanowiąca wyciąg danych zawartych w audycie, która w przypadku wygrania przetargu i otrzymania świadectwa efektywności energetycznej, zamieszczana jest w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Z powyższego wynika, że jednym z istotnych warunków otrzymania wsparcia ze środków publicznych w postaci świadectw efektywności energetycznej jest dochowanie należytej staranności w zakresie sporządzania oferty przetargowej, ze szczególnym uwzględnieniem deklaracji przetargowej i karty audytu efektywności energetycznej.

Najczęstszymi przesłankami odrzucenia oferty były: nieprawidłowo wypełniona deklaracja przetargowa oraz nieprawidłowo wypełniona karta audytu efektywności energetycznej, w szczególności w związku z wystąpieniem m.in.:

- błędów rachunkowych,
- braków danych wymaganych przepisami prawa,
- niespójności danych i informacji zawartych w poszczególnych punktach deklaracji przetargowej oraz w pozostałych dokumentach składających się na ofertę przetargową.

Wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w drugim przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej wyniosła 57 180,146 toe, co stanowi 4,179% wartości świadectw przewidzianych do wydania w ww. przetargu.

Z kolei w poszczególnych kategoriach przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej udział wartości świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w drugim przetargu, do wartości świadectw przewidzianych do wydania w każdej z kategorii ukształtowała się następująco:

- 2,895% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 8,306% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 10,322% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji.

Mając na uwadze skalę zainteresowania rozstrzygniętym w 2014 r. przetargiem na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, wyrażoną liczbą złożonych ofert przetargowych należy zauważyć, że Prezesowi URE przedłożono do rozpatrzenia oferty przetargowe w ilości ponad dwukrotnie większej w porównaniu do pierwszego przetargu, do którego skutecznie zgłoszono 209 ofert przetargowych.

¹²¹⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1227). Zgodnie z treścią tego przepisu Komisja odrzuca ofertę przetargową, jeżeli w wyniku sprawdzenia, o którym mowa w § 10 ust. 2:

- 1) oferta nie zawiera prawidłowo wypełnionej deklaracji przetargowej lub audytu efektywności energetycznej,
- 2) zgodnie z deklaracją przetargową przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej zgłoszone do przetargu nie spełnia warunków, o których mowa w art. 18 ustawy o efektywności energetycznej.

Tabela 53. Zagregowane wyniki przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej według kategorii, o których mowa w art. 16 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej

Kategoria przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej	Wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w przetargu [toe]	$(t \cdot \omega_{sr}; \omega_{max})^{122)}$ gdzie $t = 0,4$	Liczba wybranych ofert [szt.]	Wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegają się podmioty, które wygrały przetarg [toe]	Udział procentowy (dane z kol. 5 : dane z kol. 2) * 100 % [%]	Przedział wartości efektów energetycznych zadeklarowanych przez podmioty, które wygrały przetarg
1	2	3	4	5	6	7
Zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych	1 094 636,8	<0,361;2,020 >	169	31 692,198	2,895	<0,405;2,020>
Zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych	136 829,6	<0,399;1,400 >	24	11 364,856	8,306	<0,520;1,400>
Zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji	136 829,6	<0,379;1,781 >	109	14 123,092	10,322	<0,411;1,781>
RAZEM:	1 368 296		302	57 180,146	4,179	<0,405;2,020>

Źródło: URE.

Ogłoszenie trzeciego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

19 grudnia 2014 r. Prezes URE ogłosił trzeci przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

W myśl przepisów art. 16 ust. 6 ustawy o efektywności energetycznej, określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w trzecim przetargu, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ww. ustawy, Prezes URE kierował się:

- wartością wydanych dotychczas świadectw efektywności energetycznej, oraz
- stopniem realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy.

Mając na uwadze pierwszą z powyższych przesłanek należy podkreślić, że do dnia ogłoszenia przetargu Prezes URE wydał 101 świadectw efektywności na łączny wolumen 20 518,730 toe (odpowiednio: kategoria 1 – 13 183,170 toe, kategoria 2 – 3 780,320 toe, kategoria 3 – 3 555,240 toe).

W przypadku drugiej przesłanki, tj. stopnia realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy, istotnym do wykorzystania przez Prezesa URE źródłem informacji o stopniu realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią nadal pozostały zarówno uzasadnienie do projektu ustawy, jak i Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej i zawarte w ww. dokumentach projektowane wartości oczekiwanych oszczędności energii finalnej – 2,2 Mtoe do 2016 r. Przyjęcie

¹²²⁾ Przedział, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, gdzie poszczególne symbole oznaczają:

t – współczynnik akceptacji ofert (Uwaga: w przepisach art. 20 ust. 5 ustawy o efektywności energetycznej dla przetargu organizowanego po raz pierwszy wartość współczynnika akceptacji ofert została ustalona w wysokości równej 0,5),
 ω_{sr} – średnia wartość efektu energetycznego,
 ω_{max} – najwyższa zadeklarowana w danym przetargu wartość efektu energetycznego.

wielkość puli świadectw planowanych do wydania w trzecim przetargu na poziomie 2 179 481 toe, nie pozostaje w sprzeczności również z celem określonym w Krajowym Planie Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski 2014.

Mając na uwadze powyższe, w ogłoszeniu o przeprowadzeniu przetargu Prezes URE określił wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w tym przetargu, dla każdej z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 16 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej, na poziomie:

- 1) 1 743 585 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 1 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych),
- 2) 217 948 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 2 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych),
- 3) 217 948 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 3 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji).

Jednocześnie wartość współczynnika akceptacji ofert (t), o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej w trzecim przetargu wynosi 0,3 zgodnie z obwieszczeniem Ministra Gospodarki z 8 grudnia 2014 r. w sprawie określania wartości współczynnika akceptacji ofert¹²³⁾.

Rozstrzygnięcie trzeciego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej nastąpi w 2015 r.

5.5.2. Wydawanie świadectw efektywności energetycznej

Podmioty, które wygrały przetarg, stosownie do art. 21 ust. 3 i 4 w związku z art. 21 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej oraz w związku z art. 217 § 1 i § 2 pkt 1 ustawy z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego¹²⁴⁾ mogą składać do Prezesa URE wnioski o wydanie świadectwa efektywności energetycznej.

Do końca 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło 259 wniosków o wydanie świadectw efektywności energetycznej.

W 2014 r. Prezes URE wydał 64 świadectwa efektywności energetycznej. Informacje o wydanym świadectwie efektywności energetycznej wraz z kartą audytu efektywności energetycznej sporządzoną dla przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej określonego w tym świadectwie Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, niezwłocznie po jego wydaniu¹²⁵⁾.

Jednocześnie należy wskazać, że w myśl art. 25 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, ze świadectwa efektywności energetycznej wynikają zbywalne prawa majątkowe, które są towarem giełdowym w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych¹²⁶⁾.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa efektywności energetycznej powstają z chwilą zapisania świadectwa efektywności energetycznej po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw prowadzonym przez podmiot organizujący obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw efektywności energetycznej, na podstawie przekazywanej ww. podmiotowi przez Prezesa URE informacji o świadectwie efektywności energetycznej wydanym dla zrealizowanego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej i przysługują podmiotowi będącemu posiadaczem tego konta.

Istotnym jest, że wydanie przez Prezesa URE świadectwa efektywności energetycznej jest jednoznaczne z powstaniem praw majątkowych w odniesieniu do przedsięwzięć zrealizowanych przez podmiot, który wygrał przetarg. Natomiast w przypadku świadectwa efektywności energetycznej wydanego dla przedsięwzięcia, które zostanie zrealizowane przez podmiot, który wygrał przetarg, materializacja prawa majątkowego nastąpi dopiero po faktycznym zrealizowaniu

¹²³⁾ M. P. z 2014 r. poz. 1209.

¹²⁴⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 267.

¹²⁵⁾ Obowiązek Prezesa URE realizowany na podstawie art. 21 ust. 5 ustawy o efektywności energetycznej.

¹²⁶⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284 z późn. zm.

przedsięwzięcia, oraz po spełnieniu szeregu obligatoryjnych przesłanek przewidzianych przepisami ustawy o efektywności energetycznej (określonych w szczególności w art. 22 tej ustawy).

Rejestr świadectw efektywności energetycznej jest prowadzony przez TGE S.A., która na początku listopada 2013 r. wprowadziła do obrotu pierwsze prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej – PMEF. TGE S.A. wprowadziła również w tym samym czasie indeksy cenowe dla transakcji zawartych na Rynku Praw Majątkowych, których przedmiotem są prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej:

- EFX – indeks dla transakcji sesyjnych,
- EFX_TP – indeks dla transakcji pozasesyjnych,
- EFX_POLPX – indeks dla transakcji sesyjnych i pozasesyjnych.

5.6. Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci

W 2014 r. Prezes URE prowadził następujące działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci, mające na celu głównie dokończenie rozpoczętych procesów:

- opracowanie Wzorcowej Specyfikacji Technicznej elementów infrastruktury AMI oraz dwuetapowa dyskusja publiczna projektu tego dokumentu. Na proces, podjęty jesienią 2013 r., złożyły się 23 wielodniowe spotkania zespołu roboczego (łącznie 53 dni), w tym 5 spotkań (13 dni) jeszcze w 2013 r., oraz dwa otwarte spotkania z uczestnikami rynku, poświęcone omówieniu uwag zgłoszonych w dyskusji publicznej projektu opublikowanego na stronach internetowych URE oraz omówieniu sposobu ich uwzględnienia w dokumencie końcowym,
- akceptacja projektów pilotażowych wdrażania infrastruktury AMI w pięciu OSD E, w szczególności ich zakresu, harmonogramów i budżetów,
- aktualizacja ocen opłacalności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w OSD E, w tym porównanie kryteriów analizy kosztów i korzyści (CBA) wymaganych przez Komisję Europejską, względem kryteriów tej analizy zastosowanych w analizach zrealizowanych dotychczas w Polsce, potwierdzająca kompletność ocen zrealizowanych w kraju,
- przeprowadzenie jednej sesji Warsztatów Rynku Energetycznego,
- współpraca z UOKiK w zakresie kluczowym dla problematyki inteligentnego opomiarowania, w szczególności w odniesieniu do zasadności rezygnacji z liczydła dekrementującego w liczniku, bez szkody dla ochrony interesu klientów, także tych najsłabszych – dotychczas korzystających z tego rozwiązania,
- współpraca z Ministerstwem Gospodarki w zakresie opiniowania projektów krajowych aktów prawnych oraz dokumentów Komisji Europejskiej, związanych z wdrażaniem inteligentnego opomiarowania,
- współpraca z Ministerstwem Administracji i Cyfryzacji w zakresie polityki ochrony cyberprzestrzeni,
- współpraca z PSE S.A. oraz PTPiREE w zakresie promowania narzędzi zarządzania popytem,
- współpraca z PTPiREE w zakresie promowania technologii bezprzewodowej, bezpiecznej wymiany liczników energii elektrycznej,
- działalność o charakterze edukacyjno-szkoleniowym:
 - wystąpienie w ramach Warsztatów dla dziennikarzy „Korzyści ze Smart Grids dla środowiska; rozwój Smart Grids z perspektywy regulatora”, zorganizowanych w ramach projektu ISE NFOŚiGW, pod patronatem Prezesa URE, NFOŚiGW, WRE oraz PTPiREE;
 - wykłady na SGH w ramach Studiów Podyplomowych „Funkcjonowanie rynku energii” oraz „Handel na rynku energii”;
 - prezentacja z upoważnienia Prezesa URE na konwersatorium na AGH,
- przygotowywanie informacji i odpowiedzi na zapytania mediów, podmiotów gospodarczych i obywateli w kwestiach związanych z potencjałem i rozwojem inteligentnych sieci oraz zasobów rozproszonych.

5.7. Współpraca międzynarodowa

Realizowane w 2014 r. zadania w zakresie współpracy międzynarodowej, podobnie jak w latach poprzednich, były ukierunkowane na budowę wspólnego rynku energii w UE. Do najważniejszych działań w tym zakresie należały prace nad kodeksami sieciowymi i ich wczesną implementacją, prace nad wydaniem skoordynowanych decyzji ws. transgranicznej alokacji kosztów projektów nowych połączeń transgranicznych oraz kontynuacja współpracy na szczeblu regionalnym. W 2014 r. kontynuowana była współpraca Prezesa URE z unijnymi instytucjami (Komisja Europejska, ACER) oraz stowarzyszeniami regulatorów (CEER, ACER). W dalszym ciągu prowadzona była także współpraca dwustronna z regulatorami z innych państw UE, w tym także w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4). W ramach współpracy zagranicznej przedstawiciele Prezesa URE odbyli także szereg spotkań z przedstawicielami zagranicznych instytucji i organizacji. Celem tych spotkań było zapoznanie ze sposobem regulacji polskiego sektora energetycznego oraz promowanie wiedzy na temat rynku energii w Polsce.

Współpraca z Komisją Europejską

W ramach współpracy z Komisją Prezes URE utrzymuje stałe kontakty przede wszystkim z Dyrekcją Generalną ds. Energii (DG ENERGY). W 2014 r. przedstawiciele Prezesa URE regularnie współpracowali z Komisją Europejską w trakcie prowadzonego postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności dla polskich operatorów systemów przesyłowych – PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, Prezes URE zwrócił się do Komisji o opinię odnośnie przygotowanych projektów decyzji ws. przyznania certyfikatu niezależności. Certyfikacja obu operatorów w modelu OU zakończyła się w 2014 r. wydaniem przez Prezesa URE decyzji ws. przyznania certyfikatów niezależności, uwzględniających uwagi zgłoszone przez Komisję.

Przedstawiciele Prezesa URE współpracowali z Komisją Europejską w trakcie prowadzonego przez Dyrekcję Generalną KE ds. Rynku Wewnętrznego i Usług (DG MARKT) postępowania w sprawie złożonego przez Prezesa URE w kwietniu 2014 r. wniosku o stwierdzenie prowadzenia działalności na rynku konkurencyjnym, do którego dostęp nie jest ograniczony, przez podmioty działające na rynku wytwarzania i wprowadzania do obrotu (pierwotnej sprzedaży) energii elektrycznej w Polsce w konwencjonalnych źródłach energii.

W 2013 r. Komisja Europejska przyjęła pierwszą unijną listę projektów wspólnego zainteresowania i rozpoczął się proces wydawania decyzji ws. transgranicznej alokacji kosztów (CBCA) dla projektów PCI, który był kontynuowany w 2014 r. W związku z tym w omawianym roku Komisja zorganizowała szereg spotkań poświęconych kwestiom prowadzenia postępowań administracyjnych i wydawania decyzji CBCA przez organy regulacyjne. W spotkaniach tych brali udział także przedstawiciele polskiego regulatora. Dodatkowo w 2014 r. rozpoczęły się także prace nad przygotowaniem drugiej unijnej listy projektów wspólnego zainteresowania (PCI). Powołane zostały grupy międzyregionalne (*Cross-Regional Groups*), których zadaniem jest wyłonienie nowych regionalnych list PCI. Grupy te kontynuują swoją działalność w 2015 r., a przedstawiciele Prezesa URE biorą czynny udział w tych pracach.

W 2014 r. przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w spotkaniach Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie) oraz Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie). Spotkania te, których obecnie organizatorem jest Komisja Europejska, odbywają się od 2006 r. i są istotnym miejscem dyskusji między unijnymi instytucjami, państwami członkowskimi, uczestnikami rynku i organizacjami branżowymi na temat przyszłego kształtu rynku energii w UE.

Oprócz wyżej wymienionych obszarów współpracy z Komisją Europejską, podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE realizował ustawowe obowiązki związane ze sprawozdawczością do Komisji (m.in. przygotowanie rocznego raportu krajowego Prezesa URE do Komisji Europejskiej); kontynuowana była współpraca *ad hoc* między Komisją a polskim regulatorem, zaś jeden z pracowników urzędu odbył krótkoterminowy staż w Dyrekcji Generalnej ds. Energii Komisji Europejskiej w ramach programu Erasmus dla pracowników administracji publicznej.

Współpraca z ACER

W 2014 r. URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER poprzez grupy robocze i zespoły zadaniowe, a także Radę Regulatorów ACER. Obecna struktura grup roboczych działających w Agencji dostępna jest na stronie ACER pod adresem www.acer.europa.eu. Kontynuowana była także współpraca w ramach Inicjatyw Regionalnych, m.in. w ramach regionu Europy Południowej/Południowo-Wschodniej (GRI SSE), pracami którego współkieruje URE.

W ramach przygotowań do realizacji obowiązków w ramach REMIT, Prezes URE podpisał z ACER Porozumienie o Współpracy (*Memorandum of Understanding*) dotyczące zasad wymiany informacji dla celów realizacji rozporządzenia REMIT. Celem porozumienia jest doprecyzowanie zasad współpracy i koordynacji monitorowania hurtowych rynków energii elektrycznej i gazu zgodnie z rozporządzeniem REMIT, w tym w szczególności korzystania przez regulatorów z danych gromadzonych przez ACER. Porozumienie zostało podpisane 20 listopada 2014 r.

Również w listopadzie 2014 r. Prezes URE wystąpił do ACER z wnioskiem o opinię Agencji odnośnie zgodności obowiązujących obecnie zasad aukcji na transgraniczne moce przesyłowe, stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych regionu Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz załącznikiem nr I do ww. rozporządzenia. Wniosek został złożony na podstawie art. 7 ust. 4 rozporządzenia 713/2009. Celem wniosku jest ocena zatwierdzonych decyzjami regulatorów z państw regionu CEE zasad aukcji stosowanych w regionie CEE. Wydanie opinii przez ACER nastąpi w 2015 r.

Współpraca z CEER i ERRA

W 2014 r. przedstawiciele Prezesa URE brali aktywny udział w spotkaniach grup roboczych i zespołów zadaniowych działających w ramach CEER. W omawianym roku przedstawiciele polskiego regulatora byli zaangażowani w prace następujących grup roboczych CEER: grupy ds. energii elektrycznej, grupy roboczej ds. gazu, grupy roboczej ds. integralności i przejrzystości rynków energii, grupy roboczej ds. operatorów systemów dystrybucyjnych oraz w grupy ds. odbiorców i rynków detalicznych. We wrześniu 2014 r. Prezes URE był gospodarzem spotkania grupy roboczej CEER ds. odbiorców i rynków detalicznych (*Consumer and Retail Markets Working Group – CRM WG*), które odbyło się 4 września w Warszawie.

W 2014 r. Prezes URE kontynuował współpracę w ramach stowarzyszenia ERRA. W październiku ub.r. z wizytą w Warszawie przebywał przewodniczący ERRA, Alparslan Bayraktar, w trakcie której omówiono dotychczasowe zaangażowanie URE w organizacji oraz dalszą współpracę z ERRA. Również w ramach współpracy w grudniu 2014 r. przedstawiciel Prezesa URE wziął udział, w roli instruktora, w organizowanym przez ERRA szkoleniu poświęconemu bilansowaniu rynków energii elektrycznej, podczas którego podzielił się doświadczeniami związanymi z funkcjonowaniem rynku bilansującego w Polsce.

Współpraca dwu- i wielostronna Prezesa URE

W 2014 r. polski regulator współpracował także z regulatorami z innych państw sąsiednich podczas postępowań w sprawie wydania decyzji o transgranicznej alokacji kosztów na podstawie rozporządzenia 347/2013. Odbyło się szereg spotkań odnośnie połączeń energetycznych i gazowych Polska-Litwa, a także z regulatorem czeskim i słowackim odnośnie interkonektorów Polska-Czechy i Polska-Słowacja. Podpisane zostały porozumienia o współpracy (*Memorandum of Understanding*) nad wydawaniem skoordynowanych decyzji CBCA z regulatorem czeskim i regulatorem słowackim. Współpraca z regulatorami z państw sąsiedzkich przy wydawaniu decyzji CBCA została szczegółowo opisana we wcześniejszych częściach Sprawozdania.

Kontynuowana była także współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej. W 2014 r. odbył się szereg spotkań w ramach Forum Rynku Gazu V4, powołanego do życia w 2013 r. w trakcie trwania polskiej prezydencji w Grupie Wyszehradzkiej. Szczegółowe informacje na temat prac Forum Rynku Gazu V4 w 2014 r. znajdują się we wcześniejszej części Sprawozdania. Dodatkowo, w grudniu 2014 r. w Ostrawie odbyło się spotkanie przedstawicieli organów regulacyjnych V4 w ramach Forum

Regulatorów V4. W trakcie spotkania poruszane były m.in. kwestie bezpieczeństwa dostaw gazu w kontekście obecnej sytuacji politycznej na Ukrainie, rozwój infrastruktury i integracja rynków w regionie. Współpraca ta jest kontynuowana w 2015 r.

W 2013 r. w URE odbyły się także inne liczne spotkania z przedstawicielami zagranicznych instytucji, organizacji oraz przedsiębiorstw zainteresowanych uczestnictwem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE udzielali informacji na temat funkcjonowania rynku energii w Polsce oraz warunków wejścia na tenże rynek.

5.8. Statystyka publiczna

W 2014 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2014¹²⁷⁾ 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*.

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) świadectw pochodzenia wydanych na energię elektryczną wytworzoną w źródłach odnawialnych i w kogeneracji, 3) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, oraz 4) dane z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczące udzielonych koncesji w zakresie przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi. Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej¹²⁸⁾.

W bazie informacyjnej „Polska statystyka publiczna” (przygotowywanej równoległe z PBSSP), w dedykowanej aplikacji internetowej, zamieszczone zostały opisy systemów informacyjnych prowadzonych w URE: Koncesjonowana Energetyka Ciepła, Ewidencja Świadectw Pochodzenia Energii Odnawialnej, Ewidencja Świadectw Pochodzenia z Kogeneracji oraz Administracyjny system informacyjny Prezesa URE w zakresie biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

W 2014 r. Prezes URE przeprowadził pilotażowe badanie koncesjonowanych skonsolidowanych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Badanie dotyczyło I półrocza 2014 r.

Badanie to zostało przygotowane i przeprowadzone zgodnie z zasadami określonymi w ustawie o statystyce, bowiem przedsięwzięcie to włączone zostało do statystyki publicznej.

