

Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:



- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2013 r.

02/2014

NR 2 (88) 30 czerwca 2014 ISSN 1506-090X



Urząd Regulacji
Energetyki

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu	3
Wprowadzenie	3
Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna	6
Część II. Realizacja zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią	14
1. Elektroenergetyka	14
1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja	14
1.1.1. Rynek hurtowy	14
1.1.2. Rynek detaliczny	19
1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	24
1.2.1. Koncesje	24
1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	26
1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	30
1.2.4. Certyfikat niezależności	30
1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	31
1.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	32
1.2.7. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	58
1.3. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej	59
1.3.1. Rynek i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)	59
1.3.2. Projekty pilotażowe i zagadnienie nieplanowanych przepływów energii elektrycznej	61
1.3.3. Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami	64
1.4. Realizacja obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 347/2013 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej	67
1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT	68
1.6. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)	70
1.6.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia	73
1.6.2. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji	75
1.6.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych	77
1.6.4. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii	78
1.7. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej	79
1.7.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	79
1.7.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	83
1.7.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	85
1.7.4. Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	85
1.7.5. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw	87
1.7.6. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej	89
2. Gazownictwo	90
2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja	90
2.1.1. Rynek hurtowy	90
2.1.2. Rynek detaliczny	92
2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	94
2.2.1. Koncesje	94
2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	98
2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	104
2.2.4. Certyfikaty niezależności	105
2.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	106
2.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	107
2.3. Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego	113
2.3.1. Udział Polski w rynkach regionalnych gazu ziemnego	113
2.3.2. Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci	115

2.4. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczenia gazu ziemnego	117
2.4.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	117
2.4.2. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	123
2.4.3. Weryfikacja lub ustalanie w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych	123
2.4.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego	125
2.4.5. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków	127
2.4.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	128
2.4.7. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczenia gazu ziemnego	128
2.5. Wdrażanie Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce	138
3. Ciepłownictwo	138
3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja	138
3.1.1. Lokalne rynki ciepła	138
3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła	143
3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	145
3.2.1. Koncesjonowanie	146
3.2.2. Zatwierdzanie taryf	146
3.2.3. Inne działania Prezesa URE	148
4. Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty	149
4.1. Rynek paliw ciekłych – ogólna sytuacja	149
4.1.1. Charakterystyka rynku	149
4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania	149
4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych	153
4.2.1. Podstawa prawna	153
4.2.2. Biokomponenty	155
4.2.3. Biopaliwa ciekłe	155
4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	155
5. Inne zadania Prezesa URE	156
5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	156
5.1.1. Kontrola stosowania taryf	156
5.1.2. Działania interwencyjne	158
5.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej	161
5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	163
5.3. Nakładanie kar pieniężnych	164
5.4. Statystyka publiczna	169
5.5. Publikowanie wskaźników cenowych	169
5.5.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b)	169
5.5.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokospirawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a)	170
5.5.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c)	170
5.5.4. Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczana na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d)	171
5.5.5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 8)	171
5.5.6. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy (art. 49c ust. 2)	172
5.5.7. Wskaźniki referencyjne ustalane przez Prezesa URE	172
5.6. Sporządzanie raportu przedstawiającego i oceniającego warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne	172

5.7. System wsparcia efektywności energetycznej	173
5.7.1. Organizowanie i przeprowadzanie przetargów w celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej	175
5.7.2. Wydawanie świadectw efektywności energetycznej	179
5.8. Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci	180
5.9. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla	182
5.10. Współdziałanie w zakresie zapobiegania kradzieżom infrastruktury	182
5.11. Współpraca międzynarodowa	183
5.12. Zawieranie umów z właściwymi organami w celu zacieśnienia współpracy w zakresie regulacji	185
5.13. Rozstrzygnięcie sporów	186
5.14. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne)	186

Część III. Promowanie konkurencji i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

1. Formalne środki prawne	187
1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	187
1.2. Rozstrzygnięcie skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych	188
2. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych	190
3. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję	192
4. Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta	193
4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna	193
4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu	200
5. Zbiór Praw Konsumenta	201
6. Wdrażanie GUD-K	202
7. Współpraca z organizacjami konsumenckimi	203

Część IV. Funkcjonowanie urzędu

1. Organizacja i funkcjonowanie urzędu	204
2. Zatrudnienie i kwalifikacje	206
3. Budżet	207
3.1. Dochody	208
3.2. Wydatki	208