W ramach badania, koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne wypełniały formularz „Sprawozdanie o przychodach, kosztach i wynikach z działalności gospodarczej skonsolidowanych wytwórców energii elektrycznej w I półroczu 2014 r. (URE-EE)”, który obejmował informacje z obszaru ekonomiczno-finansowego przedsiębiorstwa, w szczególności dotyczące:

- charakterystyki ekonomicznej przedsiębiorstwa,
- wyniku finansowego z całokształtu działalności gospodarczej przedsiębiorstwa,
- wyniku finansowego na działalności gospodarczej w zakresie energii elektrycznej,
- wyniku finansowego na działalności gospodarczej w zakresie ciepła,
- paliw zużywanych do produkcji energii elektrycznej,
- działalności inwestycyjnej przedsiębiorstwa.

Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone zostały na stronie internetowej URE. Zebrane informacje zostały zweryfikowane pod kątem kompletności i poprawności oraz zasiliły bazę urzędu. Dane z badania wykorzystywane są do realizacji statutowych zadań Prezesa URE oraz przez służby statystyki publicznej.

¹²⁷⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 sierpnia 2013 r. (Dz. U. z 2013 r. poz. 1159 z późn. zm).

¹²⁸⁾ Są to systemy związane bezpośrednio z wykonywaniem zadań statutowych przez organy administracji rządowej, samorządu terytorialnego, organy prowadzące urzędowe rejestry itp. Dane z tych systemów mogą być wykorzystane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe.

Badaniem objęto dziesięć największych, skonsolidowanych w grupach kapitałowych, zawodowych przedsiębiorstw energetycznych z sektora wytwarzania energii elektrycznej, których udział w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2014 r. wyniósł ok. 73%.

Planuje się, że ww. badanie będzie przeprowadzane cyklicznie, dwa razy w roku z danymi półrocznymi oraz dodatkowo jeden raz w roku – z danymi rocznymi. Dane roczne będą przekazywane do Ministerstwa Gospodarki stosownie do Rozporządzenia Rady Ministrów¹²⁹⁾ w sprawie Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej.

Prezes URE brał także udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2014 jako przekazujący dane statystyczne w części 1.26.06(076): Infrastruktura techniczna sieci wodociągowych i kanalizacyjnych, ciepłowniczych, gazu z sieci oraz energii elektrycznej. W związku z powyższym badaniem Prezes URE przekazał dla statystyki publicznej informacje z bazy koncesyjnej dotyczące przedsiębiorstw posiadających w 2014 r. koncesje na przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi.

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) świadectw pochodzenia wydanych na energię elektryczną wytworzoną w źródłach odnawialnych i w kogeneracji oraz
 - 3) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem,
- zebranych za 2012 r. oraz dane z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczące przedsiębiorstw posiadających koncesje na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych i obrót paliwami gazowymi. Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej¹³⁰⁾.

5.9. Publikowanie wskaźników cenowych

5.9.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

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 2013 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 181,55 zł/MWh, natomiast cena ta w 2014 r. wyniosła 163,58 zł/MWh. Jak wynika z powyższego średnia cena na rynku konkurencyjnym w 2014 r. spadła w stosunku do ceny w roku poprzednim o ok. 10%. Odnosząc wysokość średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2014 r. do rynku giełdowego prowadzone przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest niższa niż średnia cena energii elektrycznej na rynku spot w 2014 r. (185,23 zł/MWh), i jednocześnie nieznacznie wyższa niż średnia cena transakcyjna, która ukształtowała się na rynku terminowym w 2014 r. (160,83 zł/MWh).

Algorytm obliczania średniej ceny na rynku konkurencyjnym w 2013 r. i 2014 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.

¹²⁹⁾ Dane za 2014 r. zostaną przekazane do Ministerstwa Gospodarki stosownie do Rozporządzenia Rady Ministrów z 9 sierpnia 2013 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2014 (Dz. U. z 2013 r. poz. 1159 z późn. zm.).

¹³⁰⁾ 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.

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 kapitałowych¹³¹⁾ do wyliczenia *ceny* został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

Poniżej przedstawiono algorytm wyznaczania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym uwzględniający poszczególne segmenty rynku, które zostały wzięte pod uwagę do jej obliczenia.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n Po_i + \sum_{j=1}^m Pg_j}{\sum_{i=1}^n Eo_i + \sum_{j=1}^m Eg_j} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- Po – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców¹³²⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹³³⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],
- Eo – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [MWh],
- n – liczba spółek objętych badaniem, składających sprawozdanie G-10.1 k i G-10.4(Ob)k,
- Pg – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w 2013 r.) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],
- Eg – wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2013 r.) zrealizowanej przez uczestników TGE S.A. [MWh],
- m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na TGE S.A.

5.9.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczenia i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2014 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2013 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, tj. w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 193,86 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 – 194,29 zł/MW,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 190,45 zł/MWh.

Natomiast opublikowane w 2015 r. średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2014 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, odpowiednio wynosiły w jednostkach:

¹³¹⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (tekst jedn. Dz. U. z 2013 r. poz. 330).

¹³²⁾ Zbadano elektrownie ciepłone i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, składające sprawozdanie G-10.1 k *Sprawozdanie o działalności elektrowni ciepłonej zawodowej*.

¹³³⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 164,89 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 – 173,64 zł/MW,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 163,25 zł/MWh.

Ceny te obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przedsiębiorstwach wytwórczych i wolumenu jej sprzedaży. Dane do obliczeń zostały pozyskane przez Prezesa URE bezpośrednio od przedsiębiorstw.

Informacje o cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

5.9.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczenia 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 2014 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2013 rok. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 40,80 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 72,23 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 151,40 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 48,04 zł/GJ.

W 2015 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2014 rok. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 42,48 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 75,66 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 161,23 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 46,99 zł/GJ.

Ceny te obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży ciepła wytworzonego w tych jednostkach wytwórczych i wolumenu jego sprzedaży. Do wyliczenia średnich cen wykorzystane zostały dane zbierane w ramach corocznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych na formularzu URE-C1.

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

5.9.4. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczenia i ogłaszania w terminie do 31 marca każdego roku średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych.

W marcu 2014 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2013 r., która wyniosła 0,5048 zł/kWh.

W marcu 2015 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2014 r., która wyniosła 0,4927 zł/kWh.

Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej obliczona została jako iloraz przychodów ze

sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu jej sprzedaży odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych posiadającym umowy kompleksowe. Do wyliczenia cen wykorzystane zostały dane ze sprawozdań Ministerstwa Gospodarki za 2013 r. i za 2014 r. sporządzanych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Ceny te zostały opublikowane również w publikacjach ARE S.A. *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2013 r.* oraz *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2014 r.*

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

5.9.5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 tego 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 2014 r. przedstawiały się następująco:

2014 r.		
kwartały	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]	wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	158,14	11,06
II	164,70	9,13
III	167,92	9,42
IV	167,97	10,84

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2014 r.

Jak wynika z powyższej tabeli średnia kwartalna cena energii elektrycznej nie podlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży wykazywała w 2014 r. tendencję rosnącą w poszczególnych kwartałach. Jednocześnie należy stwierdzić, że wysokość średniej ważonej ceny kwartalnej w 2014 r. (164,53 zł/MWh) jest nieznacznie wyższa od średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za 2014 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.

5.9.6. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy

Prezes URE, na mocy art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zobowiązany jest do ogłaszania w Biuletynie URE średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, w tym odrębnie dla gazu ziemnego sprowadzonego z państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz dla gazu ziemnego sprowadzanego z innych państw. Powyższe informacje publikowane są w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału, biorąc pod uwagę przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

W Komunikatach Prezesa URE nr 21/2014, nr 32/2014, nr 40/2014 i nr 5/2015 zostały przedstawione średnie ceny zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w kolejnych kwartałach 2014 r. Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą konieczność uwzględnienia przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw nie była możliwa.

Tabela 54. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2014 r. w zł/m³

W tym z:	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
1) państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	1,31	1,09	0,97	1,14
2) innych państw niż wskazane w pkt 1	informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione			

Źródło: URE.

5.9.7. Wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf

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 ciepło¹³⁴). Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają cenę referencyjną służącą do ustalenia planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, dla jednostek kogeneracji.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2014 r. następujące wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy:

- opalanych paliwami węglowymi – 1,0;
- opalanych paliwami gazowymi – 1,0;
- opalanych olejem opałowym – 1,0;
- stanowiących odnawialne źródła energii – 1,0.

Informacja o wskaźnikach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.10. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, osoby zajmujące się dozorem lub eksploatacją określonych szczegółowo urządzeń, instalacji i sieci, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne, które to komisje powołuje Prezes URE.

Wszystkie kwestie związane z szeroko rozumianą działalnością komisji kwalifikacyjnych, od stycznia 2014 r. rozstrzygane były w Północnym Oddziale Terenowym URE z siedzibą w Gdańsku.

W 2014 r. sprawy te polegały na:

- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na kolejną nową kadencję,
- dokonywaniu zmian (aktualizacji) aktów powołania już działających komisji związane m.in. z rozszerzeniem uprawnień komisji, bądź poszczególnych jej członków,
- odwoływaniu lub też powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,

¹³⁴) Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291.

- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji (składnych corocznie przez komisje kwalifikacyjne),
- podejmowaniu działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji,
- udzielaniu stosowanych wyjaśnień i informacji podmiotom, w tym także przy których powoływane zostały komisje kwalifikacyjne.

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęły 64 wnioski o powołanie komisji na kolejną kadencję oraz 6 wniosków o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych. W 2014 r. Prezes URE powołał łącznie 56 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję oraz 4 nowe komisje kwalifikacyjne.

W 2014 r. wpłynęło także 45 wniosków o zmianę aktów powołania komisji, rozpatrzonych zostało 44 wniosków (w tym w jednym przypadku Prezes URE odmówił indywidualnego powołania do składu komisji kwalifikacyjnej), a także w jednym przypadku odwołał komisję kwalifikacyjną. Przyczynami zmian aktów powołania były następujące powody: aktualizacja nazw przedsiębiorstw, przy których powołane zostały komisje, rozszerzenie zakresu uprawnień lub zmiana składu osobowego komisji. Z uwagi na konieczność aktualizacji aktów powołania spowodowanych zmianami w składach osobowych komisji kwalifikacyjnych, wydano 26 indywidualnych aktów odwołania lub powołania członków do składów osobowych komisji.

Jednocześnie w 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło 59 pism zawierających aktualne świadectwa kwalifikacyjne członków komisji kwalifikacyjnych, celem potwierdzenia ważności i poprawności ww. świadectw, a tym samym potwierdzenia prawidłowości funkcjonowania komisji.

W trakcie weryfikacji dokumentacji komisji kwalifikacyjnych dokonano również analizy 176 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do Północnego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Gdańsku w 2014 r.

Według stanu na 31 grudnia 2014 r. działało 388 komisji kwalifikacyjnych (401 w 2013 r., 404 w 2012 r. i 391 w 2011 r.). Do chwili obecnej powołane zostały 687 komisje, a w ich pracach uczestniczy 5 030 osób. Zmniejszenie liczby czynnych komisji kwalifikacyjnych wynika z faktu, że część komisji kwalifikacyjnych, którym kadencja upływała w 2014 r. nie wystąpiła o ich przedłużenie, co spowodowane było m.in. zmianami organizacyjnymi podmiotów przy których działały te komisje.

Tabela 55. Liczba czynnych komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2014 r.

Lp.	Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
1	Mazowieckie 14	57
2	Zachodniopomorskie 32	15
3	Lubuskie 08	11
4	Pomorskie 22	17
5	warmińsko-mazurskie 28	7
6	Lubelskie 06	22
7	Podlaskie 20	11
8	Łódzkie 10	30
9	Świętokrzyskie 26	19
10	Dolnośląskie 02	24
11	Opolskie 16	10
12	Śląskie 24	58
13	Małopolskie 12	39
14	Podkarpackie 18	21
15	kujawsko-pomorskie 04	24
16	Wielkopolskie 30	23
	RAZEM	388

Źródło: URE.

Jednocześnie w 2014 r. do Północnego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Gdańsku wpłynęły 25 pisma różnych podmiotów (w tym od podmiotów przy których powołane zostały przez Prezesa URE komisje kwalifikacyjne) w sprawie udzielenia informacji i wyjaśnień w zakresie działalności komisji kwalifikacyjnych.

W kontekście zgłaszanych zapytań należy wskazać na pewne problemy związane z powoływaniem przez Prezesa URE komisji kwalifikacyjnych, wynikające m.in. z braku precyzyjnych i wyczerpujących uregulowań w tym zakresie. Poruszane przez podmioty problemy dotyczyły m.in.:

- niezbędnych dokumentów, które należy załączyć do wniosku o powołanie komisji kwalifikacyjnej,
- terminu złożenia wniosku do Prezesa URE o powołanie komisji kwalifikacyjnej na następną kadencję,
- ważności świadectw kwalifikacyjnych,
- konieczności posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych przez osoby eksploatujące instalacje i urządzenia energetyczne.

Na powyższe zagadnienia Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku udzielił wyczerpujących wyjaśnień.

CZEŚĆ III. PROMOWANIE KONKURENCJI I DZIAŁANIA NA RZECZ WZMOCNIENIA POZYCJI ODBIORCY

1. FORMALNE ŚRODKI PRAWNE

1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów jakościowych przejawiają się również – pośrednio – w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo, przedkładając Prezesowi URE 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 elektroenergetycznego¹³⁵⁾.

Jednocześnie, w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy dotyczące warunków udzielania odbiorcom przysługujących im bonifikat za niedotrzymanie standardów obsługi odbiorców oraz o sposobie ich ustalania. Egzekwowanie przez Prezesa URE powyższych zapisów w zatwierdzanych taryfach jest wzmocnieniem pozycji odbiorcy w stosunku do przedsiębiorstw, w zakresie zapewnienia realizacji przez te przedsiębiorstwa obowiązków określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹³⁶⁾. 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.

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrole te powinny mieć na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne zarówno parametrów dostarczanej energii elektrycznej (napięcie, częstotliwość, wyższe harmoniczne), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach energii), jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach prawa standardów obsługi odbiorców.

Stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, tak więc podjęcie ewentualnych działań interwencyjnych w tym zakresie następuje w przypadku otrzymania sygnału od odbiorcy. Należy przy tym zauważyć, że Prezes URE w związku z brakiem stosownych narzędzi technicznych oraz z uwagi na ograniczone środki budżetowe nie dokonuje samodzielnie ustaleń w zakresie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych w poszczególnych punktach odbioru, niemniej w podejmowanych przez regulatora działaniach dotyczących kontrolowania parametrów technicznych dostarczanych paliw lub energii organ ten może wzywać przedsiębiorstwa energetyczne do stosowania środków oraz sposobów kontroli tych parametrów określonych w rozporządzeniu systemowym.

¹³⁵⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm. – „rozporządzenie systemowe”.

¹³⁶⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 1200 – „rozporządzenie taryfowe”.

W związku z tym w 2014 r. prowadzony był bieżący monitoring w zakresie dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, w szczególności podczas rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Podstawowym środkiem, służącym do ustalenia stanu faktycznego w powyższym zakresie, było kierowanie do przedsiębiorstw energetycznych wezwań w trybie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE żądał w nich od przedsiębiorstw energetycznych określonych informacji dotyczących dotrzymywania standardów jakościowych oraz parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej, w tym wyników przeprowadzonych przez przedsiębiorstwa badań parametrów technicznych energii elektrycznej a także do przedstawienia stosownych dokumentów. Należy przy tym wskazać, że w związku z faktem, że brak odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, kierowane w trybie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne lub wprowadzenie w błąd w zakresie przedstawianych informacji zagrożone jest wymierzeniem przez Prezesa URE kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 i 7a ustawy – Prawo energetyczne, taki sposób pozyskiwania informacji dotyczących dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej jest jednym z podstawowych narzędzi regulacyjnych w tym zakresie.

W 2014 r. skargi odbiorców oraz innych uczestników działających na rynku energii dotyczyły m.in.:

- standardów jakościowych obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa,
- sposobu prowadzenia rozliczeń za dostarczoną energię lub paliwa i świadczone usługi dystrybucji,
- przyłączania do sieci dystrybucyjnej (np. terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci),
- nielegalnego pobierania energii elektrycznej,
- wstrzymania dostarczania energii elektrycznej,
- zmian grup taryfowych,
- przerw w dostawie energii elektrycznej,
- parametrów jakościowych energii elektrycznej i paliw gazowych,
- obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wynikających z obowiązujących przepisów prawa,
- sposobów zamawiania mocy oraz rozliczeń z tego tytułu (w tym rozliczeń z tytułu przekroczenia mocy biernej).

Ponadto do Prezesa URE wpływały m.in. skargi odbiorców dotyczące nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną oraz nienależytej obsługi odbiorców, już po dokonaniu procedury zmiany sprzedawcy. Odbiorcy w swych skargach wskazywali na niewłaściwy sposób postępowania przedstawicieli pozyskujących nowych klientów oraz trudności w komunikacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, m.in. w zakresie wyjaśnienia kwestii związanych z wysokością naliczonych opłat za zużycie energii elektrycznej. Istotnym problemem zgłaszanym przez odbiorców była także kwestia naruszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie terminów i sposobów rozpatrywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną reklamacji dotyczących prowadzonych rozliczeń, a także kwestia rozliczania na podstawie faktur szacunkowych oraz dotycząca kar umownych za przedterminowe rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Ponadto, od początku 2014 r. wielu wytwórców energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii skarżyło się do Prezesa URE na przedsiębiorstwo energetyczne, które wypowiedziało tym odbiorcom dotychczasowe umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w OZE z powołaniem się na konieczność uregulowania w tych umowach kwestii kosztów bilansowania handlowego związanego z ich wykonaniem oraz kwestii dostosowania sposobu zakupu energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii do zasad funkcjonowania rynku energii (grafikowanie dostarczonej energii elektrycznej).

Istotnym problemem, jaki może mieć wpływ na ocenę standardów obsługi odbiorców, jest fakt występowania obiektywnych problemów w zakresie komunikowania się odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi (w tym z przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem energią elektryczną).

1.2. Rozstrzyganie skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło kilkadziesiąt skarg z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy związane ze zmianą sprzedawcy.

Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami skarg, które dotyczyły przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej poprzez:

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- zlecenie demontażu licznika, w wyniku błędu i niewłaściwego postępowania pracownika przedsiębiorstwa,
- proceder podwójnego fakturowania,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- niezasadne zobowiązania odbiorców do dostosowywania układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- kwestionowanie skuteczności wypowiedzanych umów sprzedaży (np. złożonego wypowiedzenia bez dołączenia pełnomocnictwa),
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawnego odrzucania zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- braku umowy dystrybucyjnej po zakończonym procesie zmiany sprzedawcy,
- braku umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn,
- niepodpisanie GUD-ów przez małych OSD,
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości przypadków pomyślnie doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Poniżej opisano dwie przykładowe skargi rozpatrywane przez Prezesa URE w 2014 r. dotyczące zmiany sprzedawcy.

Skarga jednego ze sprzedawców alternatywnych zgłoszona do Prezesa URE dotyczyła nagminnych problemów istniejących po stronie jednego z OSD przy dokonywaniu zgłoszeń zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE zwrócił do OSD z prośbą o udzielenie wyjaśnień, dotyczących m.in. nieprawidłowego działania platformy wymiany informacji (PWI), braku transparentności PWI, braku dotrzymania terminów weryfikacji zgłoszeń przez operatora, występowanie opóźnień w przesyłaniu przez OSD umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do podpisania przez odbiorców, zbyt długi proces zmiany grupy taryfowej po stronie OSD oraz opóźnienia w zamieszczaniu na PWI informacji na temat terminowego rozwiązywania umów sprzedaży energii elektrycznej. Z wyjaśnień operatora wynika, że podnoszone przez sprzedawcę problemy związane z funkcjonowaniem platformy były na bieżąco monitorowane i usuwane. Zaproponowane zostało rozwiązanie poprzez uelastycznienie terminów składania powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz podwójną weryfikację powiadomień. Ponadto, jak podkreśla operator, terminy weryfikacji powiadomień były realizowane na podstawie IRiESD, z uwzględnieniem jego transparentności wobec wszystkich użytkowników. Dopowiadając na zarzut zbyt długiego trwania procesu zmiany grupy taryfowej OSD wyjaśnił, że wystąpienie odbiorców w tym zakresie związane były z dostosowaniem układów pomiarowo-rozliczeniowych do wybranej grupy taryfowej, a operacja ta wymagała fizycznego dostępu do miejsca zainstalowania układu pomiarowego. Ponadto przyjęte rozwiązania dotyczące informowania o zakończeniu okresu obowiązywania umowy sprzedaży pozwalają na niwelowanie przeszkód utrudniających rozwój rynku konkurencyjnego. Odnosząc się do całości wyjaśnień przysłanych przez OSD, Prezes URE wziął pod uwagę fakt, że po części nieprawidłowości przy przeprowadzeniu procedury zmiany sprzedawcy nie były działaniem umyślnym, gdyż wynikały z opóźnień przy wdrażaniu niezbędnych zmian w systemie informatycznym. W żaden sposób również nie wpłynęły na naruszenia terminów instrukcyjnych realizacji procedury zmiany sprzedawcy. Natomiast rozwój systemów informacyjnych służy obsłudze odbiorców, a rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnej są działaniami ukierunkowanymi na zabezpieczenie bezpieczeństwa dostaw energii o właściwych jej parametrach.

Inne działania podjęte przez Prezesa URE dotyczyły zgłoszenia odbiorcy, który dokonał zmiany sprzedawcy i nie otrzymywał rachunków zarówno za zużyta energię elektryczną, jak i za usługę dystrybucji. Odbiorca skontaktował się z nowym sprzedawcą oraz OSD w celu wyjaśnienia sprawy. Od sprzedawcy uzyskał zapewnienie, że figuruje w ewidencji klientów, lecz nie ma zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast od OSD odbiorca otrzymał informację, że umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych energii elektrycznej nie weszła w życie ze względu na brak potwierdzenia ze strony sprzedawcy. Po interwencji regulatora sprzedawca potwierdził, że zawarta umowa sprzedaży weszła w życie od początku 2014 r. oraz wyjaśnił, że opóźnienie w wystawieniu rachunku za zużyta energię wynikało z braku danych pomiarowo-rozliczeniowych udostępnianych przez OSD. Natomiast OSD przyznał, że ze względu na zwiększoną liczbę zgłoszeń zmiany sprzedawcy na przełomie lat 2013/2014 powstały opóźnienia w podpisaniu umów o oświadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz w ich rejestracji w systemie bilingowym. Jednocześnie OSD poinformował, że do odbiorcy zostanie niezwłocznie wysłana faktura rozliczeniowa za okres od dnia zmiany sprzedawcy wraz z pismem wyjaśniającym zaistniałą sytuację. Odbiorca potwierdził, że otrzymał zaległe faktury rozliczeniowe zarówno od sprzedawcy, jak i OSD.

2. WSPÓŁDZIAŁANIE Z WŁAŚCIWYMI ORGANAMI W PRZECIWDZIAŁANIU PRAKTYKOM PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH OGRANICZAJĄCYCH KONKURENCJĘ

W 2014 r. w większym zakresie niż w latach poprzednich do URE wpływały skargi (telefoniczne, pisemne, osobiste) odbiorców dotyczące praktyk przedstawicieli handlowych w kontekście zmiany sprzedawcy, związanych głównie z wprowadzeniem w błąd przy podpisywaniu umowy sprzedaży energii z nowym sprzedawcą. Wśród zgłoszonych skarg dominowały sytuacje, gdzie przedstawiciele handlowi reprezentujący przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się sprzedażą energii:

- przedstawiali się jako pracownicy sprzedawcy z urzędu (przedsiębiorstwa z którym zazwyczaj odbiorca miał podpisaną umowę kompleksową na sprzedaż i dystrybucję energii) lub operatora systemu dystrybucyjnego, w związku z czym odbiorcy zawierali nową umowę z innym sprzedawcą będąc przeświadczeni o tym, że jest to umowa z dotychczasowym sprzedawcą,
- przedstawiali się jako pracownicy Urzędu Regulacji Energetyki namawiając do podpisania nowej umowy,
- informowali odbiorców, że dotychczasowy sprzedawca kończy działalność i w związku z tym odbiorcy ci muszą podpisać nowe umowy,
- informowali odbiorców, że w związku ze zmianami przepisów prawa konieczna jest aktualizacja umów, w związku z czym odbiorcy podpisywali umowy z nowym sprzedawcą będąc przekonani, że jest to umowa z dotychczasowym sprzedawcą,
- obiecywali sprzedaż energii po niższej cenie niż ta, którą dotychczas płacił odbiorca, po czym odbiorca już przy pierwszym rachunku otrzymanym od nowego sprzedawcy zauważał, że płatności są większe niż dotychczas,
- przy zawieraniu umów nie informowali o usługach dodatkowych – np. ubezpieczeniu,

- w sytuacji gdy odbiorca zgłaszał, że ma zawartą umowę terminową z obecnym sprzedawcą, informowali, że umowa z dotychczasowym sprzedawcą zostanie rozwiązana bez żadnych konsekwencji finansowych wobec odbiorcy,
- nie informowali o prawie do odstąpienia od umowy,
- doręczając umowę przez kuriera, odbiorcy byli ponaglani do jak najszybszego podpisania dokumentów bez możliwości wcześniejszego zapoznania się z ich treścią.

W celu minimalizacji skali powyższego zjawiska, sygnalizowanego przez odbiorców, oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE podjął współpracę z Prezesem UOKiK przekazując w 91 przypadkach pisma odbiorców, dotyczące wyżej wymienionej tematyki.

Nadto, w przypadku trzech przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców), co do których odbiorcy zgłaszali najwięcej zastrzeżeń, zorganizowano w siedzibie URE spotkania, na które zapraszani byli również przedstawiciele UOKiK. Spotkania te miały na celu wypracowanie stanowisk, które pozwoliłyby na ograniczenie skali problemów zgłaszanych przez konsumentów.

3. WSPÓŁPRACA Z ORGANIZACJAMI KONSUMENCKIMI

W ramach współpracy z organizacjami konsumenckimi pracownicy URE wzięli udział w V edycji Targów Wiedzy Konsumenckiej, organizowanych przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich, które odbyły się 15 marca 2014 r. w jednym z centrów handlowych w Warszawie.

Targi Wiedzy Konsumenckiej to wydarzenie edukacyjne, na którym spotykają się konsumenci, przedstawiciele organizacji konsumenckich oraz instytucji państwowych zajmujących się ochroną praw konsumentów. Targi odbywają się co roku, w związku z obchodzonym 15 marca Światowym Dniem Praw Konsumenta.

Podczas V edycji Targów, pracownicy URE odpowiadali na pytania konsumentów dotyczące głównie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, informowali o prawach i obowiązkach odbiorców w ich relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi, a także o organizacjach, do których można zwrócić się w przypadku ewentualnego sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii.

Największe zainteresowanie konsumentów przybyłych na stanowisko prowadzone przez URE wzbudzały kwestie dotyczące zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz proponowanych warunków nowej umowy, a także rozliczeń i rachunków za energię elektryczną. Odbiorcy pytali również o to, gdzie szukać pomocy w przypadku ewentualnego sporu ze sprzedawcą. Wiele zagadnień poruszanych podczas rozmów z przedstawicielami URE nawiązywało do tematów uwzględnionych w Zbiorze Praw Konsumenta Energii Elektrycznej, który został przygotowany specjalnie dla uczestników tego wydarzenia w formie broszury i w wersji skróconej – ulotki.

W kwietniu 2014 r. w siedzibie URE odbyło się oficjalne rozpoczęcie akcji edukacyjno-informacyjnej dotyczącej wypracowanego wspólnie przez URE i UOKiK Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej oraz Zbioru Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Akcja ta ma na celu podniesienie poziomu wiedzy konsumentów na temat funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu oraz przysługujących odbiorcom praw. W akcję edukacyjno-informacyjną na rzecz rozpropagowania Zbiorów w celu zwiększenia świadomości konsumentów w zakresie przysługujących im praw włączył się UOKiK. Realizowane w ramach tej akcji działania zostaną wsparte przez Federację Konsumentów oraz Stowarzyszenie Konsumentów Polskich.

Oprócz organizacji konsumenckich takich jak Stowarzyszenie Konsumentów Polskich i Federacja Konsumentów, w 2014 r. Prezes URE współpracował także z Miejskimi i Powiatowymi Rzecznikami Konsumentów. Współpraca ta polegała głównie na wymianie informacji i doświadczeń w zakresie ochrony praw odbiorców oraz wspólnych interwencji.

4. UPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU KONKURENCYJNYM I PRAWACH KONSUMENTA

4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE, jako centralny organ administracji rządowej, podejmuje szereg działań nakierowanych na edukację odbiorcy. Zwiększenie świadomości odbiorców i wszystkich uczestników rynków energii i paliw jest jednym z głównych zadań informacyjno-edukacyjnych urzędu.

Komunikaty na stronie internetowej ure.gov.pl, udział ekspertów Urzędu Regulacji Energetyki w ponad dwustu spotkaniach i konferencjach adresowanych do odbiorców energii, prawie pięćdziesiąt porozumień patronackich, przygotowanie i opublikowanie na stronie urzędu Zbioru Praw Konsumenta – to tylko niektóre z informacyjno-edukacyjnych działań URE w 2014 r.

Serwisy internetowe – narzędzie informacji o rynku energii

Ważnym narzędziem informacji o rynku energii wykorzystywanym w Urzędzie jest strona internetowa URE: www.ure.gov.pl. Na stronie URE publikowane są m.in. aktualizowane na bieżąco informacje, komunikaty dotyczące inicjatyw podejmowanych na rzecz rozwoju i liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu, relacje z wydarzeń z udziałem Prezesa URE i przedstawicieli urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

Istotne miejsce na stronie internetowej zajmuje serwis informacyjno-edukacyjny dedykowany zmianie sprzedawcy *MaszWybor*, zawierający specjalną aplikację pomocną dla odbiorców energii elektrycznej w porównywaniu ofert cenowych sprzedawców – Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy *CENKI*.

Informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii zamieszczane są m.in. w specjalnie dedykowanym konsumentom „Poradniku Odbiorcy” w ramach którego dostępne są odpowiedzi na najczęściej zgłaszane problemy do urzędu przez odbiorców energii – FAQ czyli najczęściej zadawane pytania. W poradniku znajdują się także informacje dotyczące racjonalnego wykorzystania energii.

Dedykowane miejsca na stronie posiadają także: obszary tematyczne dotyczące odnawialnych źródeł energii, inteligentnych sieci oraz liberalizacji rynku gazu i liberalizacji rynku energii elektrycznej.

Specjalne miejsce w 2014 r. otrzymała również na bieżąco aktualizowana lista przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą polegającą na obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą, które na mocy przepisów nowelizujących ustawę – Prawo energetyczne mogą wykonywać tę działalność (w okresie przejściowym) mimo nieposiadania koncesji w tym zakresie. Wykaz ten jest łatwo dostępny zarówno z poziomu strony głównej, jak i na stronie podmiotowej Biuletynu Informacji Publicznej URE, gdzie znajdują się publiczne rejestry i bazy prowadzone przez URE (jak np. wykaz przedsiębiorców posiadających koncesje).



Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w 2014 r. liczba odsłon głównego serwisu URE przekroczyła 4 mln, wynosząc dokładnie 4 587 019, z liczbą 1 013 074 unikalnych użytkowników.

www.MaszWybor.ure.gov.pl – w omawianym roku wzrosła liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej. Liczba odsłon tej strony wyniosła 406 371 (144 401 unikalnych użytkowników).

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy z 6 września 2011 r. o dostępie do informacji publicznej¹³⁷). BIP URE zawiera m.in.: bazy danych koncesjonowanych przedsiębiorstw i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) elektroenergetycznych i gazowych, decyzje taryfowe, sprawozdania OSD elektroenergetycznych dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji, wykaz odbiorców przemysłowych, Zbiór Praw Konsumenta, informacje o przetargach na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej czy aktualne informacje o urzędzie, jego statusie prawnym i kompetencjach Prezesa URE.



W 2014 r. odnotowano 4 448 980 odwiedzin i 326 871 unikalnych użytkowników.

Ponadto na BIP URE osobne miejsce zajmują opublikowane Biuletyny Branżowe zawierające m.in. decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2014 r. przygotowano łącznie 353 Biuletyny, z czego 234 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna oraz 119 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe.

W 2014 r. zwiększyła się również liczba czytelników dystrybuowanego raz w tygodniu **Newslettera URE**. 30 grudnia 2014 r. był wysłany do 2 562 użytkowników.

Wirtualny transfer wiedzy – Biuletyny URE

Realizując postulaty e-administracji, w celu udostępnienia informacji wszystkim zainteresowanym uczestnikom rynku, Biuletyn URE – wiodące wydawnictwo urzędu – ukazuje się od 2011 r. wyłącznie w sieci internetowej.

W 2014 r., podobnie jak w latach ubiegłych, na stronie www urzędu opublikowane zostały cztery edycje Biuletynu URE, w formie kwartalników.

NR 1/2014

W pierwszym numerze w 2014 roku można było przeczytać m.in. o:

- granicach dopuszczalnej ingerencji Prezesa URE w obszar stosunków cywilnoprawnych nawiązywanych na gruncie Prawa energetycznego,
- wynikach badań dotyczących rozważania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez konsumentów, które to badania zostały przeprowadzone pod koniec ubiegłego roku,

¹³⁷) Dz. U. Nr 112, poz. 1198 z późn. zm.

- pomocy państwa dla sektora energetycznego w świetle projektu rozporządzenia o wyłączeniach blokowych (Nowego Rozporządzenia GBER) oraz projektu wytycznych horyzontalnych dotyczących pomocy na rzecz sektora energetycznego i ochrony środowiska (Nowych Wytycznych).

W Biuletynie zamieszczone zostały również informacje i komunikaty Prezesa URE np. wykaz odbiorców przemysłowych na 2014 r., średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, zwaloryzowana jednostkowa opłata zastępcza Ozj, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji czy średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.



NR 2/2014

Zawierał szesnaste *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2013 r.*

NR 3/2014

W trzecim numerze wydaniu można przeczytać m.in. o:

- wybranych aspektach problematyki udzielania przez Prezesa URE zgody na budowę gazociągu bezpośredniego, z uwzględnieniem kwestii związanych z przesłankami wydania takiej decyzji,
- kodeksach sieciowych stanowiących podstawowy instrument regulacji rynku gazu w Unii Europejskiej,
- zakresie obowiązku nałożonego na sprzedawcę z urzędu odnośnie zakupu energii elektrycznej wytworzonej w źródle odnawialnym,
- systemie wsparcia odbiorców wrażliwych energii elektrycznej.



Ponadto w Biuletynie zamieszczone zostały informacje i komunikaty Prezesa URE istotne dla branży energetycznej, jak np. średnioważony koszt węgla zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane za 2013 r., średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 Prawa energetycznego, wysokość zaktualizowanej na 2015 r. kwoty kosztów osieroconych, średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy.

NR 4/2013

W numerze został opublikowany Raport Prezesa URE na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014–2028. Jego publikacja została poprzedzona spotkaniem z przedstawicielami mediów na ten temat.

Informacje i Komunikaty Prezesa URE

Ważną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje i Komunikaty Prezesa URE. W 2014 r. Prezes URE wydał 45 Informacji i Komunikatów. Komunikaty URE mają na celu przekazanie ważnych informacji dla wszystkich uczestników rynków energii.

Zbiory Praw Konsumenta – kompendium wiedzy dla odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych

W trosce o interesy wszystkich uczestników rynku, a zwłaszcza odbiorców indywidualnych, szczególne miejsce w katalogu zadań regulatora stanowią inicjatywy podejmowane w celu zwiększenia świadomości konsumentów energii. Zgodnie z przyjętym założeniem, że tylko właściwie poinformowany odbiorca jest w stanie zadbać o własne interesy na rynku energii oraz uwzględniając przepisy Prawa energetycznego, w Urzędzie Regulacji Energetyki zostały opracowane m.in. Zbiory Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Paliw Gazowych. Dokumenty te zawierają praktyczne informacje dotyczące zarówno praw odbiorców, jak również funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. W 2014 r. sprzedawcy rozpoczęli dostarczanie zbiorów praw konsumenta do gospodarstw domowych.

Poradniki przygotowane przez Urząd Regulacji Energetyki we współpracy z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów są dostępne na stronie internetowej URE w zakładce Poradnik Odbiorcy. W związku ze zmianami przepisów prawa z zakresu ochrony praw konsumentów, które weszły w życie 25 grudnia 2014 r. dotyczące m.in. kwestii odstąpienia od umowy, URE przygotował erraty do opublikowanych Zbiorów Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Paliw Gazowych, które również zostały zamieszczone na stronie internetowej.



Konsultacje Społeczne Prezesa URE

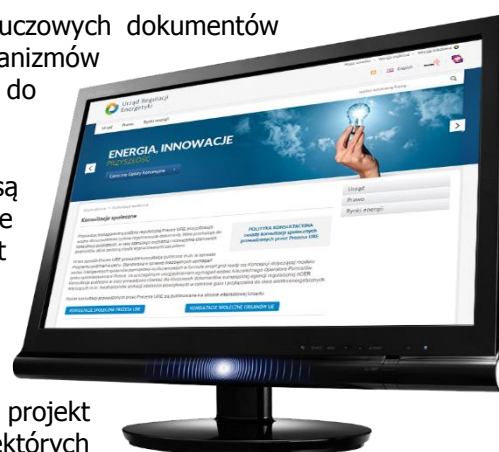
Prowadząc transparentną politykę regulacyjną Prezes URE przygotowuje ważne dla uczestników rynków regulowanych dokumenty, które przekazuje do konsultacji publicznych, w celu szerszego poznania i rozważenia stanowisk podmiotów, które zostaną objęte wypracowanymi zasadami.

Konsultacje publiczne w sieci prowadzono również dla kluczowych dokumentów europejskiej agencji regulacyjnej ACER dotyczących m.in. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych w zakresie gazu i przyłączenia do sieci elektroenergetycznych.

Wyniki konsultacji prowadzonych przez Prezesa URE są publikowane na stronie internetowej Urzędu. Uwagi zebrane w toku konsultacji mają wpływ na ostateczny kształt dokumentów przekazanych do dyskusji publicznej.

W 2014 r. Prezes URE zaprosił do dyskusji publicznej nad wzorcową specyfikacją techniczną dla postępowań przetargowych na dostawę infrastruktury licznikowej dla systemów AMI. Przedstawił również do konsultacji publicznych projekt wytycznych w sprawie sposobu ustalania wyłączenia niektórych przedsiębiorstw energetycznych spod gazowego obliga giełdowego.

W 2014 r. Prezes URE informował także o publicznych konsultacjach dotyczących funkcjonowania europejskich detalicznych rynków energii oraz dla oceny korzyści odbiorców końcowych wynikających z wdrożenia pakietów legislacyjnych na rzecz utworzenia transparentnego, konkurencyjnego, efektywnego i przyjaznego rynku energii.



Wydarzenia branżowe

Konferencje, debaty i panele dyskusyjne jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

W 2014 r. do Urzędu wpłynęło łącznie ponad czterysta zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe. Ponad dwieście z nich odbyło się z udziałem Prezesa URE bądź jego przedstawicieli.

Wśród najczęściej występujących obszarów tematycznych tych inicjatyw znajdują się: energetyka prosumencka, inteligentne sieci elektroenergetyczne, energia odnawialna i ochrona środowiska, bezpieczeństwo energetyczne, rozwój infrastruktury i konkurencyjności, liberalizacja rynku energii elektrycznej i paliw gazowych.

Na konferencjach i spotkaniach z udziałem URE poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- prognoza cen energii i ich wpływ na inwestycje (V Forbes Energy Executive Congress, 27.02.2014 r., organizator: Ringier Axel Springer Polska),
- rola URE w integracji inwestycji w ramach obowiązującego prawa (VI Forum Gospodarcze TIME, 03.03.2014 r., organizator: Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji),
- polska doktryna energetyczna (V Spotkania Centrum Strategii Energetycznych, 14-15.03.2014 r., organizator: Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową),
- polityka energetyczna (II Ogólnopolski Szczyt Energetyczny, 25-27.03.2014 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),
- energetyka, innowacje, technologia, współpraca energetyki z telekomunikacją (XIX Konferencja Energetyczna EuroPOWER, 15-16.04.2014 r., organizator: MM Conferences),
- rynek energii w Europie i w Polsce (VI Europejski Kongres Gospodarczy, 7-9.05.2014 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- kierunki polityki w stosunku do sektora ciepłowniczego (V Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL HEAT, 11-12.06.2014 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),
- rynek mocy a wolny rynek (XI Kongres Nowego Przemysłu, 13-14.10.2014 r., organizator: Grupa PTWP S.A.).

Patronaty Honorowe

Konferencje związane z branżą energetyczną często były objęte patronatem honorowym Prezesa URE. Regulator wspierając różnorodne działania informacyjno-edukacyjne skierowane do uczestników rynków energii, przyznał w 2014 r. 47 Patronatów Honorowych.

Podobnie jak w latach ubiegłych główne obszary tematyczne tych wydarzeń skupione były m.in. wokół zagadnień:

- rynek energii elektrycznej w kontekście obowiązujących regulacji prawnych,
- ochrona środowiska i racjonalne wykorzystywanie energii elektrycznej, efektywność energetyczna,
- bezpieczeństwo energetyczne,
- innowacje w energetyce, nowe technologie, inteligentne sieci elektroenergetyczne,
- energetyka prosumencka,
- odnawialne źródła energii,
- prawa odbiorcy na rynku energii.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2014 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

Patronatem zostały objęte m.in.:

- konferencje m.in. X Międzynarodowa Konferencja POWER RING 2014 „Europejski Rynek Energii: między zjednoczoną Europą, a narodową autonomicznością”, Konferencja pt. „Inteligentne sieci – konsument, rynek i środowisko”,
- kongresy, sympozja czy panele dyskusyjne dotyczące spraw związanych z regulacją gospodarki paliwami i energią, funkcjonowaniem poszczególnych sektorów energetyki, promowaniem konkurencji, aspektami prawnymi, organizacyjnymi i ustrojowymi działań regulatora np. Opolski Kongres Energetyczny (OKEN), IX Ogólnopolski Kongres PETROBIZNES – Energia Paliwa Chemia

Gaz, XVI Sympozjum Naukowo-Techniczne ENERGETYKA BEŁCHATÓW 2014, panel dyskusyjny „Przyszłość energetyczna Polski”,

- przedsięwzięcia i projekty adresowane do uczniów i studentów, takie jak: X Letnie Praktyki Badawcze czy projekt edukacyjny Bezpieczne Praktyki i Środowisko. W ramach jedenastej edycji tego programu zorganizowany został cykl szkoleń w 24 miastach na terenie całej Polski, który obejmował zagadnienia dotyczące m.in.: prawa pracy, obowiązków pracodawcy, energooszczędności, odnawialnych źródeł energii i ochrony środowiska,
- kampanie edukacyjno-informacyjne np. Kampania Edukacyjno-Informacyjna w zakresie świadomego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

Wśród wydarzeń objętych Honorowym Patronatem Prezesa URE znalazły się również debaty, fora i seminaria. W inicjatywach organizowanych pod Honorowym Patronatem Prezesa URE, aktywny udział biorą eksperci urzędu.

Promowanie działań na rzecz liberalizacji rynku gazu

W 2014 r. Prezes URE wypełniając ustawowo określony obowiązek monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego realizował działalność informacyjno-edukacyjną w zakresie sektora gazowego w Polsce, czego wyrazem były m.in. publikowane oraz ogólnodostępne na stronach internetowych URE materiały i dokumenty.

- **Monitoring hurtowego obrotu gazem ziemnym**

Zgodnie z transparentną polityką prowadzoną przez regulatora, dane zebrane w wyniku monitoringu, są cyklicznie publikowane na stronie internetowej urzędu w formie *Informacji o obrocie gazem ziemnym i jego przesyle*.

- **Wsparcie dla konsumentów**

W 2014 r. URE kontynuował prace na rzecz wzmocnienia pozycji konsumentów, szczególnie w gospodarstwach domowych. W 2014 r. URE prowadził kampanie informacyjne zwiększające znajomość praw konsumentów. W URE opracowane zostały Zbiory Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Paliw Gazowych. Dokumenty te zawierają praktyczne informacje dotyczące zarówno praw odbiorców, jak również funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Przykłady pozostałych inicjatyw edukacyjno-informacyjnych

Z perspektywy działalności edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE szczególne znaczenie w 2014 r. miały aktywności prowadzone w celu zwiększenia świadomości uczestników rynku i promowania postaw aktywnego, świadomego swoich praw i możliwości konsumenta energii.