Część V. Kontrola działalności Prezesa URE

1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	209
2. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne	215
3. Kontrola zarządcza	216

Aneks. Działalność regulacyjna URE i Oddziałów Terenowych URE

Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE SA	Agencja Rynku Energii SA
ENTSO-E	The European Network of Transmission System Operators for electricity – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	The European Network of Transmission System Operators for gas – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG SA	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA
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	Liquefied Natural Gas – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System SA	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG SA	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Prezes ARR	Prezes Agencji Rynku Rolnego
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
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 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.)
SGT EuRoPol GAZ SA	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE SA	Towarowa Giełda Energii SA
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	Third Party Access – 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 o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2013 r. poz. 1164)
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 państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190, z późn. zm.)

Wprowadzenie

Niniejszy dokument stanowi Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2013 r. Prezentowane w Sprawozdaniu zagadnienia odnoszą się do sposobu realizacji obowiązków Prezesa URE, wynikających w głównej mierze z ustawy – Prawo energetyczne oraz szeregu 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 2013 roku, 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 bez-

pieczeństwo energetyczne, wysoka konkurencyjność gospodarki i zrównoważony rozwój.

Jednym z najważniejszych obszarów działań regulacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2013 r. była kontynuacja prac na rzecz liberalizacji rynku paliw gazowych. Szef Urzędu Regulacji Energetyki, oceniając efekty dotychczasowych działań podejmowanych na rzecz wprowadzenia mechanizmów konkurencyjnych na rynku gazu ziemnego, uznał segment hurtowego obrotu gazem ziemnym jako spełniający przesłanki do uznania go za rynek konkurencyjny. W związku z powyższym w 2013 r. wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi otrzymały możliwość, po złożeniu Prezesowi URE przewidzianego prawem wniosku, uzyskania zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych, nabywających je w ramach obrotu paliwami gazowymi.

Ponadto, w 2013 r. w ramach prac prowadzonych w urzędzie na rzecz zmian na rynku paliw gazowych, wprowadzono rozwiązania ułatwiające zmianę sprzedawcy gazu ziemnego, o których mowa w części Sprawozdania poświęconej problematyce rynku gazu. Ułatwienia te były efektem wejścia w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, ustanawiającego niezmienną i niezależną od sprzedawcy strukturę opłat związanych z dostawą paliwa do odbiorcy.

W tym kontekście należy także wskazać na nowelizację ustawy – Prawo energetyczne, zwaną „małym trójpakietem energetycznym”, która wywarła duży wpływ na funkcjonowanie rynku energii w Polsce, a tym samym na zakres i charakter zadań wykonywanych przez Prezesa URE. Spośród wielu istotnych rozwiązań zawartych w nowelizacji ustawy fundamentalną rolę odgrywają regulacje umożliwiające rozwój konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, w tym przede wszystkim – wprowadzenie obliiga giełdowego. W świetle nowych przepisów nałożenie obowiązku obrotu paliwami gazowymi za pośrednictwem giełd towarowych, rozumiane jako narzędzie gwarantujące transparentne zasady handlu gazem ziemnym, zakłada możliwość zmiany struktury rynku gazu ze zmonopolizowanej w kierunku rynku konkurencyjnego.

Ubiegły rok upłynął także pod znakiem kontynuowania działań o charakterze prokonsumenckim. W celu większego uproszczenia procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, przedsiębiorstwa energetyczne reprezentowane przez TOE oraz PTPIREE, działając pod patronatem i w współpracy z Prezesem URE, sfinalizowały prace nad przygotowaniem i wdrożeniem wzoru tzw. GUD-K. Wdrożenie tej umowy, którą przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązały się stosować od początku 2014 r., ułatwi proces zmiany sprzedawcy energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych. To rozwiązanie zakłada bowiem możliwość proponowania przez alternatywnych sprzedawców swoim odbiorcom sprzedaż i dostawę energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej. Stanowi to znaczne ułatwienie dla konsumentów

w korzystaniu z ofert pojawiających się na rynku, a tym samym przyczynia się do przyspieszenia rozwoju tego segmentu rynku poprzez wzrost atrakcyjności oferowanych produktów.

Spośród najważniejszych zadań realizowanych w 2013 r. warto również wspomnieć o zapoczątkowaniu prac nad nowym modelem regulacji operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, który ma zacząć obowiązywać w 2016 r. Zgodnie z przyjętym założeniem, nowe zasady regulacji powinny uwzględniać nie tylko aktualizację podejścia do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału oraz dokonanie oceny efektywności przedsiębiorstw w zakresie kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej, lecz również wprowadzenie elementów regulacji jakościowej.