- **Targi Wiedzy Konsumentkiej**

W 2014 r. URE kontynuował współpracę z organizacjami i stowarzyszeniami zrzeszającymi konsumentów, m.in. uczestnicząc w piątej edycji Targów Wiedzy Konsumentkiej, które odbyły się 15 marca 2014 r. w Warszawie (więcej na ten temat w pkt 3 „Współpraca z organizacjami konsumentkimi”).

Wiele zagadnień poruszanych podczas rozmów z przedstawicielami URE nawiązywało do tematów uwzględnionych w *Zbiorze Praw Konsumenta Energii Elektrycznej*, który został przygotowany specjalnie dla uczestników tego wydarzenia w formie broszury i w wersji skróconej – ulotki.



- **Akcja edukacyjno-informacyjna na temat praw konsumenta energii elektrycznej i paliw gazowych**

17 kwietnia 2014 r. w siedzibie URE odbyło się oficjalne rozpoczęcie akcji edukacyjno-informacyjnej dotyczącej wypracowanego wspólnie przez URE i UOKiK Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej oraz Zbioru Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Akcja miała na celu podniesienie poziomu wiedzy konsumentów na temat funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu oraz przysługujących odbiorcom praw.

- **Nowe prawa konsumentów – wspólna akcja 14 instytucji**

Urząd Regulacji Energetyki przyłączył się do działań UOKiK promujących zmianę przepisów konsumenckich w 2014 r.

W akcji edukacyjnej na temat nowych praw konsumentów brało udział 14 instytucji, które informowały o nowych przepisach.

W 2014 r. URE kilkakrotnie współpracował z UOKiK prowadząc wspólne akcje podnoszące świadomość konsumentką, jak np. „Przed wakacjami – co warto wiedzieć?” – piąta edycja akcji realizowanej wspólnie przez instytucje, urzędy i organizacje, która miała na celu informowanie o ważnych kwestiach dotyczących bezpieczeństwa, praw i obowiązków konsumentów przed rozpoczęciem sezonu urlopowego.

- **Szkolenie dla pracowników UOKiK**

W listopadzie 2014 r. odbyło się szkolenie dla pracowników UOKiK przeprowadzone przez pracowników URE. Podczas spotkania przedstawiciele regulatora poświęcili wiele uwagi kwestiom dotyczącym sytuacji na rynku gazu i elektroenergetyki, umowom zawieranim w energetyce oraz systemom wsparcia energii elektrycznej wytworzonej w OZE. W trakcie szkolenia słuchacze zapoznali się także zagadnieniami związanymi z przyłączeniem do sieci energetycznej, z organizacjami i podmiotami działającymi na rynkach energetycznych oraz z przyjętymi rozwiązaniami, które sprzyjają rozwojowi konkurencji.

- **Przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom sprzedawców energii**

W 2014 r. urząd podejmował działania na rzecz eliminowania nieuczciwych działań niektórych przedstawicieli handlowych sprzedawców energii elektrycznej. Przeprowadzona w URE analiza skarg i sygnałów od konsumentów stała się podstawą do publikacji materiału informacyjnego dotyczącego nieuczciwych działań niektórych przedstawicieli handlowych sprzedawców energii elektrycznej.

- **Spotkanie z przedstawicielami rynku kapitałowego**

4 listopada 2014 r. odbyło się w siedzibie urzędu spotkanie przedstawicieli URE z reprezentantami rynku kapitałowego (funduszy TFI i OFE).

Tematem dyskusji były bieżące procesy w sektorze energetycznym i gazowym. Rozmawiano m.in. o procesie liberalizacji rynku gazu, uwolnieniu taryf dla największych klientów, obliiga gazowego oraz kształcie nowego modelu regulacyjnego dla segmentu dystrybucji.

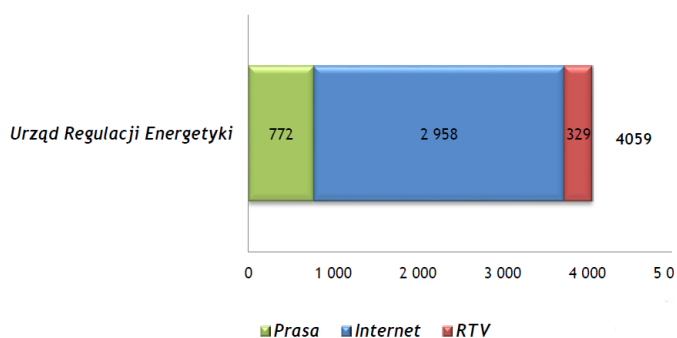
Zarówno dla przedstawicieli rynku kapitałowego, jak i dla regulatora spotkanie było okazją do wymiany cennych spostrzeżeń i punktów widzenia na obecnie funkcjonujący rynek energii.

4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu

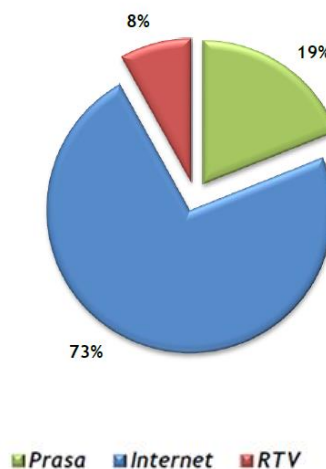
Podstawowym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich ich uczestników. Aby zapewnić konsumentom rzetelną i pełną informację, urząd aktywnie – wzorem lat ubiegłych – współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2014 r. ukazało się ponad 20 tys. artykułów prasowych dotyczących szeroko pojętej elektroenergetyki (w tym m.in. energii cieplnej, gazu ziemnego, paliw i biopaliw ciekłych, energii słonecznej i wiatrowej czy energii atomowej), z czego cztery tysiące przekazów medialnych dotyczyło działalności Prezesa URE, a duża ich część powstała przy współpracy z URE.

Urząd wydał prawie 150 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad tysiąc odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego poprzez wywiady kierownictwa urzędu.

Rysunek 37. Liczba przekazów medialnych na temat URE



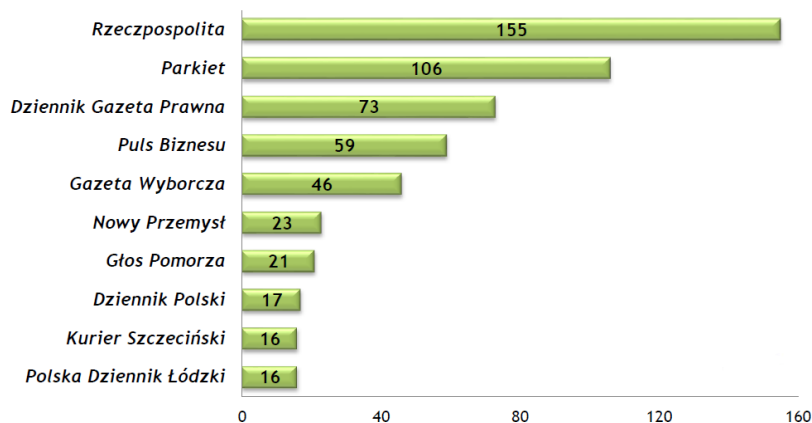
Rysunek 38. Przekazy medialne na temat URE – udział procentowy



Źródło: Newtonmedia.

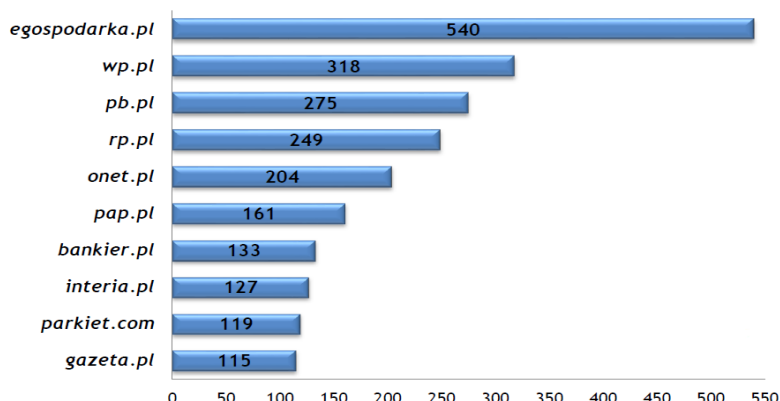
Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 39. Tytuły prasowe, na łamach których najczęściej w 2014 r. pojawiały się materiały związane z działalnością urzędu – TOP 10



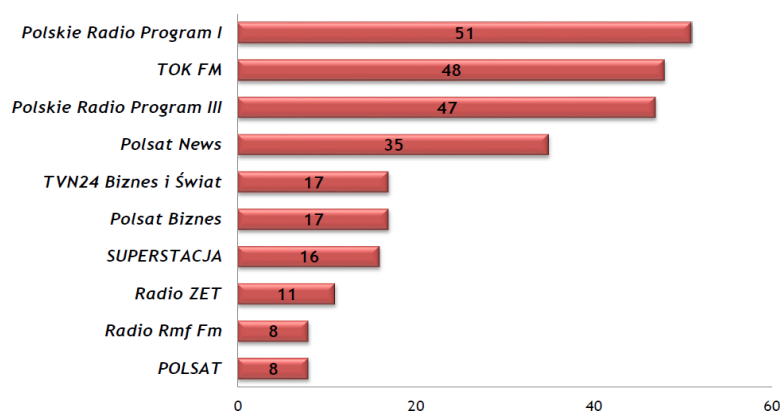
Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 40. Portale internetowe, które najczęściej w 2014 r. publikowały materiały związane z działalnością urzędu – TOP 10



Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 41. Radio i telewizja, które najczęściej w 2014 r. emitowały materiały związane z działalnością urzędu – TOP 10



Źródło: Newtonmedia.

4.3. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych istnieje w Urzędzie Regulacji Energetyki od 2011 r. działając w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentkich, a jego utworzenie stanowi realizację art. 3 § 12 dyrektywy energetycznej 2009/72/WE oraz artykułu 3 § 9 dyrektywy gazowej 2009/73/WE, a także § 4.5 noty interpretacyjnej do dyrektywy 2009/72/WE i dyrektywy 2009/73/WE – Rynki Detaliczne, które nakładają na państwa członkowskie zapewnienie funkcjonowania kompleksowych punktów kontaktowych, dostarczających informacji o prawach konsumentów na rynku energii oraz udzielających informacji na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania skarg i sporów.

Zgodnie z zakresem kompetencji Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych w 2014 r. wspierał odbiorców poprzez udzielanie im porad, przekazując informacje dotyczące niekiedy trudnych relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, co w istocie najczęściej sprowadzało się do udzielenia informacji o podstawach prawnych. Ponadto, złożoność zgłaszanych do Punktu Informacyjnego problemów oraz bezradność, jak i nerwowość konsumentów wobec sytuacji, w jakiej się znaleźli wielokrotnie powodowała konieczność wykazania empatii i zrozumienia. Podstawowym zatem zadaniem Punktu Informacyjnego było informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

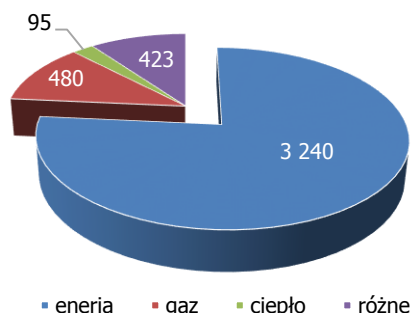
W szczególnych przypadkach zgłaszanych przez odbiorców, pracownicy Punktu Informacyjnego podejmowali bezpośrednie interwencje, które związane były z odstępami od umów zawartych poza lokalem przedsiębiorstwa w kontekście zmiany sprzedawcy. W 2014 r. odbiorcy, którzy zostali wprowadzeni w błąd zawierając umowę na sprzedaż energii poza lokalem przedsiębiorstwa często mylnie przesyłali swoje oświadczenia o odstąpieniu od umowy do Prezesa URE. Pracownicy Punktu Informacyjnego podejmowali działania mające na celu umożliwienie odbiorcom skutecznego, określonego w przepisach ustawy o ochronie praw konsumentów terminie, zrealizowania prawa do odstąpienia od umowy. Działania te były podejmowane dwutorowo: zarówno w stosunku do odbiorców, oraz w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców). W odniesieniu do odbiorców, nawiązywano kontakty telefoniczne, w czasie których odbiorcy informowani byli o właściwym adresacie, do którego powinni przesłać swoje oświadczenia o odstąpieniu zachowując przewidziany przepisami termin do złożenia takiego odstąpienia. Równocześnie Punkt Informacyjny przekazywał mylnie przesłane oświadczenia o odstąpieniu od umowy właściwym sprzedawcom energii.

Punkt Informacyjny realizował swoje zadania głównie bezpośrednio udzielając odpowiedzi na zgłaszane przez odbiorców problemy. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (87% zgłoszonych zapytań), resztę stanowiły odpowiedzi na zapytania zgłoszone

pisemnie drogą elektroniczną, pocztą tradycyjną, a także w czasie bezpośrednich wizyt odbiorców w siedzibie URE (13%).

Przedstawiciele Punktu Informacyjnego wzięli także udział w zorganizowanej przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich piątej edycji Targów Wiedzy Konsumentckiej, które z okazji obchodów Dnia Konsumenta odbyły się 15 marca 2014 r. w jednym z centrów handlowych Warszawy. Podczas Targów eksperci z URE odpowiadali na pytania odbiorców i wyjaśniali m.in. w jaki sposób zmienić sprzedawcę energii elektrycznej.

Rysunek 42. Struktura przedmiotowa zapytań skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2014 r.



Źródło: URE.

W 2014 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 4 238 spraw. Spośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (77%), rzadziej gazowego (11%) i ciepłowniczego (2%). Sprawy różne, stanowiące 10% zapytań odbiorców dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencji Punktu Informacyjnego, np. koncesji, świadectw pochodzenia, odnawialnych źródeł energii.

Struktura przedmiotowa spraw kierowanych przez odbiorców nie uległa w ostatnim roku zasadniczej zmianie. Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się wokół zagadnień związanych z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, warunkami zawartych umów, obsługą odbiorców, rozliczeniami ze sprzedawcami energii, gazu i ciepła (wystawianie faktur, dokonywanie odczytów liczników, opłaty widoczne na rachunku, ceny). Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z terminowością realizacji umów o przyłączenie do sieci.

Energia elektryczna

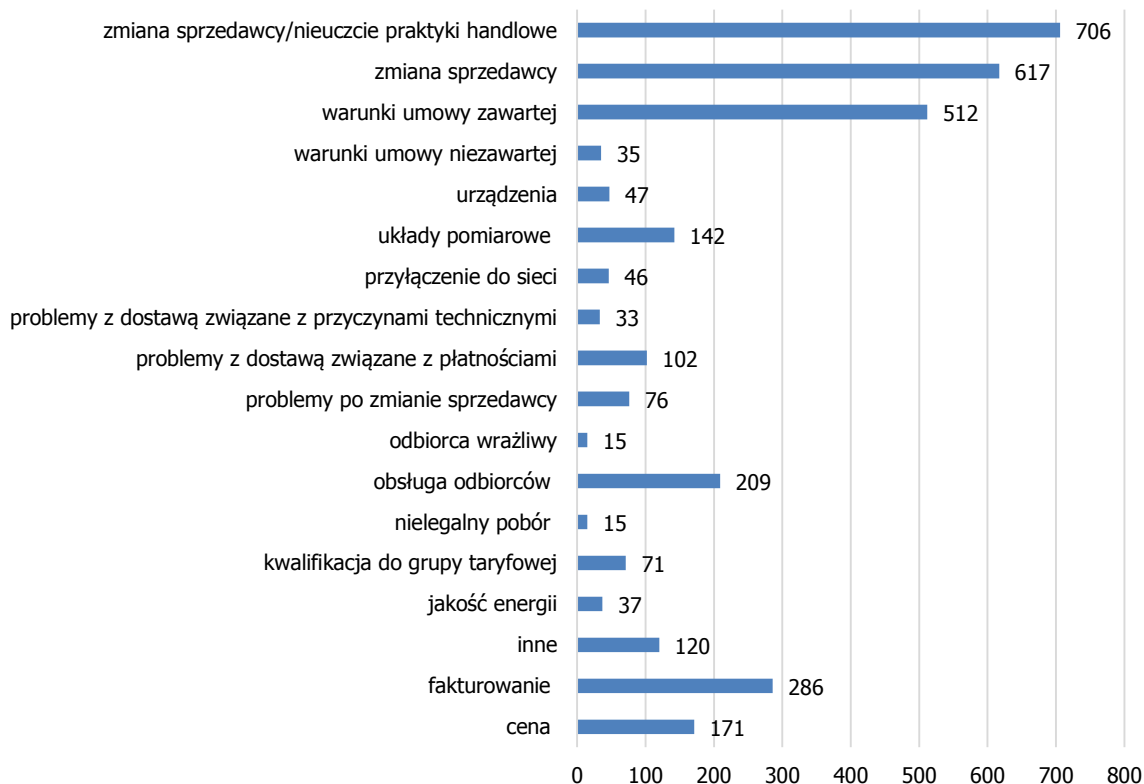
Wśród zapytań kierowanych przez odbiorców energii dominowała tematyka związana ze zmianą sprzedawcy energii (43%). Na uwagę zasługuje konsekwentny wzrost liczby spraw związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierzadko za pośrednictwem przedstawicieli handlowych – kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2014 r. na tym właśnie tle dochodziło do nieprawidłowości, co szósty kontakt z Punktem Informacyjnym był związany z nieuczciwymi praktykami handlowymi akwizytorów, którzy nierzadko wprowadzali odbiorców w błąd przy zawieraniu umowy, często przedstawiali się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii, oraz nie informowali konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym ubezpieczeniu, czy sankcji finansowej za wcześniejsze rozwiązanie umowy)¹³⁸⁾. Mimo, że Prezes URE nie jest organem właściwym w przypadku opisanych wyżej działań i praktyk przedstawicieli handlowych sprzedawców energii, to informując o możliwości zmiany sprzedawcy energii nieustannie podkreślał konieczność świadomego zapoznawania się z przedstawianą ofertą oraz konieczność czytania umów przed ich podpisaniem. Często bowiem zdarzało się, że odbiorcy zbyt pochopnie podpisywali dokumenty, bez wcześniejszego zapoznania się z treścią umowy, a później mieli problemy z rozwiązaniem zawartych umów. Przedstawiciele Punktu Informacyjnego informowali odbiorców o przysługującym im prawie do odstąpienia od umowy zawartej poza siedzibą przedsiębiorstwa energetycznego przypominając,

¹³⁸⁾ Więcej na ten temat w pkt 2 *Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję.*

że od umowy zawartej poza lokalem przedsiębiorstwa można odstąpić w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy (do 25 grudnia 2014 r. – 10 dni), bez podawania przyczyn i bez konsekwencji finansowych z tym związanych.

Kolejnymi najczęściej pojawiającymi się kategoriami zagadnień były zapytania odbiorców energii dotyczące warunków umowy zawartej (16%) oraz szeroko rozumianych kwestii finansowych (cena, fakturowanie – łącznie 14%).

Rysunek 43. Problemy odbiorców energii elektrycznej w 2014 r.

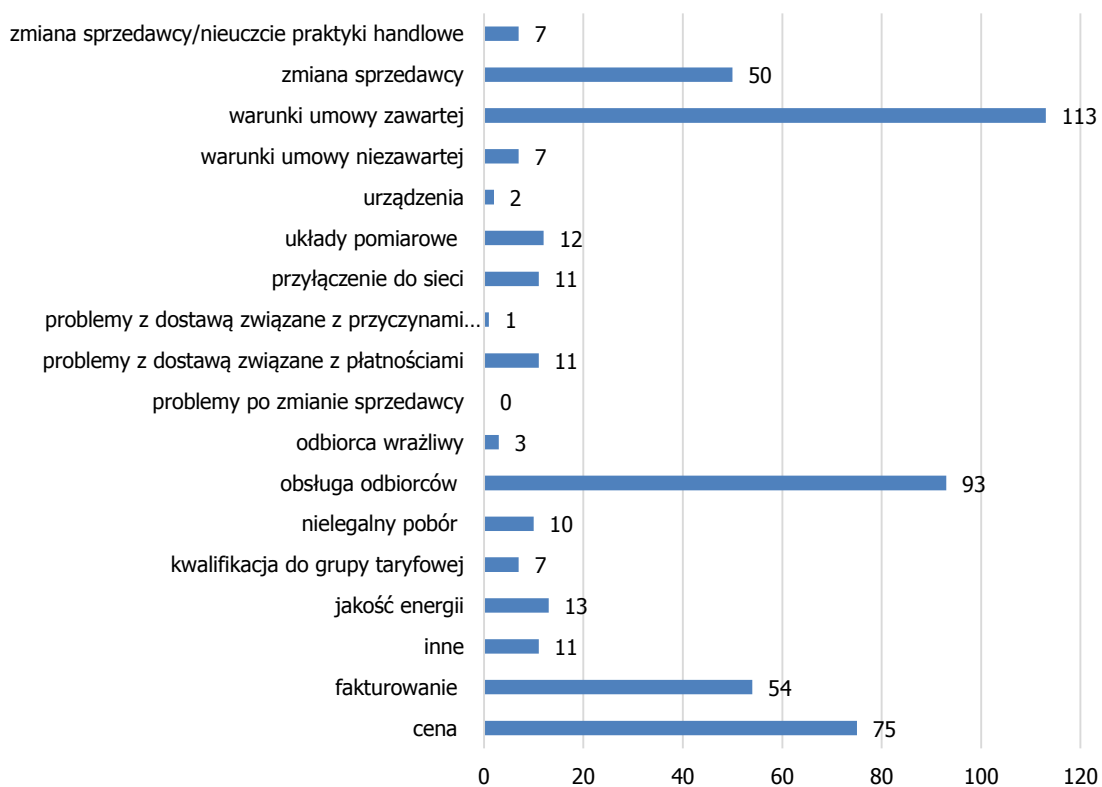


Źródło: URE.

Gaz

Odbiorcy gazu najczęściej szukali informacji na temat zasad ustalania cen paliwa gazowego oraz zasad rozliczeń za dostarczane paliwo gazowe a także fakturowania (łącznie 27%). Wiązało się to głównie z wprowadzonym od 1 sierpnia 2014 r. rozliczaniem za zużyte paliwo gazowe i świadczone usługi dystrybucji w jednostkach energii [kWh] a nie jak dotychczas jednostkach objętości [m³]. Wśród kwestii wymagających wyjaśnienia, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej – pojawiały się zagadnienia związane z realizacją umów zawartych (23,5%), w tej kategorii odbiorcy najczęściej zadawali pytania dotyczące terminów, sposobu przesyłania faktur, zmiany warunków umowy.

Rysunek 44. Problemy odbiorców gazu w 2014 r.

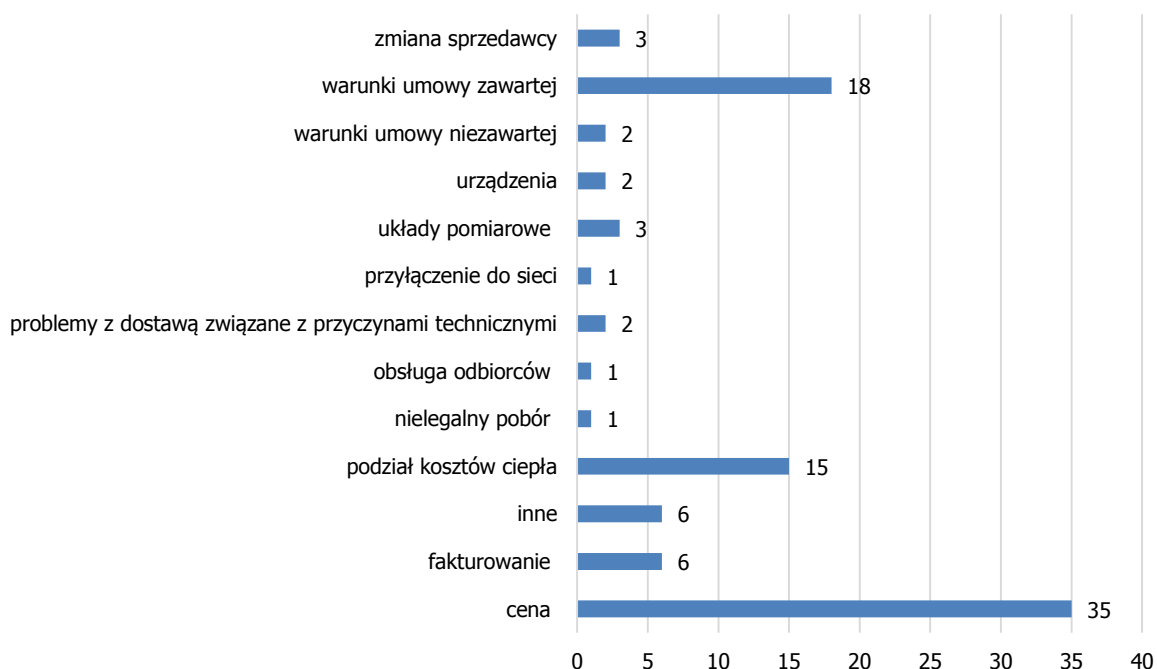


Źródło: URE.

Ciepło

Stosunkowo najmniej spraw w 2015 r. trafiło do Punktu Informacyjnego od odbiorców ciepła (95 zapytań). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE. Z zakresu spraw zgłaszanych przez odbiorców ciepła w 2014 r. dominującą kategorią pytań były te związane z ceną (37%). Kolejną kategorię stanowiły zagadnienia dotyczące szeroko rozumianych warunków umów zawartych oraz niezawartych (21%) oraz podziału kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe (16%).

Rysunek 45. Problemy odbiorców ciepła w 2014 r.



Źródło: URE.

4.4. Zbiór Praw Konsumenta Energii

Zgodnie z art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE został zobowiązany do sporządzenia, we współpracy z Prezesem UOKiK, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej zbioru praw konsumenta energii. Dokument ten powinien zawierać praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych.

W 2014 r. Prezes URE kontynuował rozpoczęte w ubiegłym roku prace nad zbiorem praw konsumenta energii, podstawą którego były wytyczne Komisji Europejskiej (*The European Energy Consumer Checklist*).

Chcąc zapewnić jasny i przejrzysty przekaz, ułatwiający konsumentom zrozumienie zagadnienia, dokument podzielono na dwie części: 1) Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej oraz 2) Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Jednocześnie treść obu części Zbioru konsultowana była z Prezesem UOKiK (wymóg prawny konsultacji) oraz z organizacjami reprezentującymi konsumentów, tj. Federacją Konsumentów i Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich, jak również z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Mając na uwadze fakt, że dokument ten jest adresowany do odbiorcy w gospodarstwie domowym – odbiorcy, który często nie zna skomplikowanych zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz paliw gazowych i często nie rozumie języka aktów prawnych, opracowując treść obu części Zbioru Praw Konsumenta, Prezes URE celowo zawarł w nim szereg terminów używanych w języku potocznym (zrozumiałych dla przeciętnego konsumenta), nie stosowanych wprost w aktach prawnych. Dlatego też występujące w nim także często pewne uproszczenia, zastosowane zostały po to, aby przybliżyć odbiorcy ogólne zasady funkcjonowania rynku. Należy zauważyć, że przedmiotowy dokument nie tworzy, ani nie zmienia przepisów prawa, ma on jedynie pełnić funkcję informacyjno-edukacyjną. Jednocześnie, aby zachęcić odbiorców do zapoznania się z treścią zbioru, nadano mu atrakcyjną formę graficzną.

W pierwszej połowie 2014 r. prace nad obiema częściami Zbioru zakończono ogłoszeniem tego dokumentu w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Jednocześnie sprzedawcy energii oraz paliw gazowych rozpoczęli jego dostarczanie odbiorcom w gospodarstwach domowych.

W związku z wejściem w życie przepisów ustawy z 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, w grudniu 2014 r. zostały opracowane i ogłoszone w Biuletynie Informacji Publicznej URE aktualizacje (erraty) obu części Zbioru Praw Konsumenta.

CZEŚĆ IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU ORAZ KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

1. ORGANIZACJA I FUNKCJONOWANIE URZĘDU

Prezes URE 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, który funkcjonuje na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz zarządzenia nr 90 Prezesa Rady Ministrów z 28 listopada 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki¹³⁹⁾.

W skład urzędu w 2014 r. wchodziły następujące:

- 1) komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:
 - Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła,
 - Departament Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych,
 - Departament Rozwoju Rynku i Spraw Konsumentkich,
 - Departament Systemów Wsparcia,
 - Departament Strategii i Komunikacji Społecznej,
 - Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów,
 - Biuro Dyrektora Generalnego,
 - Stanowisko do Spraw Koordynacji Rozwoju Inteligentnych Sieci,
 - Stanowisko do Spraw Współpracy Międzynarodowej,
 - Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
 - Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego,
- 2) oddziały:
 - Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
 - Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
 - Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
 - Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
 - Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
 - Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
 - Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
 - Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie.

Oddziały terenowe obejmowały swoim zasięgiem terytorialnym następujące województwa:

- 1) Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw zachodniopomorskiego i lubuskiego,
- 2) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego,

¹³⁹⁾ M. P. z 2013 r. poz. 971.

- 3) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego,
- 4) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw lubelskiego i podlaskiego,
- 5) Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw łódzkiego i mazowieckiego,
- 6) Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw dolnośląskiego i opolskiego,
- 7) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw śląskiego i świętokrzyskiego,
- 8) Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw małopolskiego i podkarpackiego.

2. ZATRUDNIENIE I KWALIFIKACJE

31 grudnia 2014 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zatrudnionych było 309 osób, z czego 280 osób to członkowie korpusu służby cywilnej, a 29 osób to pracownicy urzędu, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej – tj. pracownicy zatrudnieni na wysokich stanowiskach państwowych (1 osoba), na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi (28 osób). Według stanu na 31 grudnia 2014 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zatrudnionych było 189 kobiet i 120 mężczyzn, 10 osób posiadało orzeczony stopień niepełnosprawności.

Na 31 grudnia 2014 r. Urząd Regulacji Energetyki zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

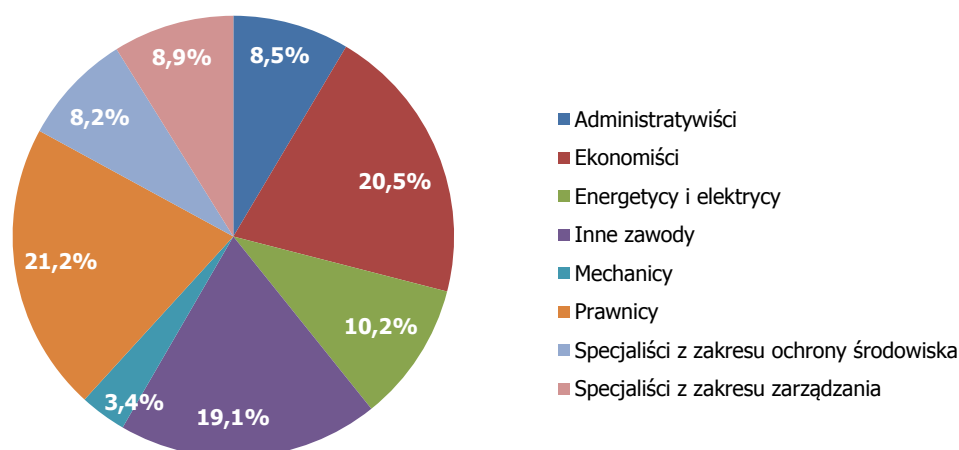
wyższe stanowiska w służbie cywilnej	– 23 osoby,
stanowiska koordynujące w służbie cywilnej	– 20 osób,
stanowiska samodzielne w służbie cywilnej	– 73 osoby,
stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej	– 154 osoby,
stanowiska wspomagające w służbie cywilnej	– 10 osób.

Spośród osób zatrudnionych w URE, na 31 grudnia 2014 r., 60 posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 51 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne oraz 9 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy Służby Cywilnej stanowili ok. 19% zatrudnionych w URE.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 293 osób (tj. ok 92% zatrudnionych), w tym:

doktor	– 4 osoby,
magister inżynier	– 77 osób,
magister	– 201 osób,
inżynier	– 3 osoby,
licencjat	– 8 osób.

Rysunek 46. Pracownicy URE według rodzaju wykształcenia



Źródło: URE.

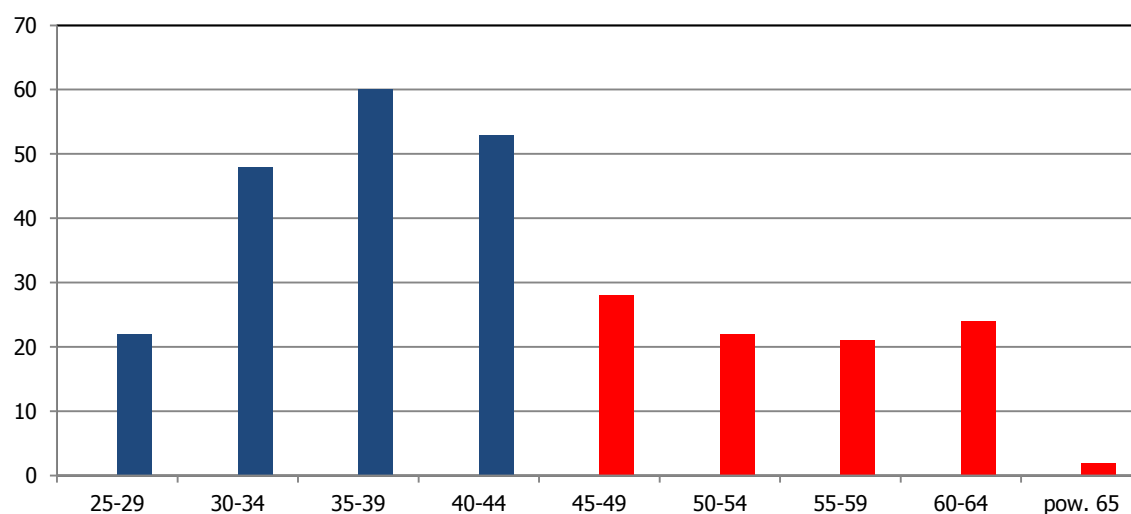
W 2014 r. do pracy w korpusie służby cywilnej, w Urzędzie Regulacji Energetyki przyjęto 28 osób, z czego 11 zatrudniono na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa nieobecnego pracownika. Pracownicy przyjmowani w 2014 r. na czas zastępstwa, stanowili 39% ogółu przyjętych do pracy w urzędzie. Stosunek pracy rozwiązano z 25 osobami, w tym w trybie:

- | | |
|---|------------|
| porozumienia stron | – 8 osób, |
| z upływem czasu, na który umowa była zawarta | – 4 osoby, |
| w związku z przejściem na emeryturę lub rentę | – 3 osoby, |
| wypowiedzenia przez pracodawcę | – 2 osoby, |
| wypowiedzenia przez pracownika | – 6 osób, |
| przeniesienia służbowego do innego urzędu | – 2 osoby. |

Spośród osób zwolnionych w 2014 r., 4 osoby zatrudnione były na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa.

Wskaźnik rotacji w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2014 r. wynosił 8,19%.

Rysunek 47. Struktura wiekowa pracowników URE w 2014 r. zatrudnionych w korpusie służby cywilnej w przedziałach wiekowych



Źródło: URE.

Pracownicy do 44 roku życia stanowili 65% ogółu zatrudnionych w korpusie służby cywilnej. Udział członków korpusu służby cywilnej w wieku powyżej 44 lat kształtował się na poziomie 35%. Pracownicy ze stażem pracy powyżej 20 lat stanowili w Urzędzie Regulacji Energetyki, wg stanu na 31 grudnia 2014 r., 36% zatrudnionych członków korpusu służby cywilnej.

Obsada stanowisk w korpusie służby cywilnej realizowana jest zgodnie z ustawą z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej, a nabór jest otwarty i konkurencyjny. Urząd Regulacji Energetyki zapewnia dostęp do informacji o wolnych stanowiskach pracy w służbie cywilnej, jak również zachęca osoby niepełnosprawne do aplikowania na oferowane stanowiska pracy.

3. BUDŻET

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2014 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki (URE) wynosił:

- dochody – 98 080 tys. zł,
- wydatki – 38 378 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 100 903 tys. zł, tj. 102,9% planu,
- wydatki wyniosły 38 047 tys. zł, tj. 99,1% planu.

3.1. Dochody

W 2014 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 100 903 tys. zł, co stanowiło 102,9% planu na omawiany rok. Dochody uzyskane w 2014 r. utrzymały się na poziomie roku 2013, choć były niższe o 19 tys. zł.

Opłaty 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 koncesja¹⁴⁰.

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa wpłynęło 100 715 tys. zł, co stanowiło 102,8% planowanych na 2014 r. dochodów z tego tytułu.

W 2014 r. prowadzono intensywne działania windykacyjne w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar. W tym celu wystawiono i wysłano:

- 235 wezwań do zapłaty, w tym 126 dotyczących 2014 r.,
- 275 potwierdzeń sald,
- 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 129 przedsiębiorstw energetycznych wysokość opłaty koncesyjnej,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji wysłano 304 upomnienia,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 261 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych,

¹⁴⁰ Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

- w trybie art. 116 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa wydano 3 decyzje o odpowiedzialności solidarnej członka zarządu spółki z ograniczoną odpowiedzialnością za niewniesienie opłaty przez spółkę,
- na podstawie art. 105 § 1 i art. 154 § 1 i 2 ustawy z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, w związku z art. 30 ust. 1 i art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 2 decyzje uchylające i umarzające postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej,
- na podstawie art. 105 § 1 ustawy z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, w związku z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 6 decyzji umarzających postępowanie administracyjne.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody URE w 2014 r. ukształtowały się następująco:

- wpływy z tytułu kar – 25 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaż składników majątkowych – 1 tys. zł,
- odsetki z tytułu nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 136 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 26 tys. zł.

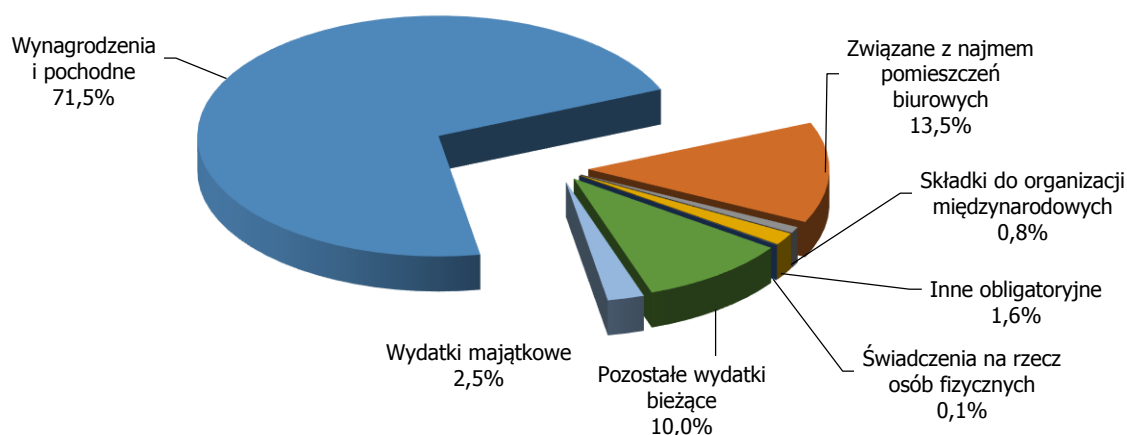
3.2. Wydatki

W 2014 r. Urząd Regulacji Energetyki realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 – Urzędy naczelných i centralnych organów administracji rządowej. W planie po zmianach środki na wydatki wyniosły 38 378 tys. zł. Wykonanie wydatków ogółem wyniosło 38 047 tys. zł, tj. 99,1% planu po zmianach, z tego:

- wydatki bieżące: 37 088 tys. zł,
w tym:
 - na wynagrodzenia i pochodne: 27 186 tys. zł;
 - na pozostałe wydatki bieżące: 9 902 tys. zł,
- wydatki na świadczenia na rzecz osób fizycznych: 24 tys. zł,
- wydatki na zakupy inwestycyjne: 935 tys. zł.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 37 088 tys. zł. Stanowiły one 97,5% ogółu wydatków URE.

Rysunek 48. Struktura wydatków URE w 2014 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków URE były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 27 186 tys. zł i stanowiły 71,5% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 5 150 tys. zł tj. 13,5% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (318 tys. zł – 0,8%),
- różnych obligacyjnych wydatków związanych z pracownikami, w tym składki na PFRON, odpisy na ZFŚS, badania wstępne i okresowe, szkolenia (627 tys. zł – 1,6%),
- innych wydatków bieżących, w tym wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, papieru, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu energii, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatyczne, monitoring, usługi czystości), zakupu usług telekomunikacyjnych i pocztowych, zakupu usług dostępu do Internetu, zakupu usług telefonii stacjonarnej i komórkowej, tłumaczeń, analiz i opinii, podróży służbowych krajowych i zagranicznych, różnych opłat i składek, kosztów postępowania sądowego (3 807 tys. zł – 10,0%).

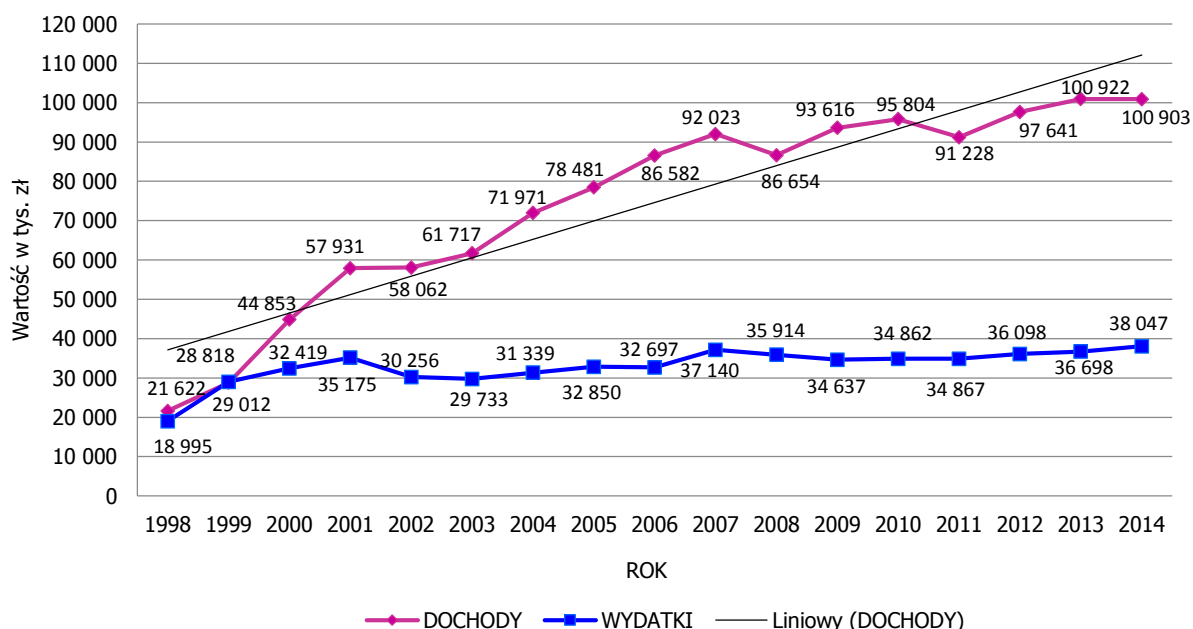
Wydatki majątkowe wyniosły 935 tys. zł i stanowiły 2,5% ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły wydatków związanych z zakupem sprzętów IT i oprogramowania.

Wydatki osobowe niezaliczane do wynagrodzeń wyniosły 24 tys. zł i stanowiły 0,1% ogółu poniesionych wydatków.

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 i usług zawierane były na zasadach określonych w ustawie – Prawo zamówień publicznych.

Warto w tym miejscu także wskazać, że Prezes URE dysponuje budżetem przeznaczonym na regulację na niemal niezmiennym poziomie od początku istnienia urzędu, natomiast dochody budżetu państwa (w cz. 50 – URE) uzyskiwane z regulacji ulegały zwiększeniu i obecnie są blisko 3-krotnie wyższe niż wydatki urzędu (rys. 49).

Rysunek 49. Wykonanie dochodów* i wydatków Urzędu Regulacji Energetyki w latach 1998–2014 w ujęciu nominalnym (według stanu na 31 grudnia 2014 r.)



* W pozycji dochody wykazano wszystkie dochody URE.

Źródło: URE.

4. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2014 r. Prezes URE wydał łącznie 6 549 decyzji administracyjnych. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 153 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 2,33%.