Rok 2013 to także okres dużych zmian prawnych w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, wprowadzonych wspomnianą nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne oraz zadań, które były realizowane po raz pierwszy, jak na przykład przeprowadzenie i rozstrzygnięcie przez Prezesa URE pierwszego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

W drugiej połowie 2013 r. zapoczątkowany także został po raz pierwszy w Polsce proces przyznawania operatorom systemów przesyłowych certyfikatów niezależności. Celem tych działań jest ustalenie, czy operatorzy są niezależni pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji od wykonywania innych działalności niezwiązanych ze swoją główną działalnością. Niezależność operatorów ma być jednym z filarów za-

pewnienia wszystkim odbiorcom bezpieczeństwa dostaw. Na koniec 2013 r. toczące się przed Prezesem URE postępowania administracyjne w tym zakresie nie zostały zakończone.

Kolejnym obszarem aktywności regulacyjnych Prezesa URE w 2013 r. było podejmowanie działań, które powinny umożliwić wydanie w kolejnych latach decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektów wspólnego zainteresowania związanych z budową połączeń międzysystemowych. Nowe przepisy w tym zakresie wskazują, że koszty rozwoju, budowy, eksploatacji i utrzymania projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania powinny być na ogół ponoszone w pełni przez użytkowników infrastruktury. Projekty te powinny kwalifikować się do transgranicznej alokacji kosztów, gdy ocena popytu na rynku lub ocena spodziewanego wpływu na opłaty taryfowe wskazuje, że nie można oczekiwać, że koszty zostaną pokryte z opłat taryfowych uiszczanych przez użytkowników infrastruktury. Brak w skali Europy doświadczeń w zakresie oceny zaistnienia przesłanek do zastosowania transgranicznej alokacji kosztów w znaczący sposób wpływa na tempo prac, stawiając jednocześnie przed wszystkimi uczestnikami procesu wyzwania trudne do pokonania w krótkim czasie.

Poza tym, na działalność regulatora stale duży wpływ mają wydarzenia zachodzące na szczeblu europejskim. W 2013 r. w UE kontynuowane były prace na rzecz wspólnego europejskiego rynku energii. W związku z 2014 rokiem, który zgodnie z konkluzjami Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 r. ma być rokiem powstania wspólnego unijnego ryn-

ku energii, prace ukierunkowane na realizację tego celu nabrały tempa. Komisja Europejska, ACER, regulatorzy, operatorzy systemów przesyłowych oraz inni uczestnicy rynku kontynuowali prace nad opracowaniem kodeksów sieci, które zharmonizują zasady funkcjonowania rynków i sieci. W efekcie tych prac, jesienią 2013 r. Komisja Europejska przyjęła pierwszy kodeks sieciowy ws. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (CAM NC). Kodeks w formie rozporządzenia¹⁾ wszedł w życie 4 listopada 2013 r.

W ubiegłym roku trwały także dalsze prace na rzecz rozwoju unijnej infrastruktury energetycznej. 15 maja 2013 r. weszło w życie rozporządzenie 347/2013. Wcześniej w 2013 r., Komisja Europejska, państwa członkowskie, regulatorzy i OSP rozpoczęły prace nad wyłonieniem list projektów wspólnego zainteresowania (PCI). W pierwszym etapie prace trwały w ramach regionalnych grup roboczych o charakterze *ad-hoc*, których zadaniem było wyłonienie list projektów PCI dla każdego z priorytetowych obszarów. Na podstawie przyjętych list regionalnych powstała pierwsza ogólnoeuropejska lista projektów wspólnego zainteresowania. Komisja Europejska przedstawiła listę projektów PCI w październiku 2013 r.²⁾ Na liście

¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (Dz. U. L 273 z 15 października 2013 r.).

²⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1391/2013 z 14 października 2013 r. zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej

znalazło się 140 projektów elektroenergetycznych, około 100 projektów z dziedziny infrastruktury gazowej oraz projekty infrastrukturalne z dziedziny ropy naftowej i inteligentnych sieci. Projekty infrastrukturalne zakwalifikowane jako projekty PCI będą mogły starać się o wsparcie unijne w ramach nowego unijnego instrumentu „Łącząc Europę”³⁾.