Dla porównania: w poprzednim roku wydano 5 454 decyzji administracyjnych i wniesiono 134 odwołania (co stanowiło 2,45% wydanych decyzji). W 2012 r. wydano 5 402 decyzje administracyjne i wniesiono 170 odwołań (co stanowiło 3,15% wydanych decyzji), w 2011 r. wydano 4 610 decyzji administracyjnych i wniesiono 171 odwołań (co stanowiło 3,7% wydanych decyzji), natomiast w 2010 r. wydano 4 869 decyzji administracyjnych i wniesiono 209 odwołań (co stanowiło 4,30% wydanych decyzji).

Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji pozostaje na zbliżonym poziomie, przy czym odnotować należy tendencję malejącą.

W 2014 r. do SOKiK przekazane zostało 136 odwołań, a w 17 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹⁴¹). Ponadto od postanowień Prezesa URE wniesiono 47 zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2014 r. SOKiK wydał łącznie 152 wyroki, w tym w 101 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 21 zmienił zaskarżone decyzje, a w 30 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2014 r. SOKiK wydał 125 postanowień, w tym w 28 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 24 przypadkach odrzucił odwołanie, w 29 odrzucił zażalenie, a w 27 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 12 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE, a w jednej sprawie zmienił zaskarżone postanowienie. Ponadto trzy postanowienia tego Sądu dotyczyły odrzucenia apelacji, a jedno postanowienie zostało wydane w przedmiocie zawieszenia postępowania sądowego.

III. W 2014 r. w 85 przypadkach orzeczenia SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 41 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 44 – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie w 2014 r. rozpoznał 43 apelacje wniesione od wyroków SOKiK, w tym 15 z nich wniesionych przez Prezesa URE, zaś 28 wniesionych przez strony, przy czym w dwóch przypadkach apelacje wniosły obie strony. W wyniku rozpoznania tych apelacji Sąd Apelacyjny wydał 41 wyroków w których: w 31 przypadkach oddalił apelacje, uwzględniając stanowisko SOKiK, przy czym w 19 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 12 – przez Prezesa URE. W jednej sprawie wyrok Sądu I instancji został uchylony, a postępowanie umorzone. Z kolei w 9 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd ten rozpoznał także 31 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK. Spośród tych zażaleń 18 (w tym 16 pochodzących od stron) zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, 4 zostały odrzucone, w 7 sprawach – na skutek zażalenia stron – Sąd Apelacyjny uchylił postanowienie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w jednym przypadku zażalenie wniosł Prezes URE, natomiast w dwóch przypadkach Sąd umorzył postępowanie apelacyjne.

¹⁴¹) Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296 z późn. zm.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2014 r. wniesiono 17 skarg kasacyjnych. W 9 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych przypadkach – strony.

W 2014 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 13 skarg kasacyjnych, przy czym w 8 przypadkach skargę kasacyjną wniósł Prezes URE, a w 5 – przedsiębiorstwo energetyczne. Rozpoznając skargi kasacyjne Sąd Najwyższy oddalił 9 skarg, w tym 5 wniesionych przez Prezesa URE. W 4 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki Sądu Apelacyjnego, uwzględniając w 3 przypadkach skargę kasacyjną Prezesa URE.

Sąd Najwyższy w roku sprawozdawczym w 9 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, przy czym 2 skargi kasacyjne zostały wniesione przez Prezesa URE, a pozostałe 7 przez stronę.

W 2014 r. Sąd Najwyższy wydał również 10 postanowień w przedmiocie przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania, w tym 6 skarg wniesionych przez Prezesa URE.

Sąd Najwyższy umorzył w jednym przypadku postępowanie kasacyjne ze względu na cofnięcie skargi przez stronę zainteresowaną, a w jednym przypadku odrzucił skargę kasacyjną strony. Sąd Najwyższy rozpoznał również zażalenie strony powodowej na wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie uchylający poprzedzający go wyrok Sądu I instancji i przekazujący temu Sądowi sprawę do ponownego rozpoznania. Zażalenie zostało oddalone.

Sąd Najwyższy podjął dwie uchwały oraz wystąpił z pytaniem prawnym do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

V. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA) w 2014 r. zostało przekazanych 5 skarg.

W 2014 r. WSA wydał cztery orzeczenia, w tym jedno postanowienie w przedmiocie uznania zarzutów w postępowaniu egzekucyjnym. Pozostałe trzy przypadki obejmowały skargi na bezczynność Prezesa URE oraz przewlekłość prowadzenia postępowania w sprawach dotyczących rozpoznania wniosku o udostępnienie informacji publicznej oraz rozpoznania wniosku o ukaranie dostawcy energii elektrycznej za niewłaściwy stan techniczny linii energetycznych.

W wyniku rozpoznania tych skarg, w jednym przypadku Sąd stwierdził bezczynność organu, która miała miejsce bez rażącego naruszenia prawa, zobowiązując tym samym organ do rozpatrzenia wniosku w określonym zakresie, w pozostałym – oddalając skargę. Pozostałe trzy skargi zostały przez Sąd odrzucone.

VI. W 2014 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał jedną skargę kasacyjną w zakresie skargi przedsiębiorstwa energetycznego na bezczynność Prezesa URE w przedmiocie wydania decyzji o korekcie końcowej kosztów osieroconych oraz jedno zażalenie na postanowienie WSA w sprawie odrzucenia skargi na przewlekłe prowadzenie przez Prezesa URE postępowania z wniosku o ukaranie dostawcy energii elektrycznej za niewłaściwy stan techniczny linii energetycznych. Skarga oraz zażalenie zostały oddalone.

VII. W kontekście dokonanej analizy ilościowej prowadzonych spraw sądowych warto zauważyć, że w ostatnich latach coraz bardziej wyraźna jest tendencja wydłużania czasu trwania poszczególnych postępowań sądowych, w sądach wszystkich instancji i rodzajów, przed które jest pozywany Prezes URE. Wydaje się, że obserwowana sytuacja jest konsekwencją coraz większego stopnia skomplikowania (zarówno pod względem prawnym, jak i faktycznym) prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W niektórych sprawach, ze względu na niejednoznaczność przepisów prawa, występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnością w orzecznictwie, a w konsekwencji korzystaniem przez strony z przysługujących im dalszych środków zaskarżenia. W innych przypadkach, ustalenie stanu faktycznego sprawy wymaga wiadomości specjalnych (zwłaszcza technicznych i ekonomicznych), dotyczy to w szczególności sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (głównie w przypadku odmowy przyłączenia źródeł odnawialnych), jak również postępowań w sprawie wymierzenia kary za nieutrzymywanie w należyłym stanie technicznym infrastruktury energetycznej wykorzystywanej do wykonywania działalności koncesjonowanej. W związku z tym, sądy coraz częściej korzystają z wiedzy specjalistów lub powołują dodatkowe

dowody, w szczególności z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców), jak również zobowiązują strony postępowania do złożenia dodatkowych wyjaśnień, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. Nadmienić również należy, że niejednokrotnie Sąd Apelacyjny uchyla zaskarżony wyrok i przekazuje sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi I instancji, w przypadku nieprzeprowadzenia przez ten Sąd wnioskowanych przez strony dowodów, o ile uzna, że są one istotne dla rozstrzygnięcia sprawy. W konsekwencji, rozpatrzenie sprawy i wydanie wyroku poprzedzone jest kilkoma rozprawami. W zasadzie do standardu można zaliczyć odraczenie wydania wyroku (zasadniczo do 14 dni) po zamknięciu rozprawy – co świadczy o tym, że sądy mają duże wątpliwości co do ocenianej materii poszczególnych spraw.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w SOKiK w 2014 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 212 spraw¹⁴²⁾, a przegrał 64¹⁴³⁾.

Odnosząc się do spraw przegranych godzi się wyjaśnić, że uchylene lub zmiana decyzji Prezesa URE przez Sąd Okręgowy niejednokrotnie następuje z przyczyn niezależnych od organu regulacyjnego. Dotyczy to w szczególności zmiany stanu prawnego lub faktycznego sprawy zaistniałego już po wydaniu zaskarżonej decyzji, które to okoliczności sąd rozpoznający sprawę uwzględnia z urzędu. Mając na uwadze, że ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (ponad 50 razy), problem uchylene lub zmiany decyzji, która była prawidłowa w dniu jej wydania staje się jedną z podstawowych przyczyn takich zmian.

Równie częstą przyczyną zmian decyzji Prezesa URE jest obniżenie poziomu kary. Niejednokrotnie sąd jako przesłankę zmniejszenia wysokości kary wskazuje aktualną na dzień orzekania sytuację finansową przedsiębiorcy, która uległa zmianie po wydaniu decyzji. W roku sprawozdawczym wśród 21 wyroków Sądu Okręgowego zmieniających decyzje Prezesa URE w 10 sprawach Sąd obniżył wymierzoną karę pieniężną, dzieląc, co do zasady, słuszność rozstrzygnięcia.

Nadmienić także należy, że sądy wszystkich instancji kontynuują dotychczasowe podejście do charakteru odpowiedzialności za naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym to Prezes URE jest odpowiedzialny za wykazanie dokonanego naruszenia, przy zachowaniu standardów określonych przepisami prawa karnego. Z konstrukcji tej odpowiedzialności – w ocenie sądów – wynika, że na przedsiębiorstwo energetyczne nie można nałożyć kary pieniężnej, jeżeli naruszenie obowiązków wynikających z Prawa energetycznego nie jest rezultatem jego zachowania (działania lub zaniechania), lecz niezależnych od niego, pozostających poza jego kontrolą okoliczności o charakterze zewnętrznym, uniemożliwiających nie tyle przypisanie przedsiębiorstwu energetycznemu winy umyślnej lub nieumyślnej, co nie pozwalających na zbudowanie rozsądnego łańcucha przyczynowo-skutkowego między zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, a stwierdzeniem stanu odpowiadającego hipotezie normy sankcjonowanej karą pieniężną. Rozpoznając sprawy z odwołania od decyzji Prezesa URE wymierzających kary pieniężne, Sądy I i II instancji przyjmując prezentowany wyżej pogląd, niejednokrotnie uchylają zaskarżone decyzje uznając, że to na organie regulacyjnym spoczywa obowiązek wykazania i to w znaczeniu prawnokarnym, iż przedsiębiorstwo swoim działaniem (zaniechaniem) naruszyło przepisy Prawa energetycznego.

Jest to wnioskowanie nieuprawnione, choćby z faktu, że Prezes URE nie jest jednym z organów ścigania i nie dysponuje takimi możliwościami i kompetencjami, zatem trudno uznawać, że jest zobligowany do stosowania standardów wyznaczonych zasadami określonymi w prawie i procedurze karnej, na co słusznie zwrócił uwagę Sąd Najwyższy w postanowieniu z 5 grudnia 2013 r., sygn. akt III SK24/13. W postanowieniu tym Sąd Najwyższy, na bazie dotychczasowego orzecznictwa zasadnie wyjaśnił m.in. że w orzecznictwie Europejskiego Trybunału Praw Człowieka (ETPC) czyni się rozróżnienie

¹⁴²⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji powoda oraz umorzenie postępowania odwoławczego.

¹⁴³⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: uchylene zaskarżonej decyzji Prezesa URE oraz uchylene zaskarżonego postanowienia Prezesa URE (często w skutek zmiany przed wydaniem wyroku obowiązujących przepisów prawa), zmianę zaskarżonej decyzji (najczęściej polega to jednak na uznaniu zasadności kierunku rozstrzygnięcia dokonane go przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej).

pomiędzy odpowiedzialnością represyjną o charakterze stricte karnym a odpowiedzialnością represyjną o charakterze zbliżonym do odpowiedzialności karnej. W związku z tym administracyjne kary pieniężne o wysokim poziomie dolegliwości zaliczane są do tej drugiej kategorii. W ich przypadku nie ma potrzeby wprowadzania takich samych przesłanek i zasad odpowiedzialności, jak w przypadku odpowiedzialności stricte karnej. Równocześnie Sąd Najwyższy podkreślił, że w orzecznictwie Sądu Najwyższego odwołania do standardu konwencyjnego służą jedynie uwypukleniu i uzasadnieniu potrzeby weryfikacji przez sądy orzekające w sprawach z odwołania od decyzji organów ochrony konkurencji i regulacji uchybień proceduralnych (por. wyroki Sądu Najwyższego z 21 września 2010 r., III SK 8/10; z 2 lutego 2011 r., III SK 18/10; z 7 lipca 2011 r., III SK 52/10; z 3 października 2013 r., III SK 67/12), a nie przeniesienia standardów prawno-karnych na grunt odmiennej procedury administracyjnej.

Wobec przedstawionego wyżej poglądu Sądu Najwyższego, dokonującego kwerendy dotychczasowego orzecznictwa w tym zakresie, należało oczekiwać, że sądy zweryfikują swoje stanowisko prezentowane w sprawach o wymierzenie kary pieniężnej za naruszenie przepisów Prawa energetycznego, w szczególności w odniesieniu do rozkładu ciężaru dowodu, co winno skutkować uznaniem, że to na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa ciężar wykazania, że dochowało należytej staranności w wykonywaniu działalności koncesjonowanej. Niestety, ostatnie orzecznictwo w tym zakresie nie wskazuje na zmianę podejścia sądów co do rozkładu ciężaru dowodu.

Zauważyć również należy, że często zmiana decyzji Prezesa URE jest konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez Sąd Okręgowy (jak również Sąd Apelacyjny) polityki „łagodzenia kar”, co oznacza, że Sąd, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę najczęściej obniża jej wysokość (lub odstępuje od jej wymierzenia), co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie, chociaż – co do zasady – Sąd podziela stanowisko organu regulacyjnego w kwestii stwierdzonego naruszenia prawa.

Wyjaśnić należy, że co do zasady, niekorzystne rozstrzygnięcia sądu pierwszej instancji zostały zaskarżone przez Prezesa URE do Sądu Apelacyjnego. Zatem, spraw tych – wbrew dotychczasowej statystyce – nie można uznać za definitywnie zakończone w sposób negatywny dla organu regulacyjnego, ponieważ apelacje wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte przez Sąd Apelacyjny.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2014 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 46 sprawy¹⁴⁴⁾, a przegrał 26 spraw¹⁴⁵⁾.

Na uwagę zasługują spory w zakresie odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii. W roku sprawozdawczym zarysowała się tendencja w orzecznictwie, wskazująca na ciążący na organie regulacyjnym obowiązek dokonania szerokiej oceny warunków technicznych i ekonomicznych w przypadku orzekania istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia. Warto także zauważyć, iż istotne zmiany w ostatnim czasie przepisów prawnych regulujących publicznoprawny obowiązek przyłączenia, skutkują niejednokrotnie uchynieniem decyzji Prezesa URE. Przy czym w znacznej ilości przypadków stanowi to konsekwencję zmiany przepisów prawa. Nie bez znaczenia dla zmiany podejścia do rozstrzygnięć regulatora następującego w wyniku zmian prawa lub zmian stanu faktycznego, pozostaje wpływ czasu pomiędzy wydaniem zaskarżonej decyzji a rozpoznaniem sprawy przez sąd. Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się znaczną dynamiką, jeżeli nałożymy na to dużą zmienność regulacji prawnych i kwestie uwzględniania w trakcie orzekania stanu prawnego i faktycznego z dnia rozpoznania sprawy, to wręcz powstaje konstytucyjna wątpliwość co do granic prawnosądowej ochrony podmiotów występujących o rozstrzygnięcie sporów przed Prezesem URE, zwłaszcza w przypadku sporów o przyłączenie do sieci. Niejednokrotnie bowiem w dniu orzekania mamy do czynienia z całkowicie odmiennym stanem (faktycznym lub prawnym) niż w dniu rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE.

Podkreślić przy tym należy, że w ostatnim roku wzrosła liczba ugodowo zakończonych sporów o odmowę przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci (tak w toku postępowań administracyjnych jak

¹⁴⁴⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji Powoda, oddalenie zażalenia powoda, zmianę wyroku/postanowienia SOKiK na skutek apelacji/zażalenia Prezesa, odrzucenie zażalenia strony.

¹⁴⁵⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK, uchynienie wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji powoda, oddalenie zażalenia Prezesa URE, uchynienie postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

i sądowych). Świadczy to o rezygnacji stron z poddawania ocenie Prezesa URE oraz w konsekwencji sądowych sporów w tym zakresie.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2014 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 16 spraw¹⁴⁶⁾ i 8 przegrał¹⁴⁷⁾.

Do najistotniejszych orzeczeń Sądu Najwyższego, z punktu widzenia kształtowania prawa i linii orzeczniczej należy zaliczyć dwie uchwały podjęte w sprawach z zakresu Prawa energetycznego. Istotne znaczenie będzie miała także odpowiedź na pytanie prejudycjalne, z którym wystąpił Sąd do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Uchwała Sądu Najwyższego z 8 października 2014 r., sygn. akt III SZP 2/14

Postanowieniem z 28 maja 2014 r., sygn. akt VI ACz 749/14, Sąd Apelacyjny w Warszawie przedstawił Sądowi Najwyższemu do rozstrzygnięcia rozpoznawane zagadnienie prawne jako budzące poważne wątpliwości, a mianowicie, czy na podstawie art. 30 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne służy odwołanie do SOKiK od decyzji Prezesa URE wydanej w przedmiocie stwierdzenia nieważności uprzednio wydanej decyzji administracyjnej.

8 października 2014 r. Sąd Najwyższy podjął uchwałę o sygn. akt III SZP 2/14, w której przesądził, że od decyzji Prezesa URE w przedmiocie stwierdzenia nieważności decyzji służy odwołanie do SOKiK.

W uzasadnieniu uchwały Sąd Najwyższy wskazał, że zgodnie z art. 30 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do SOKiK. Zgodnie natomiast z art. 30 ust. 3 tej ustawy, postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego. Z literalnej wykładni powołanych przepisów wynika, że od każdej – bez wyjątku – decyzji Prezesa URE przysługuje odwołanie do sądu powszechnego (SOKiK), a ten środek zaskarżenia jest rozpoznawany w trybie właściwym dla spraw cywilnych. W takich przypadkach stronie nie przysługuje odwołanie do organu wyższego stopnia w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego, a w konsekwencji nie przysługuje jej również skarga do sądu administracyjnego. Potwierdzeniem tej reguły jest przepis art. 479⁴⁶⁾ pkt 1 k.p.c, zgodnie z którym SOKiK jest właściwy w sprawach odwołań od decyzji Prezesa URE. Zdaniem Sądu Najwyższego, z punktu widzenia dopuszczalności drogi sądowej przed sądem powszechnym w sprawach z odwołań od decyzji Prezesa URE nie ma zatem znaczenia, w jakim trybie (zwykłym czy nadzwyczajnym) zapadła decyzja kwestionowana przez stronę. Nie jest też istotne, czy podstawą decyzji Prezesa URE były przepisy Prawa energetycznego, czy też przepisy innych ustaw (np. Kodeksu postępowania administracyjnego). Powyższa wykładnia nie znajduje zastosowania w stosunku do postanowień wydawanych przez Prezesa URE.

Uchwała Sądu Najwyższego z 18 września 2014 r., sygn. akt III SZP 1/14

Postanowieniem z 8 stycznia 2014 r., sygn. akt VI ACz 757/13, Sąd Apelacyjny w Warszawie przedstawił Sądowi Najwyższemu do rozstrzygnięcia rozpoznawane zagadnienie prawne jako budzące poważne wątpliwości, a mianowicie, czy przewidziane w art. 45a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne bonifikaty za niedotrzymanie przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców energii oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej stanowią instytucję zbliżoną do kary ustawowej, czy też są to świadczenia pieniężne o charakterze gwarancyjnym, przysługujące odbiorcom energii, bez względu na przyczyny nienależytego wykonania zobowiązania umownego przez przedsiębiorstwo energetyczne.

¹⁴⁶⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej strony, uchylenie wyroku Sądu Apelacyjnego i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania, oddalenie zażalenia powoda na postanowienie Sądu Administracyjnego, odrzucenie skargi kasacyjnej.

¹⁴⁷⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej pozwanego, uchylenie zaskarżonego wyroku Sądu Apelacyjnego i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej pozwanego do rozpoznania.

18 września 2014 r. Sąd Najwyższy podjął uchwałę o sygn. akt III SZP 1/14, w której przesądził, że bonifikaty za niedotrzymanie przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców energii oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej przysługują odbiorcom energii, bez względu na przyczyny nienależytego wykonania zobowiązania umownego przez przedsiębiorstwo energetyczne.

W ocenie Sądu Najwyższego bonifikaty, o których mowa w art. 45 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, nie mają charakteru odszkodowania (przysługują one niezależnie od tego, czy doszło do powstania szkody), natomiast polegają na obniżeniu ceny zakupu energii elektrycznej z powodu niedotrzymania przez dostawcę energii elektrycznej standardów jakościowych (w tym również niedostarczenia energii elektrycznej). Obligatoryjne było zatem udzielenie bonifikaty w przypadku zgłoszenia wniosku o jej wypłatę z powodu niedostarczenia energii elektrycznej, niezależnie od przyczyn niewykonania zobowiązania przez przedsiębiorstwo energetyczne. Do bonifikat nie stosuje się przepisów Kodeksu cywilnego dotyczących naprawienia szkody. Brak jest zatem podstaw do potraktowania bonifikat jako formy zryczałtowanego odszkodowania, co oznaczałoby nadanie im statusu zbliżonego do kary ustawowej, do której stosuje się odpowiednio przepisy o karze umownej (art. 285 k.c.) i pozwoliłoby przedsiębiorstwu energetycznemu wykazać, że nie ponosi winy za niewykonanie lub nienależyte wykonanie zobowiązania względem odbiorców energii elektrycznej.

Należy zauważyć, że powyższa uchwała Sądu Najwyższego jest korzystna dla odbiorców i pozwoli w przyszłości uniknąć sytuacji, w których przedsiębiorstwa energetyczne odmawiałyby wypłaty bonifikat powołując się na przypadek siły wyższej.

Postanowienie Sądu Najwyższego z 8 października 2014 r., sygn. akt III SK 53/13

W postanowieniu powyższym Sąd Najwyższy, rozpoznając skargę kasacyjną Prezesa URE w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych przedsiębiorstwa energetycznego – beneficjenta pomocy publicznej, na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT zwrócił się do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z następującymi pytaniami prejudycjalnymi:

- 1) czy mechanizm pomocy publicznej, którego zgodność ze wspólnym rynkiem była oceniana *a priori* jeszcze przed jego wdrożeniem i który był uznany w decyzji Komisji z 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. UE L 83/1 z 28 marca 2009 r.) za zgodny ze wspólnym rynkiem zgodnie z metodologią kosztów osieroconych przedstawioną w Komunikacie Komisji dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (list Komisji SG(2001)D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.) i nie podlega już takiej ocenie na etapie jego realizacji, czy też powinien każdorazowo podlegać ocenie pod kątem jego zgodności z ww. metodologią, mając na względzie art. 4 ust. 2 ww. decyzji Komisji w zw. z art. 107 TFUE oraz art. 4 ust. 3 TUE,
- 2) jakie znaczenie należy nadać art. 4 ust. 2 decyzji Komisji w zw. z pkt 3.3 i 4.2. metodologii kosztów osieroconych, a w związku z tym czy pojęciu grupy kapitałowej, o której mowa w art. 32 ust. 1 w zw. z art. 2 pkt 1 ustawy o rozwiązaniu KDT należy nadać znaczenie „statyczne” czy też „dynamiczne”.

Stanowisko Trybunału będzie miało istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia przedmiotowej sprawy, jak również dla ukształtowania linii orzeczniczej sądów w zakresie weryfikacji decyzji Prezesa URE ustalających wysokość korekt kosztów osieroconych.

Wyrok Sądu Najwyższego z 19 listopada 2014 r. (sygn. akt III SK 82/13)

Wyrok powyższy wydany został w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za naruszenie warunków koncesji na dystrybucję energii elektrycznej (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne). Oddalając skargę kasacyjną przedsiębiorstwa sieciowego, Sąd Najwyższy podzielił tym samym stanowisko organu regulacyjnego i rozwiązał wątpliwości związane z odpowiedzialnością przedsiębiorstw energetycznych wynikającą z obowiązku dbałości o infrastrukturę elektroenergetyczną, wykorzystywaną w prowadzeniu działalności dystrybucyjnej, którego należyte wykonanie posiada z kolei istotne

znaczenie z punktu szeroko rozumianego bezpieczeństwa, w szczególności ochrony życia i zdrowia ludzkiego, jak również dóbr materialnych.

W powołanym wyroku Sąd Najwyższy, dokonując oceny należytej staranności przedsiębiorstwa energetycznego w prowadzeniu działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, odniósł się w szczególności do kwestii stosowania odpowiednich zabezpieczeń w sieci elektroenergetycznej, których podstawowym zadaniem jest ochrona przed skutkami awarii, adekwatnych do newralgicznego miejsca z punktu widzenia ryzyka awarii i jej niepożądanych skutków, dobranych zgodnie ze stanem wiedzy i przyjętej praktyki. Przesądając tym samym, że fakt, że zastosowane zabezpieczenia są zgodne z minimalnymi wymogami określonymi przepisami prawa¹⁴⁸⁾ jest niewystarczająca do uznania ich za prawidłowo dobrane, a w konsekwencji przyjęcia, że przedsiębiorstwo dochowało należytej staranności w ich doborze. Zdaniem Sądu Najwyższego, w przypadku działalności koncesjonowanej, a szczególnie w przypadku takiej działalności jak działalność normowana przepisami Prawa energetycznego, na przedsiębiorstwie energetycznym ciąży obowiązek zapewnienia szczególnie wysokiego poziomu staranności przy prowadzeniu działalności.

Stanowisko Sądu Najwyższego wyrażone w powołanym wyroku należy uznać za szczególnie istotne, ponieważ wytycza kierunek wykładni w podobnych sprawach, poprzez wskazanie przesłanek, które winny być brane pod uwagę przy ocenie należytej staranności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie eksploatacji sieci elektroenergetycznych. Zdaniem Sądu Najwyższego, ocena zabezpieczeń jedynie przez pryzmat przepisów, jest niewystarczająca, bowiem zabezpieczenia winny być przede wszystkim dostosowane do newralgicznego punktu w sieci – przy uwzględnieniu wiedzy technicznej i przyjętej praktyki – a przede wszystkim powinny *in concreto* spełnić swoje zadanie – zabezpieczać.

Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2014 r. wyniosły 27 555,03 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 26 515,00 zł.

5. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE PRZEZ NAJWYŻSZĄ IZBĘ KONTROLI ORAZ INNE INSTYTUCJE KONTROLNE

W 2014 r. działalność Prezesa URE podlegała pięciu kontrolom przeprowadzonym przez: Najwyższą Izbę Kontroli (2 kontrole), Państwową Inspekcję Pracy (jedna kontrola), Urząd Kontroli Skarbowej (jedna kontrola), Kancelarię Prezesa Rady Ministrów (jedna kontrola).

Przeprowadzane w urzędzie kontrole dotyczyły:

1. „Wykonania budżetu państwa w roku 2013 w części 50” (Najwyższa Izba Kontroli) – której dysponentem jest Prezes URE, zakończona oceną pozytywną i brakiem formułowania uwag i zaleceń pokontrolnych. Pozytywnie oceniono: 1) rzetelność zaplanowanych oraz celowość i gospodarność zrealizowanych wydatków budżetu państwa, 2) prawidłowość, terminowość i rzetelność prowadzenia ksiąg rachunkowych oraz sporządzonych sprawozdań finansowych, 3) skuteczność funkcjonowania systemu rachunkowości i mechanizmów kontroli zarządczej dotyczących operacji finansowych i gospodarczych, 4) prawidłowość sprawowania nadzoru i kontroli nad wykonaniem budżetu.

¹⁴⁸⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.).

2. „Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej” (Najwyższa Izba Kontroli), zakończona oceną pozytywną działań Prezesa URE w zakresie monitorowania bezpieczeństwa energetycznego pod względem dostaw energii elektrycznej. Zadania w tym zakresie, jak i obowiązki informacyjne, regulacyjne i sprawozdawcze dotyczące systemu elektroenergetycznego wykonywane przez Prezesa URE uznano za prowadzone skutecznie i prawidłowo. Wobec nie stwierdzenia nieprawidłowości jednostka kontrolująca odstąpiła od formułowania wniosków pokontrolnych.
3. „Realizacja wybranych zagadnień oraz wybranych aspektów funkcjonowania Urzędu w latach 2012–2013” (Kancelaria Prezesa Rady Ministrów), zakończona sformułowaniem wniosków i zaleceń. Prezes URE odniósł się do nich w obowiązujących w tym zakresie trybach i terminach, przedstawiając informacje o sposobie wykorzystania uwag i wniosków oraz podjętych działaniach w kierunku realizacji zaleceń.
4. „Prawidłowość obliczania i wpłacania opłat zastępczych określonych w art. 9a ust. 1 pkt 2 oraz ust. 8 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne za 2012 r.” (Urząd Kontroli Skarbowej), zakończona oceną pozytywną działań Prezesa URE w zakresie m.in. weryfikacji wniosków o wydanie świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej, umarzania świadectw pochodzenia i wnoszenia opłat zastępczych przez przedsiębiorstwa wykorzystujące współspalanie, dokonywania oceny wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jednostka kontrolująca nie sformułowała uwag i zaleceń pokontrolnych.
5. „Prawna ochrony pracy, w tym bezpieczeństwa i higieny pracy” (Państwowa Inspekcja Pracy), której wnioski i zalecenia wynikające z tej kontroli zostały przyjęte do realizacji z jednoczesnym poinformowaniem jednostki kontrolującej o sposobie ich realizacji.

Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁴⁹⁾.

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 są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl.

6. KONTROLA ZARZĄDCZA

Zgodnie z ustawą o finansach publicznych¹⁵⁰⁾ Prezes URE jest zobowiązany do zapewnienia funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej. Kontrola zarządcza rozumiana jest jako ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. Celem kontroli zarządczej jest zapewnienie:

- 1) zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi,
- 2) skuteczności i efektywności działania,
- 3) wiarygodności sprawozdań,
- 4) ochrony zasobów,
- 5) przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania,
- 6) efektywności i skuteczności przepływu informacji,
- 7) zarządzania ryzykiem.

Fundamentem realizacji celów i zadań Prezesa URE jest usprawnianie i monitorowanie przyjętych rozwiązań systemu kontroli zarządczej w obszarach wskazanych w ustawie o finansach publicznych.

Corocznie sporządzany jest *Plan działalności* urzędu zawierający najważniejsze cele oraz zadania służące ich osiągnięciu (wraz z wartościami mierników określających stopień ich realizacji).

¹⁴⁹⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 782 z późn. zm.

¹⁵⁰⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 885 z późn. zm.

Cele do realizacji na 2014 rok przedstawiały się następująco:

- 1) wzrost efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych,
- 2) zwiększenie aktywności odbiorców końcowych w zakresie korzystania z zasady TPA (prawa do swobodnego wyboru sprzedawcy),
- 3) zwiększenie pewności ciągłości zasilania odbiorców w energię,
- 4) zapewnienie prawidłowej realizacji obowiązków w zakresie zapewnienia udziału energii z odnawialnych źródeł energii oraz z kogeneracji,
- 5) zapewnienie prawidłowej realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią,
- 6) zapewnienie skutecznej realizacji wspólnotowej polityki energetycznej oraz skutecznego współdziałania Prezesa URE z unijnymi instytucjami i stowarzyszeniami/agencjami regulatorów.

Sprawozdanie z wykonania *Planu działalności* określa, za pomocą przyjętych mierników, stopień realizacji zaplanowanych celów. Prezes URE przedstawia ocenę funkcjonowania kontroli zarządczej opartą o wyniki: monitoringu realizacji zadań i celów, kontroli zewnętrznych, samooceny kontroli zarządczej i oceny z przeprowadzanych audytów, składając oświadczenie o stanie kontroli zarządczej za rok ubiegły.

Zgodnie z treścią oświadczenia złożonego przez Prezesa URE za 2014 r., w urzędzie w ograniczonym stopniu funkcjonowała adekwatna, skuteczna i efektywna kontrola zarządcza.

Zastrzeżenia ws. funkcjonowania kontroli zarządczej dotyczyły następujących obszarów:

- 1) zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi, w szczególności niedostosowania niektórych przepisów prawa do obecnego stanu faktycznego oraz wydłużonego procesu implementacji przepisów rozporządzenia REMIT do prawa krajowego,
- 2) ograniczonych środków finansowych na udział ekspertów URE w pracach ACER w zakresie wynikającym z rozporządzenia REMIT, przy nałożeniu na Prezesa URE obowiązków wynikających bezpośrednio z ww. rozporządzenia (np. prowadzenie krajowego rejestru uczestników rynku),
- 3) zasobów kadrowych, w szczególności:
 - a) fluktuacji i utraty wartościowych pracowników, absencji chorobowej, nieskutecznego procesu naboru pracowników związanego z przypadkami braku chętnych na oferowane stanowiska oraz czasu niezbędnego na przeszkolenie pracowników;
 - b) braku adekwatnych zasobów, w tym pracowników posiadających jednocześnie wiedzę ekspercką, umiejętności współpracy międzynarodowej, umiejętności argumentacji i bardzo dobrą znajomość języka angielskiego branżowego.
- 4) braku wystarczającego wyposażenia w narzędzia informatyczne w zakresie wsparcia zadań merytorycznych,
- 5) czynników zewnętrznych (zachowania wytwórców, zmiany lub brak zmian w przepisach prawa, ewentualne postępowanie Komisji Europejskiej w celu dostosowania rozliczeń do wymagań europejskich przepisów dot. pomocy publicznej) oraz braku pełnej współpracy ze strony innych organów państwa (przekazywane dane na potrzeby raportu sporządzanego kwartalnie przez Prezesa URE były niepełne).

Działania podjęte w celu poprawy funkcjonowania kontroli zarządczej to m.in.:

- 1) zakup sprzętu informatycznego z oprogramowaniem dzięki środkom finansowym z rezerwy celowej, co pozwoliło na usprawnienie tego obszaru,
- 2) wzmocnienie kadrowe urzędu w ramach środków z rezerwy celowej na 10 dodatkowych etatów, co częściowo wypełniło potrzeby URE,
- 3) przygotowanie założeń do usprawnienia systemu kontroli zarządczej, w tym przygotowanie projektów planów działalności komórek organizacyjnych (zawierających cele, zadania, mierniki i ryzyka).

Planowane działania w celu poprawy funkcjonowania kontroli zarządczej to m.in.:

- 1) zakup oprogramowania informatycznego w celu wprowadzenia narzędzi informatycznych poprawiających skuteczność realizacji zadań, w tym rozbudowa baz danych,
- 2) dokonanie przeglądu zadań i oceny adekwatności rozwiązań organizacyjnych pod kątem zwiększenia efektywności pracy,
- 3) usprawnienie komunikacji i wymiany informacji pomiędzy instytucjami i organizacjami.

Plan działalności, sprawozdanie z wykonania planu oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej¹⁵¹⁾ urzędu na stronie www.bip.ure.gov.pl.

¹⁵¹⁾ Obowiązek publikacji wynika z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

ELEKTROENERGETYKA

Zatwierdzanie taryf

Zatwierdzanie taryf dla największych OSD – nowy model regulacji od 2016 r.

Rok 2014 był przedostatnim rokiem dotychczasowego modelu regulacji największych OSD. Mając to na uwadze, a także uwzględniając zmiany zachodzące w sektorze elektroenergetycznym i jego otoczeniu, w 2014 r. kontynuowano rozpoczęte rok wcześniej prace nad określeniem nowych zasad regulacji OSD na kolejny kilkuletni okres, który rozpocznie się w 2016 r. Nowe zasady będą obejmować:

- nowy model oceny efektywności przedsiębiorstw dotyczący kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej,
- regulację jakościową OSD,
- aktualizację podejścia do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału.

W ramach prac nad nowym modelem kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej dokonano szczegółowej analizy metod stosowanych przez europejskich regulatorów. Kolejny etap prac obejmował określenie zbioru parametrów służących do budowy modelu kosztów operacyjnych, a następnie ich pozyskanie od OSD oraz weryfikację. Zweryfikowane dane zostały wykorzystane do pierwszej implementacji modelu oraz do jego walidacji.

Prace nad regulacją jakościową, pod względem tematycznym, zostały podzielone na część dotyczącą wskaźników bezpośrednio wpływających na przychód OSD oraz część dotyczącą wskaźników podlegających jedynie monitorowaniu. Przy czym wskaźniki monitorowane w przyszłości mogą być wprowadzone do katalogu wskaźników wpływających na przychód regulowany. Ustalono, że wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód OSD będą wskaźniki dotyczące przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI), odpowiednio dostosowane na potrzeby regulacji jakościowej oraz wskaźnik odzwierciedlający czas realizacji przyłączenia odbiorców IV i V grupy przyłączeniowej.

Wprowadzane zmiany w regulacji przedsiębiorstw sieciowych powinny zapewniać, przy zachowaniu uzasadnionego poziomu cen usług przez nie świadczonych, realizację następujących celów:

- poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej,
- poprawę jakości obsługi odbiorców/sprzedawców/wytwórców,
- wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań mających na celu optymalizację realizowanych inwestycji, tj. minimalizację kosztów przy zadanym poziomie osiągniętych celów w zakresie jakości dostarczania energii,
- obniżenie strat sieciowych (zarówno technicznych jak i handlowych),
- zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji.

Wprowadzenie elementów jakościowych do zasad kalkulacji taryf sieciowych powinno ułatwić realizację powyższych celów. Niezbędne przy tym jest podjęcie odpowiednich, adekwatnych działań m.in. w obszarach: budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych, powiązania modelu oceny planów rozwoju z regulacją jakościową oraz określenia przejrzystych kryteriów oceny działań zmierzających do poprawy jakości.

Przedsiębiorstwo realizujące cele regulacji jakościowej powinno mieć np. wyższą kwotę zwrotu z kapitału niż przedsiębiorstwo pasywne, nie podejmujące stosownych działań w tym zakresie. Wstępne wyniki prac nad regulacją jakościową pojawiły się w grudniu 2014 r.

Prace nad aktualizacją podejścia do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału (WACC) w 2014 r. skupiły się głównie na szczegółowej analizie stosowanych przez europejskich regulatorów

metod wyznaczania WACC, które uwzględniają wszystkie możliwe do wykorzystania instrumenty finansowe do pozyskiwania kapitału obcego.

Przeprowadzone dotychczas prace analityczne nad nową metodologią regulacji OSD, stanowią fundament umożliwiający prowadzenie dalszych efektywnych prac w 2015 r., które zapewnią kontynuację polityki transparentnych i stabilnych zasad regulacji sektora dystrybucji energii elektrycznej w Polsce.

Inne zagadnienie związane z zatwierdzaniem taryf

Mając na uwadze doświadczenia w zakresie taryfowania przedsiębiorstw energetycznych należy zauważyć, że w sytuacji stwierdzenia braku spełnienia warunków zawartych w przepisach ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE odmawia zatwierdzenia taryfy, co jednak następuje sporadycznie. Przede wszystkim przy odmowie zatwierdzenia taryfy chodzi o poziom kosztów, które są analizowane i weryfikowane przez Prezesa URE, i które są uznane za uzasadnione. Przy oczekiwaniu spadku taryfy (z wyłączeniem przyczyn zewnętrznych) odmowa prowadzi jednak do stosowania przez przedsiębiorstwo, w świetle prawa, taryfy dotychczasowej i jest to wtedy działanie na niekorzyść odbiorców. Ta kwestia powinna zostać poprawiona.

Należy rozważyć, czy taryfy najmniejszych przedsiębiorstw dystrybucyjnych powinny być zatwierdzane przez Prezesa URE. Należałoby sięgnąć do propozycji zapisów „dużego trójkąta” odnośnie systemów zamkniętych. W dawnej propozycji wskazano, że w przypadku przedsiębiorstwa działającego na obszarze zamkniętym (np. teren byłej huty itp.) byłoby ono zobowiązane tylko do posiadania koncesji na prowadzenie działalności dystrybucyjnej, pod warunkiem, że taryfa/cennik przez niego ustalona i stosowana byłaby niższa od taryfy tzw. „dużego” OSD działającego na tym terenie.

Powyższe kwestie były już przedstawiane Ministerstwu Gospodarki.

Konieczność prowadzenia działań ukierunkowanych na ochronę odbiorców będących konsumentami z uwagi na ilość skarg dotyczących nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przy zmianie sprzedawcy

Biorąc pod uwagę wzrost liczby konsumentów dokonujących zmiany sprzedawcy oraz wzrost nieuczciwych praktyk rynkowych podejmowanych przez nieuczciwych akwizytorów działających na rynku sprzedawców, istnieje konieczność zmiany ustawy – Prawo energetyczne w zakresie usankcjonowania podejmowania przez Prezesa URE działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwach domowych, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE komunikatów i informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a tymi odbiorcami, a także listy przedsiębiorstw energetycznych, na które zostały złożone skargi odbiorców dotyczące powyższych problemów.

Doprecyzowanie przepisów dotyczących pomocy publicznej dla wytwórców wynikających z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych

Z dotychczasowych doświadczeń Prezesa URE w toku realizacji ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych (KDT) wynika konieczność doprecyzowania niektórych przepisów tej ustawy. Przepisy te były ustalone w odniesieniu do struktury sektora elektroenergetycznego oraz sytuacji na rynku, która obecnie uległa znaczącym zmianom. Ponadto w tej ustawie ujawniło się szereg innych wątpliwości interpretacyjnych, w odniesieniu do których do chwili obecnej w orzecznictwie sądów brak jest jednolitej wykładni. Propozycje stosownych zmian ustawy o rozwiązaniu KDT były przekazywane do Ministerstwa Gospodarki w latach ubiegłych.

Usprawnienia wdrażania nowych regulacji w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci – postulowane nowe uprawnienia dla Prezesa URE

W związku ze zmieniającymi się regulacjami prawnymi (m.in. zaawansowanymi pracami nad uchwaleniem kolejnych kodeksów sieci dla elektroenergetyki), jak również mając na uwadze stały rozwój poszczególnych segmentów rynku energii elektrycznej w Polsce, zasadnym jest wprowadzenie odpowiednich zmian w zakresie usprawnienia procesu efektywnego wdrażania nowych przepisów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

W obecnych uwarunkowaniach prawnych, zgodnie z przepisami art. 9g ust. 7-8 ustawy – Prawo energetyczne, OSP i OSD przedkładają instrukcję Prezesowi URE do zatwierdzenia decyzją administracyjną. Oznacza to, że Prezes URE nie posiada obecnie możliwości wszczęcia postępowania w zakresie zatwierdzenia instrukcji bez odpowiedniego wniosku operatora w tej kwestii. Ponadto Prezes URE może zatwierdzić lub odmówić zatwierdzenia przedłożonej instrukcji jedynie w całości. W przypadku braku zgody stron postępowania dotyczącego części przepisów, ww. unormowania prawne mogą prowadzić do nadmiernego wydłużania procesu zatwierdzenia całości przepisów.

Biorąc pod uwagę powyższe, zasadnym jest wyposażenie Prezesa URE w uprawnienia do ustalania instrukcji, zarówno w całości, jak i w części, przygotowywanych przez operatorów w przypadku, gdy operator mimo wezwania nie przedkłada instrukcji do zatwierdzenia lub przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w obowiązujących przepisach prawa. Proponowane rozwiązanie ma na celu uniknięcie rozbieżności między treścią instrukcji, a obowiązującymi przepisami prawa. Doświadczenia z prowadzenia postępowań administracyjnych dotyczących zatwierdzenia instrukcji wskazują na celowość wprowadzenia takiego rozwiązania. Przyczyni się ono do zwiększenia efektywności i przyspieszenia procesu wdrażania regulacji krajowych i unijnych do instrukcji ruchu i eksploatacji operatorów systemów. Dodatkowo, dążąc do równowagi interesów przedsiębiorstw elektroenergetycznych i odbiorców energii elektrycznej Prezes URE uzyska możliwość wprowadzania odpowiednich zmian do instrukcji w oparciu o zgłaszane uwagi i opinie użytkowników systemu. Należy podkreślić, że korzystanie z powyższego uprawnienia Prezesa URE możliwe byłoby jedynie w wypadku braku aktywności ze strony operatora.

Ponadto biorąc pod uwagę toczące się prace mające na celu zintegrowanie rynków państw członkowskich UE należy poprzeć inicjatywę uchwalenia wiążących norm prawnych dla działań podejmowanych w tym celu. Dotychczasowe projekty skupiające się na wdrażaniu idei jednolitego rynku energii elektrycznej były realizowane jako działania pilotażowe.