Znając znaczenie i spodziewane skutki procesów zachodzących na szczeblu unijnym, polski regulator, w ramach środków jakimi dysponuje, od kilku lat aktywnie bierze udział w unijnych działaniach. Kontynuuje swoje zaangażowanie w grupach i zespołach roboczych ACER, inicjatywach regionalnych (w tym od stycznia 2013 r. w roli współprzewodniczącego regionu Europy Południowej/Południowo-Wschodniej – SSE), rozwija dwustronną współpracę oraz bierze udział w innych inicjatywach mających na celu integrację rynków energii. Wszystkie te działania zostały szczegółowo omówione w dalszych częściach Sprawozdania.

Przedkładany Ministrowi Gospodarki dokument jest szesnastym Sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa URE. Sprawozdanie zostało podzielone na pięć części. Działania regulacyjne w poszczególnych podsektorach energetyki: elektro-

w odniesieniu do unijnej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (Dz. U. L 349 z 21 grudnia 2013 r.).

³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1316/2013 z 11 grudnia 2013 r. ustanawiające instrument „Łącząc Europę”, zmieniające rozporządzenie (UE) nr 913/2010 oraz uchylające rozporządzenia (WE) nr 680/2007 i (WE) nr 67/2010 (Dz. U. L 348 z 20 grudnia 2013 r.).

energetyce, 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 w ostatniej (cz. V) – wyniki kontroli, jakim podlegała działalność Prezesa URE w 2013 r.



Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna

I. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, powołanym 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.⁴⁾.

W wyniku licznych zmian tej ustawy, jak również skutek przyznania Prezesowi URE nowych praw 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 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 Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką państwo prowadzi w zakresie szeroko pojętej energetyki, jak również z wymaganiami zewnętrznymi (polityką Unii Europejskiej, a co za tym idzie – obowiązkiem dostosowania prawa polskiego do prawa Unii).

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

Najistotniejszym – ze względu na zakres kompetencji Prezesa URE – wydarzeniem 2013 r. było zakończenie prac legislacyjnych nad nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, skutkującej istotnymi zmianami regulacji w zakresie prawa energetycznego⁵⁾. Nadmienić przy tym należy, że ustawa

– Prawo energetyczne w poprzednim brzmieniu, jak również w obecnym kształcie, tj. po uwzględnieniu zmian dokonanych nowelizacją w 2013 r., obejmuje kompleksowo trzy podstawowe sektory (gazowy, ciepłowniczy i elektroenergetyczny), w tym również regulacje związane z systemami wsparcia z zakresu energetyki odnawialnej i kogeneracji oraz regulacje dotyczące czwartego z sektorów energetycznych, tj. rynku paliw ciekłych. Pierwotnie projektowane zmiany przewidywały wyłączenie do odrębnych ustaw przepisów dotyczących rynku gazu oraz odnawialnych źródeł energii. Podjęcie prac związanych z przygotowaniem projektów trzech nowych ustaw zapoczątkowane zostało koniecznością implementowania dyrektywy 2009/72/WE⁶⁾ i dyrektywy 2009/73/WE⁷⁾. Dodatkowo „zbiegło” się to w czasie z implementowaniem dyrektywy 2009/28/WE⁸⁾ oraz z coraz częściej pojawiającymi się postulatami uczestników poszczególnych rynków energetycznych wskazującymi na potrzebę odrębnego uregulowania w osobnych aktach prawnych każdego z rynków. Szeroko rozumiane ciepłownictwo pozostać miało wraz z elektroener-

⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE L z 2009 r. Nr 211, poz. 55).

⁷⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L z 2009 r. Nr 211, poz. 94).

⁸⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. U. UE L 140 z 5 czerwca 2009 r.).

⁴⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1059.

⁵⁾ Ustawa nowelizująca.

getyką w ustawie – Prawo energetyczne. Planowane zmiany nie zostały jednak zrealizowane, bowiem wobec zagrożenia karami dla Rzeczypospolitej Polskiej w związku z niewdrożeniem wskazanych wyżej dyrektyw, w październiku 2012 r. oficjalnie rozpoczęto procedowanie nad poselskim projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, w ramach wyznaczonych koniecznością dostosowania polskiego prawa w minimalnym, niezbędnym zakresie do zapisów trzech dyrektyw. Proces ten został ukończony uchwaleniem ustawy nowelizującej, która weszła w życie 11 września 2013 r., przy czym obowiązywanie niektórych regulacji wyznaczono po tej dacie, tj. od 1 stycznia 2014 r. oraz 27 sierpnia 2014 r. Jednocześnie, niezależnie od obszernej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, w roku sprawozdawczym kontynuowano (trwające w dalszym ciągu) prace legislacyjne zmierzające do uregulowania w odrębnej ustawie problematyki odnawialnych źródeł energii (OZE) i wsparcia dla kogeneracji. Podkreślić przy tym należy, że szereg istotnych kwestii związanych z funkcjonowaniem OZE znalazło odzwierciedlenie w ostatniej nowelizacji Prawa energetycznego.

II. Wśród szeregu istotnych zmian dokonanych ustawą nowelizującą, w pierwszej kolejności podkreślić należy odmienne usytuowanie pozycji regulatora wśród innych organów administracji rządowej. Powyższe jest konsekwencją wdrożenia regulacji III pakietu energetycznego (w zakresie, w jakim zadania i kompetencje organu regulacyjnego określa dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE dotycząca wspólnych

zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego). I tak, ustawą nowelizującą wprowadzono do ustawy – Prawo energetyczne przepisy mające na celu wzmocnienie pozycji regulatora, w szczególności zagwarantowania organowi regulacyjnemu niezależności prawnej i funkcjonalnej. Nadane ustawą nowelizującą nowe brzmienie art. 21 ustawy – Prawo energetyczne przewiduje wyłonienie Prezesa URE w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru, który przeprowadzany jest przez Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów z upoważnienia Prezesa Rady Ministrów. Prezesa URE powołuje Prezes Rady Ministrów spośród kandydatów (nie więcej niż trzech) wyłonionych w trakcie naboru. Wprowadzono również kadencyjność organu regulacyjnego, bowiem zgodnie z brzmieniem nowych przepisów, Prezes URE jest powoływany na pięcioletnią kadencję z możliwością tylko jednokrotnego jej odnowienia. Jednocześnie zagwarantowano ciągłość wykonywania zadań organu, poprzez wprowadzenie regulacji zobowiązującej Prezesa URE po upływie kadencji do pełnienia funkcji do czasu powołania następcy w celu wzmocnienia kadencyjności. Określono także enumeratywnie przypadki, w których Prezes URE może zostać odwołany przed upływem kadencji. Ustawa powierza również, tymczasowo, wykonywanie obowiązków Prezesa URE – Wiceprezesowi URE, przy czym przepis ten znajduje zastosowanie w ściśle określonych przypadkach (śmierci Prezesa URE, odwołania przed upływem kadencji, stwierdzenie

nieważności powołania lub innych przyczyn nieobjęcia urzędu po powołaniu). Wprowadzono jednocześnie ograniczenie polegające na braku kompetencji Wiceprezesa działającego w zastępstwie Prezesa URE do zastosowania art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. do zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, w przypadku stwierdzenia, że działa ono w warunkach konkurencji, jak również cofnięcia udzielonego zwolnienia. Podobne regulacje w zakresie prowadzenia naboru zostały wprowadzone w odniesieniu do obsadzania stanowiska Wiceprezesa URE. Nadmienić również wypada, że zgodnie z przepisami przejściowymi (art. 18 ustawy nowelizującej) zarówno Prezes URE, jak również Wiceprezes URE powołani na podstawie poprzednio obowiązujących przepisów, obowiązani są do pełnienia swoich funkcji do czasu wyłonienia – na nowych zasadach – osób, którym zostaną powierzone te funkcje. Jednocześnie przepisy intertemporalne nakładają na Prezesa Rady Ministrów obowiązek ogłoszenia konkursu według nowych standardów na stanowisko Prezesa URE określając sześciomiesięczny termin liczony od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej.

Jak wynika z powyższego, ustawa – Prawo energetyczne nadal 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 i energii elektrycznej, a także m.in. kwestie związane z funkcjonowaniem odnawialnych źródeł

energii i kogeneracji, w tym systemy wsparcia tych źródeł oraz zasady, na jakich działają lokalne rynki ciepła i rynki paliw ciekłych.

Zwiększające się z roku na rok obowiązki przedsiębiorstw energetycznych determinują wzrost kompetencji regulatora, określonych w szczególności w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, które po obszernej nowelizacji tej ustawy w 2013 r. obejmują:

- 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 URE 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 715/2009⁹⁾,
- 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:
- 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;
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia;
 - 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;
 - średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę

⁹⁾ Kwestie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, w tym metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami reguluje rozporządzenie 715/2009.