GAZOWNICTWO

Liberalizacja rynku gazu

Zasadnym jest podjęcie działań legislacyjnych, które przyczynią się do większej liberalizacji rynku gazu w Polsce. Celem takich działań powinno być usunięcie istotnych barier stwarzających ograniczenia na hurtowym rynku gazu ziemnego, przy jednoczesnym zachowaniu środków, które zapewnią bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych np. nagłego ograniczenia dostaw lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu. W związku z powyższym w ocenie Prezesa URE należy rozważyć modyfikacje następujących regulacji:

1) rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy¹⁵²⁾

W obecnym stanie prawnym, według ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, kryterium dywersyfikacji, tj. zróżnicowania źródeł pozyskania gazu ziemnego, opiera się na źródle pochodzenia oraz kraju

¹⁵²⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

pochodzenia tego gazu. Natomiast maksymalny udział gazu importowanego określony jest przez maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku.

Od dnia wydania rozporządzenia na polskim rynku gazu zaistniały istotne zmiany. Powstały nowe formuły handlu gazem, które nie występowały w dacie ustalania kryteriów i zasad dywersyfikacji – np. zakup na giełdzie, wirtualny rewers.

W tej sytuacji niedostosowanie przepisów regulujących kwestię dywersyfikacji do aktualnego stanu prawnego i faktycznego może stanowić przeszkodę z jednej strony w skutecznej weryfikacji realizacji tego obowiązku przez podmioty zobowiązane, z drugiej zaś – zwiększa koszty i ryzyko funkcjonowania podmiotów na rynku gazu.

Dotychczasowe doświadczenia wynikające z funkcjonowania tych przepisów prowadzą do wniosku, że konieczne jest wypracowanie takich rozwiązań legislacyjnych, które z jednej strony stanowić będą skuteczny środek zapewniający bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych w sytuacjach kryzysowych, z drugiej zaś nie będą stanowić istotnej bariery dla rozwoju hurtowego rynku paliw gazowych.

W tym celu warto rozważyć zredefiniowanie zakresu podmiotów objętych obowiązkiem dywersyfikacyjnym oraz dostosować kryteria i definicje związane z realizacją obowiązku dywersyfikacji do aktualnego stopnia rozwoju rynku, uwzględniając realizowane w praktyce formuły transakcji i stopień integracji z europejskim rynkiem gazu.

2) ustawy o zapasach

Powyższa ustawa wprowadza w art. 24 ust. 1 obowiązek utrzymywania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Regulacja dotyczy zatem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się importem oraz nabyciem wewnątrzwspólnotowym gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży każdemu podmiotowi, który otrzymuje lub pobiera paliwo gazowe na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Ustawodawca przewidział możliwość zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów dla podmiotów, których liczba odbiorców jest nie większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Oznacza to, że każde przedsiębiorstwo energetyczne, które sprowadzi na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gaz ziemny w ilości przekraczającej 100 mln m³ (w celu jego dalszej odsprzedaży), zobowiązane jest do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Funkcjonujące obecnie rozwiązanie zniechęca przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się importem oraz nabyciem wewnątrzwspólnotowym, w szczególności nowe podmioty, do aktywności na polskim rynku gazu, co w rezultacie utrudnia osiągnięcie pożądanego zróżnicowania wśród dostawców gazu i źródeł dostaw. Jak wynika z opinii uczestników rynku obowiązek utrzymywania zapasów przez podmioty sprowadzające z zagranicy gaz ziemny w ilości przekraczającej 100 mln m³ stanowi przeszkodę do rozwoju konkurencyjnego i płynnego rynku. Podmioty te wskazują, że dodatkowy koszt związany z magazynowaniem gazu ziemnego (zarówno w kraju, jak i za granicą) stawia pod znakiem zapytania rentowność przywozu z zagranicy znacznych wolumenów gazu. Przedsiębiorstwa te postrzegają powyższe rozwiązania jako barierę, która wpływa na podejmowanie przez nie decyzji o rozpoczęciu lub skali prowadzonej działalności w tym zakresie.

W sytuacji bliskiego uruchomienia nowych kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski (terminal LNG czy też w dalszej perspektywie połączenia Polska-Czechy i Polska-Słowacja) zasadne jest podjęcie prac mających na celu dostosowanie systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do kształtujących się nowych możliwości pozyskania tego gazu przez uczestników polskiego rynku gazu. Nowe regulacje dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego powinny, z jednej strony gwarantować odpowiedni poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju, z drugiej zaś nie stanowić istotnej bariery dla rozwoju rynku paliw gazowych.

3) Kolejnym obszarem, w którym zasadne byłoby wprowadzenie zmian legislacyjnych jest **proces wyznaczania operatorów systemów gazowych**, tj. OSP, OSD, OSM i OSGZ. Obecnie, w związku z treścią art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu

skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego¹⁵³). Oznacza to, że każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem długotrwałym.

W związku z powyższym zasadne wydaje się wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego aktu administracyjnego. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu gazowego.

Oceniając funkcjonowanie ustawy o zapasach w kontekście przepisów dotyczących bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, odnotować należy następujące kwestie problemowe, wymagające podjęcia działań legislacyjnych mających na celu:

- wdrożenie instytucji autoryzowanego audytora w dziedzinie energetyki przemysłowej, o którym mowa w art. 58 ust. 7-14 wskazanej ustawy, upoważnionego w szczególności do weryfikacji informacji podanych przez odbiorców na potrzeby opracowania przez operatorów planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego w zakresie minimalnych ilości gazu ziemnego, których pobór nie powoduje zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- usunięcie braków w regulacji kwestii procedur postępowania, mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, o których mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy.

Obowiązek posiadania takich procedur – które mają być jednym ze środków umożliwiających bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – nałożony został na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą polegającą na przywozie gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego¹⁵⁴). Problem wynika stąd, że ustawa o zapasach nie precyzuje terminu, w jakim obowiązane podmioty mają opracować te procedury, nie stanowi jaki organ ma kontrolować posiadanie tych procedur czy też ich treść, ani nie ustanawia sankcji za brak posiadania takich procedur.

Uwzględniając wagę takich procedur dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego rozważyć należy zmianę ustawy o zapasach poprzez dodanie przepisów określających kwestie:

- nieuwzględnienie w ustawie o zapasach wdrożenia od 1 sierpnia 2014 r. (zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia taryfowego) systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii, co oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości – w zakresie określenia kryterium możliwości uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 5-6 tej ustawy. Proponowane rozwiązanie może polegać na podaniu w ustawie o zapasach relewantnej wielkości przywozu gazu ziemnego wyrażonej w jednostkach energii,
- nieuwzględnienie w wydanym na podstawie ustawy o zapasach rozporządzeniu Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹⁵⁵), wdrożenia od 1 sierpnia 2014 r. systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii

¹⁵³) Wykonywanie tych rodzajów działalności bez posiadania statusu operatora danego systemu podlega karze pieniężnej zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁵⁴) Na wagę rzeczonych procedur zwraca także uwagę Minister Gospodarki w dokumentach o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, a opracowanych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewnających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. UE L z 12.11.2010 r. Nr 295, s. 1), tj. w Planie Działań Zapobiegawczych oraz w Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

¹⁵⁵) Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

(zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia taryfowego). Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości, co powoduje, że plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedkładane Prezesowi URE do zatwierdzenia do 15 listopada każdego roku, powinny być wyrażone w jednostkach energii. Problemem jest jednak to, że przepisy ww. rozporządzenia Rady Ministrów nadal określają kryterium podlegania ograniczeniom w poborze gazu ziemnego poprzez odniesienie do sumy mocy określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, o wartości co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia, a zatem wielkości wyrażonej w jednostkach objętości. Istniejący stan braku korelacji pomiędzy przepisami ww. rozporządzeń, po zaprzestaniu wyrażania wielkości umownych i rozliczeniowych w jednostkach objętości, powodować może problemy z właściwym wskazaniem odbiorców podlegających ujęciu w planach wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowywanych przez operatorów systemów gazowych oraz określaniem wielkości w poszczególnych stopniach zasilania.

Rozwiązanie tego problemu może polegać na podaniu w ww. rozporządzeniu Rady Ministrów wartości granicznych określonych w jednostkach energii (kWh/h), odpowiadających wartości 417 m³/h, dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, przy której dany odbiorca powinien być ujęty w danym planie ograniczeń. Dodatkowo, rozporządzenie powinno precyzować sposób określania maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania wyrażanych w jednostkach energii, np. poprzez wskazanie, że należy przyjmować rozliczeniowe wartości ciepła spalania z poprzedniego roku gazowego dla danego Obszaru Rozliczeniowego Ciepła Spalania, na terenie którego położony jest punkt wyjścia z systemu gazowego danego odbiorcy.

Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci

W związku ze zmieniającym się otoczeniem prawnym (m.in. wejście w życie kolejnych tzw. kodeksów sieci), jak również mając na uwadze stały rozwój rynku gazu w Polsce, zasadnym jest wprowadzenie odpowiednich zmian prawnych w zakresie usprawnienia procesu efektywnego wdrażania nowych przepisów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych (obecne uwarunkowania prawne opisano wyżej w części dotyczącej elektroenergetyki).

Mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz funkcjonowania systemów gazowych, należy podkreślić, że zarówno operator systemu magazynowanego, jak i operator systemu skraplania gazu ziemnego powinni zostać zobowiązani do opracowania odpowiednich instrukcji ruchu i eksploatacji swoich systemów na wzór dokumentów opracowywanych obecnie przez OSP i OSD. Instrukcje te (instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego) powinny podlegać zatwierdzeniu decyzją administracyjną wydaną przez Prezesa URE. Dzięki wprowadzeniu powyższego obowiązku Prezes URE miałby możliwość kontroli realizacji zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi w ramach ww. systemów. Wymienione powyżej działania są kluczowe w kontekście postępującego procesu liberalizacji rynku gazu ziemnego. Wyjątek od tej reguły będzie stanowić sytuacja, w której operator systemu skraplania gazu ziemnego będzie operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności regazyfikacji lub skraplania nie wyższej niż 150 mln m³ rocznie. Zastosowanie takiego wyjątku jest uzasadnione ze względu na analogiczne uregulowania w odniesieniu do małych operatorów systemów dystrybucyjnych.

PALIWA, BIOPALIWA CIEKŁE

Przeniesienie obsługi zabezpieczeń majątkowych związanych z wykonywaniem działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliwa ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, do naczelników urzędów skarbowych

Zgodnie z art. 33 ust. 1b, art. 35 ust. 2, art. 38a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonymi z dniem 22 lipca 2014 r. na mocy ustawy z 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach oraz niektórych innych ustaw, wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania paliw ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą związane jest z obowiązkiem złożenia zabezpieczenia majątkowego w wysokości 10 mln zł w celu zabezpieczenia powstałych albo mogących powstać należności związanych z wykonywaną działalnością koncesjonowaną, z tytułu:

- 1) opłat z tytułu posiadania koncesji,
- 2) kar wymierzanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne,
- 3) opłaty zapasowej, o której mowa w art. 21b i kar, o których mowa w art. 63 ustawy o zapasach,
- 4) kar za niezrealizowanie Narodowego Celu Wskaźnikowego,
- 5) kar za wprowadzanie do obrotu paliw ciekłych niespełniających wymagań jakościowych,
- 6) zobowiązań podatkowych w zakresie podatku od towarów i usług oraz podatku akcyzowego;
- 7) odsetek za zwłokę w zapłacie należności wymienionych w pkt 1-6.

Zabezpieczenie majątkowe może być złożone w formie:

- gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej,
- poręczenia banku,
- weksla z poręczeniem wekslowym banku,
- czeku potwierdzonego przez krajowy bank wystawcy czeku,
- zastawu rejestrowego na prawach papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa lub Narodowy Bank Polski – według ich wartości nominalnej,
- pisemnego, nieodwołalnego upoważnienia Prezesa URE, potwierdzonego przez bank lub spółdzielczą kasę oszczędnościowo-kredytową, do wyłącznego dysponowania środkami pieniężnymi zgromadzonymi na rachunku lokaty terminowej.

Obsługę tych zabezpieczeń, w tym ich weryfikację na etapie udzielania koncesji, przechowywanie, monitorowanie ważności, pokrywanie należności oraz zwalnianie, powierzono Prezesowi URE, co wobec braku wsparcia finansowo-osobowego dla realizacji tego odpowiedzialnego zadania, uznać należy za rozwiązanie dalekie od doskonałości. By dostrzec mankamenty przyjętego modelu obsługi zabezpieczeń majątkowych, w pierwszej kolejności należy uświadomić sobie cel regulacji zawartych w art. 38a ustawy – Prawo energetyczne. *Poprawki dotyczące zmian w ustawie Prawo energetyczne miały na celu ograniczenie zjawiska szarej strefy w sektorze paliwowym oraz skutków, jakie ono za sobą pociąga, zarówno w szerokim aspekcie funkcjonowania konkurencyjnego rynku paliwowego w Polsce i utraconych wpływów budżetu państwa, jak też węższym, dotyczącym zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie, w jakim dotyczy zapewnienia wymaganego poziomu zapasów interwencyjnych ropy naftowej i paliw. (...) Proceder szarej strefy w obrocie paliwami płynnymi polega głównie na zorganizowanym sposobie unikania płacenia podatków i opłat poprzez wielokrotną fikcyjną odsprzedaż paliwa, tak zwaną sprzedaż karuzelową, z których ostatnia z firm znika z rynku wprowadzwszy do obrotu paliwa bez podatku i opłat.* Z wypowiedzi przedstawicieli Ministra Gospodarki oraz z obserwacji rynku paliw ciekłych wynika, że zabezpieczenia majątkowe mają stanowić zabezpieczenie przede wszystkim w obszarze należności z tytułu zobowiązań podatkowych (podatek od towarów i usług oraz podatek akcyzowy), gdzie notowane są największe straty budżetowe.

Skoro zatem należności podatkowe są tymi, którym w pierwszej kolejności dedykowane jest zabezpieczenie majątkowe, zasadnym wydaje się ulokowanie obsługi tych zabezpieczeń, w tym ich uruchamiania, w strukturach organów podatkowych, tj. u naczelników urzędów skarbowych. Szczególnie istotne jest przy tym odpowiednie przygotowanie techniczno-prawne organów

podatkowych do obsługi tego instrumentu. Ustawa z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa od przeszło 10 lat zawiera bowiem przepisy o zabezpieczeniach majątkowych, z uwzględnieniem form identycznych jak wprowadzone w ustawie – Prawo energetyczne.

Zważywszy na powyższe oraz uwzględniając zainteresowanie wyrażane w toku roboczych kontaktów przez Szefa Służby Celnej i Administracji Podatkowej w Ministerstwie Finansów, Prezes URE proponuje przedstawioną wyżej korektę kompetencyjną jako skuteczny sposób zwiększenia efektywności działań na rzecz ograniczenia zjawiska szarej strefy na rynku paliw ciekłych.

Kontynuowanie działań zmierzających do uregulowania zjawiska obrotu i stosowania olejów popirolitycznych jako paliwa opałowego bądź komponentu do jego produkcji

W toku regulacji rynku paliw ciekłych Prezes URE zaobserwował coraz większą obecność na tym rynku oleju popirolitycznego, pochodzącego z surowców ropopochodnych, tworzyw sztucznych, opon itp., oferowanego jako komponent, półprodukt do dalszej obróbki lub jako samoistne paliwo opałowe stosowane w instalacjach energetycznego spalania.

Olej popirolityczny znajduje się w wykazie odpadów określonym w rozporządzeniu Ministra Środowiska z 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów. Sposób postępowania z odpadami olejowymi określa zaś rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 4 sierpnia 2004 r. w sprawie szczegółowego sposobu postępowania z olejami odpadowymi. Tymczasem okazuje się, że olej popirolityczny, traktowany nie jako odpad, lecz oferowany jako wspomniany wyżej komponent, półprodukt, a zwłaszcza samoistne paliwo opałowe cieszy się zainteresowaniem odbiorców ze względu na swą atrakcyjną cenę, konkurując z lekkim olejem opałowym.

Tymczasem, ze względu na swe pochodzenie, olej popirolityczny nie mieści się w zakresie kodów CN 2710 19 45 oraz 2710 19 49, a w konsekwencji nie może zostać zakwalifikowany do grupy olejów opałowych lekkich, w rozumieniu ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, której celem jest ograniczanie negatywnych skutków oddziaływania paliw na środowisko oraz zdrowie ludzi. W konsekwencji, w obowiązującym stanie prawnym, do oleju popirolitycznego jako paliwa opałowego, nie mogą mieć zastosowania uregulowania wynikające z tej ustawy, w tym wymagania jakościowe dotyczące zawartości siarki w olejach opałowych.

Olej popirolityczny pozostaje zatem paliwem opałowym o nieunormowanych właściwościach fizykochemicznych, w tym dotyczących szkodliwości dla środowiska oraz cech eksploatacyjnych. Powyższe skutkuje dostępnością na rynku oleju popirolitycznego, wytwarzanego przez rodzimych producentów lub sprowadzanego zza wschodniej granicy, o zróżnicowanym stopniu oddziaływania na środowisko (zwłaszcza jeśli chodzi o zawartość siarki) oraz rozmaitej kompatybilności z tradycyjnym olejem opałowym lekkim, zależnym od pochodzenia surowcowego, przebiegu obróbki chemicznej, zastosowanych dodatków lub zmieszania z olejem opałowym lekkim.

Mając powyższe na uwadze, Prezes URE poinformował Ministra Środowiska oraz Ministra Gospodarki o rosnącej obecności oleju popirolitycznego na rynku paliw opałowych, proponując podjęcie ewentualnych działań zgodnie z posiadanymi kompetencjami. Ministerstwo Gospodarki, inspirowane m.in. ww. wystąpieniem Prezesa URE, przedstawiło propozycje idące w kierunku objęcia m.in. olejów popirolitycznych przepisami ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Niniejszym Prezes URE podtrzymuje swoje zainteresowanie rychłym uregulowaniem zjawiska obrotu i stosowania olejów popirolitycznych jako paliwa opałowego bądź komponentu do jego produkcji.

WSPIERANIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

W obowiązującym od 31 grudnia 2012 r. rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18 października 2012 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 energii¹⁵⁶⁾ zawarte zostały regulacje dotyczące zachowania wymogu odpowiedniego udziału biomasy pochodzącej z upraw energetycznych oraz zakazu stosowania biomasy w postaci drewna pełnowartościowego, w procesach wytwarzania energii elektrycznej objętej systemem wsparcia w postaci świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych. Taki stan prawny spowodował, że w wielu przypadkach przed wydaniem świadectwa pochodzenia niezbędne było przeprowadzenie szczegółowego postępowania wyjaśniającego, celem ustalenia, czy spełnione zostały określone przepisami prawem przesłanki warunkujące jego wydanie.

Wobec braku funkcjonowania jednolitych procedur uwierzytelniających pochodzenie i rodzaj danego sortymentu biomasy, powodował niejednokrotnie znaczące wydłużenie czasu trwania postępowania w przedmiocie wydania świadectw pochodzenia. Mając na względzie konieczność usprawnienia prowadzenia postępowań dowodowych w omawianym obszarze, już w 2013 r. w urzędzie opracowano a następnie opublikowano na stronie internetowej URE¹⁵⁷⁾, obszerny pakiet informacyjny zawierający m.in. szablony dokumentów, którego założeniem było ułatwienie przygotowania materiału dowodowego w sposób maksymalnie zunifikowany i przejrzysty. Podjęte działania zostały w pozytywny sposób przyjęte zarówno przez wytwórców energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, jak i przez dostawców biomasy, co wydatnie usprawniło i przyspieszyło proces wydawania świadectw pochodzenia. W 2014 r. Prezes URE wydał 19 460 świadectw pochodzenia na łączny wolumen 22 242 982,597 MWh, co stanowiło wzrost o ok. 112% względem produkcji objętej w 2013 r. świadectwami pochodzenia. W rezultacie „nawis” niewydanych świadectw pochodzenia dotyczący energii wytworzonej w latach 2013–2014 został radykalnie zmniejszony do ok. 4,5 TWh na koniec 2014 r.

Na tle omawianych zjawisk należy wskazać, że w trakcie procesu legislacyjnego dotyczącego ustawy o odnawialnych źródłach energii, przedstawiciele URE wielokrotnie wskazywali na konieczność wprowadzenia, w tym również w przedstawionym obszarze, systemowych zmian dotyczących wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Prezes URE aktywnie uczestniczy w tworzeniu nowych regulacji prawnych, które pozwolą od 2015 r. wymiennie usprawnić proces udzielania wsparcia.

¹⁵⁶⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229.

¹⁵⁷⁾ <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/biomasa-na-cele-energe/5069,-Biomasanaceleenergetyczne.html>

ANEKS

DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URE I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 1. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2014 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 980	151	435	8 158

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2014 r.

	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2014 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych						Postanowienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych
			ogółem	udzielenie	zmiana	w tym:			ogółem
						cofnięcie, uchylene lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	umorzenie postępowania	
Koncesje	5 040	35	3 762	2 128	1 069	383	87	95	196
Promesy	304	1	224	166	38	0	3	17	19
Razem	5 344	36	3 986	2 294	1 107	383	90	112	215

Tabela 3. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2014 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą, zaopatrzenie w energię elektryczną i gaz				Decyzje w sprawie	
	ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy* dla energii elektrycznej**, gazu i ciepła	zmian dotychczas stosowanych taryf na energię elektryczną, gaz i ciepło*
		na wytworzenie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
2 318	343	305	23	15	462	251

* 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 2014 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2014 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
		ogółem	w tym:			
			udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
8 131	3 790	2 894	1 786	639	68	15

Tabela 5. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2014 r.

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]		[%]	
9 582 651,73	9 403 494,26	179 157,47	5,40	3,43

Tabela 6. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2014 r.

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]		[%]	
264 472,26	256 308,27	8 163,99	4,36	1,11

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2014 r.

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]				[%]
220 583,52	217 371,62	3 211,90	1,85	0,36

Tabela 8. Skargi i kary – w 2014 r.

ogółem	Skargi z tego dotyczące:				Nałożone kary	
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	палив ciekłych	liczba	łączna wysokość [zł]
2 186	120	1 897	162	7	107	1 935 648

Tabela 9. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w 2014 r.

Wnioski o wydanie decyzji	Decyzje z tego:					Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw	Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw
	ogółem	wstrzymanie dostaw	odmowa zawarcia umowy sprzedaży	odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji		
167	115	39	18	49	9	33	20

Tabela 10. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT*, ** – w 2014 r.

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
1 522	690	487	82	129	356

* 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 2014 r.

Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
ogółem	z tego dotyczące:			
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	палив ciekłych
2 766	638	772	38	1 318