- za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczanej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych;
– w poprzednim roku kalendarzowym,
- 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 biokomponentach i biopaliwach ciekłych – 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, w 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. 44¹⁰⁾,
 - 35) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
 - 36) 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 węgla¹¹⁾,
 - 37) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

III. Omówiona wyżej nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, nie była jedyną grundowną zmianą dokonaną w 2013 r. wywierającą bezpośredni wpływ na rolę i uprawnienia organu regulacyjnego. Kolejne zadania dla Prezesa URE – w zupełnie nowym obszarze – wprowadziła ustawa z 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (por. wyżej pkt 36). Ustawa ta wprowadziła przepisy regulujące warunki wykonywania i kontrolowania działalności polegającej na przesyłaniu dwutlenku węgla w celu jego podziemnego skła-

¹⁰⁾ Brzmienie przepisu art. 44 ustawy – Prawo energetyczne zostało zmienione ustawą nowelizującą, z dniem 1 stycznia 2014 r.

¹¹⁾ Przepis art. 23 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne dodany ustawą z 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 1238), która weszła w życie 24 listopada 2014 r.

dowania w celu przeprowadzenia projektu demonstracyjnego wychwytu i składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 1 ust. 3 ustawy – Prawo geologiczne i górnicze¹²⁾, które zobowiązują Prezesa URE w szczególności do:

- wyznaczania, w drodze decyzji, operatora sieci transportowej dwutlenku węgla,
- rozstrzygania w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania dwutlenku węgla,
- kontrolowania zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla,
- wymierzania kar pieniężnych w przypadkach określonych w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

IV. W większości przypadków naruszenie obowiązków sformułowanych w ustawie – Prawo energetyczne zagrożone jest sankcjami administracyjnymi stosowanymi przez Prezesa URE na podstawie art. 56 ust. 2 tej ustawy. Wskutek nałożenia nowych ustawowych obowiązków na podmioty podlegające jurysdykcji Prezesa URE, rozszerzeniu uległ również zakres przedmiotowy art. 56 ust. 1, zwiększając tym samym katalog przewinień zagrożonych karą pieniężną. I tak, nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne dokonana ustawą z 26 lipca 2013 r. przewiduje możliwość wymierzenia kary pieniężnej w przypadku:

- 1) uchybienia obowiązkom dotyczącym uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji przez odbiorców przemysłowych,
- 2) ustalenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej niespełniającej wymagań określonych w ustawie,
- 3) świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego przez podmiot nieuprawniony,
- 4) niewystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności,
- 5) nieprzestrzegania przez właściciela sieci przesyłowej gazowej obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 12,
- 6) nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na zasadach określonych w art. 49b ust. 1,
- 7) nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą obowiązku informowania Prezesa URE o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy,
- 8) nieprzekazania przez odbiorcę przemysłowego w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 1a⁵ pkt 1.

Z kolei, ustawą z 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, wprowadzono do art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, sankcje z ty-

tułu naruszenia obowiązków związanych z przesyłaniem dwutlenku węgla w odniesieniu do podmiotu, który:

- 1) utrudnia przeprowadzenie przedstawicielom operatora sieci transportowej dwutlenku węgla kontroli urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci oraz stanu technicznego sieci transportowej dwutlenku węgla oraz dotrzymywania zawartych umów o świadczenie usług przesyłania dwutlenku węgla, a także prawidłowości rozliczeń,
- 2) nie przestrzega warunków i wymagań technicznych korzystania z sieci transportowej dwutlenku węgla,
 - z nieuzasadnionych powodów:
 - a) odmawia zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania dwutlenku węgla, o której mowa w art. 11m;
 - b) odmawia dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla, o którym mowa w art. 11o ust. 1 pkt 4;
 - c) wstrzymuje lub ogranicza przesyłanie dwutlenku węgla,
- 3) będąc operatorem sieci transportowej dwutlenku węgla, o którym mowa w art. 11n, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy,
- 4) nie wydaje w terminie określonym w ustawie warunków przyłączenia do sieci transportowej dwutlenku węgla.

V. Niezależnie od opisanego wyżej obszernego katalogu zadań sformułowanych w ustawie – Prawo energetyczne, w tym w szczególności

¹²⁾ Ustawa z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. Nr 163, poz. 981 oraz z 2013 r. poz. 21 i 1238).

w 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 37). 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 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.

VI. Nadmienić należy, że 2013 r. był kolejnym rokiem poświęconym wzmocnionym pracom legislacyjnym zmierzającym do wprowadzenia istotnych zmian regulacji w zakresie energetyki odnawialnej. Projektowana zmiana przewiduje wyłączenie do odrębnej ustawy przepisów dotyczących odnawialnych źródeł energii.

W listopadzie 2013 r. Minister Gospodarki zaprezentował kolejną wersję projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Projekt ten wprowadza istotne zmiany w funkcjonującym systemie wspar-

cia wytwarzania energii z odnawialnych źródeł, a także nakłada na Prezesa URE nowe obowiązki regulacyjne. Urząd Regulacji Energetyki brał czynny udział w kolejnych etapach prac nad projektem tej ustawy.

Zgodnie z zapisami projektu, wsparcie dla wytwarzania energii z OZE będzie miało dwojaki charakter. Możliwe będzie korzystanie przez przedsiębiorców wytwarzających energię z OZE z dotychczasowego systemu świadectw pochodzenia (dla źródeł, które rozpoczęły korzystanie z tego systemu przed wejściem w życie ustawy), jak również skorzystania z nowego systemu aukcyjnego. Przy tym z nowego systemu będą pod określonymi w ustawie warunkami mogli korzystać wytwórcy, którzy rozpoczęli działalność przed wejściem w życie ustawy oraz wszyscy wytwórcy energii elektrycznej z OZE, którzy zdecydują się na korzystanie z systemu wsparcia po wejściu w życie ustawy (dla tych ostatnich będzie to jedyny możliwy system wsparcia). Zamierzeniem systemu aukcyjnego jest zapewnienie wsparcia wytwarzania energii na stałym poziomie, określonym w aukcji uniezależniając system wsparcia od wahań rynkowych cen świadectw pochodzenia, jak również wsparcie dla źródeł wytwarzających energię z OZE po najniższych akceptowanych przez przystępujące do przetargu źródła cenach. Minister Gospodarki określił ceny referencyjne dla poszczególnych rodzajów źródeł stanowiące ceny maksymalne za 1 MWh, po jakich może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł.

Aukcje przeprowadzane będą przez Prezesa URE i organizowane mają być co najmniej raz

w roku. Maksymalna ilość i wartość energii, która może zostać wytworzona w następnym roku przez wytwórców przystępujących do aukcji zostanie określona w rozporządzeniu Rady Ministrów. W przypadku gdy ilość lub wartość energii określona w rozporządzeniu nie zostanie wyczerpana, Prezes URE może przeprowadzić w danym roku kolejne aukcje. Cena uzyskana z aukcji ma być w kolejnych latach indeksowana wskaźnikiem inflacji.

Ważną zmianą jest wprowadzenie minimalnego progu udziału energii wytworzonej w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW. Zgodnie z projektem co najmniej 25% energii sprzedanej w drodze aukcji musi pochodzić z takich źródeł. Ma to na celu promowanie generacji rozproszonej, opartej na aktywności gospodarczej małych i średnich przedsiębiorstw.

Zwrotem środków tzw. salda ujemnego, tj. różnicy między średnią ceną giełdową a ceną z aukcji, dla sprzedawców zobowiązanych i wytwórców o mocy poniżej 1 MW zajmować ma się nowo powołany podmiot: Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej SA (OREO SA). Jego podstawowym zadaniem będzie gromadzenie środków i rozliczanie ujemnego salda między wartością sprzedaży energii elektrycznej i wartością zakupu energii elektrycznej wytworzonej na podstawie funkcjonowania systemu aukcyjnego i odebranej przez sprzedawcę zobowiązanego. W tym celu wprowadzona do projektu została opłata OZE stanowiąca wynagrodzenie należne operatorowi systemu przesyłowego, który je przekazuje na pokrycie wydatków związanych z zakresem działalności OREO SA, prowadzonej na podstawie projektu ustawy.

Oplatę tę, ustalaną corocznie przez Prezesa URE uiszczają będą odbiorcy końcowi (za pośrednictwem płatników opłaty OZE, którymi są operatorzy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego) oraz odbiorcy bezpośrednio przyłączeni do sieci przesyłowej.

W projekcie wprowadza się również instytucję sprzedawcy zobowiązanego. Ma on przejąć zadania przypisane w ustawie – Prawo energetyczne sprzedawcy z urzędu. Wyznaczany on będzie przez Prezesa URE w drodze decyzji, spośród sprzedawców o największym wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, na obszarze działania tego sprzedawcy, przy czym zakres obowiązku zakupu energii ma dotyczyć jedynie źródeł o mocy nie wyższej niż 1 MW.

Do projektu ustawy wprowadzono również mechanizmy zapobiegające nadpodaży świadectw pochodzenia. Realizacja obowiązku w drodze zapłaty opłaty zastępczej nie będzie możliwa w sytuacji, gdy średnia ważona cena świadectw pochodzenia będzie niższa niż 75% opłaty zastępczej przez okres co najmniej 3 miesięcy poprzedzających dzień złożenia wniosku o umorzenie świadectw pochodzenia. Sama opłata zastępcza w myśl projektu została by ustalona na sztywnym poziomie wynoszącym 297,35 zł.

W projekcie wprowadzono także mechanizmy zapobiegające uzyskaniu przez przedsiębiorców nadmiernego wsparcia ze środków publicznych, w postaci obligatoryjnej redukcji wsparcia w podniesieniu do każdego rodzaju pomocy uzyskanej na daną MWh energii.

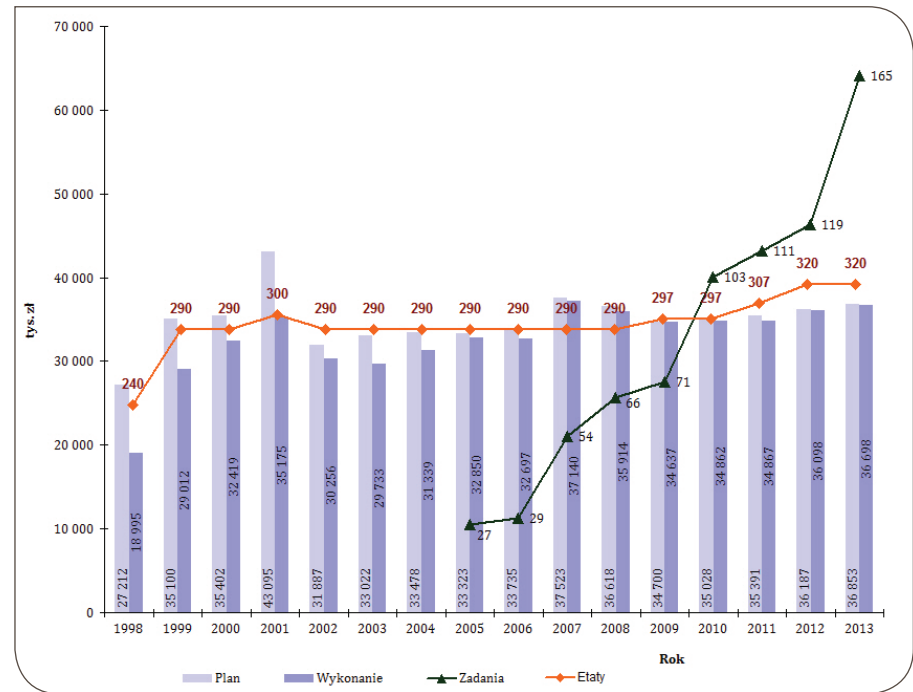
Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na fakt, że na przestrzeni szesnastu lat działalności Prezesa URE, ustawa – Prawo energetyczne była wielokrotnie nowelizowana, co w efekcie spowodowało zwiększenie zadań tego organu do liczby 165 (rys. 1). Znaczny (i dynamiczny) przyrost obowiązków Prezesa URE nie przekłada się jednak na adekwatne zwiększanie zarówno środków finansowych z budżetu państwa na działalność regulacyjną, jak i kadry merytorycznej, którymi regulator powinien dysponować w celu prawidłowej realizacji wszystkich nałożonych na niego zadań regulacyjnych.

Rysunek 1 obrazuje ewolucję zadań realizowanych przez Prezesa URE od początku działalności, na tle zasobu kadrowego Urzędu Regulacji Energetyki i budżetu w tym samym czasie. Jak widać, zasoby kadrowe przewidziane dla urzędu ulegały minimalnemu wzrostowi, przy jednoczesnym – bardzo

wyraźnym, rocznym zwiększaniu liczby zadań Prezesa URE: **od 2005 r. liczba zadań Prezesa URE wzrosła aż o 511%, natomiast zatrudnienie jedynie niewiele ponad 10%.**

Wachlarz kompetencji Prezesa URE będzie nadal ulegał zwiększeniu ze względu na nowe regulacje prawne (zarówno krajowe, jak i unijne), jak chociażby kolejne obowiązki wynikające z projektowanej ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Rysunek 1. Wydatki URE w latach 1998–2013 z uwzględnieniem zatrudnienia oraz liczby zadań



Źródło: URE.

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

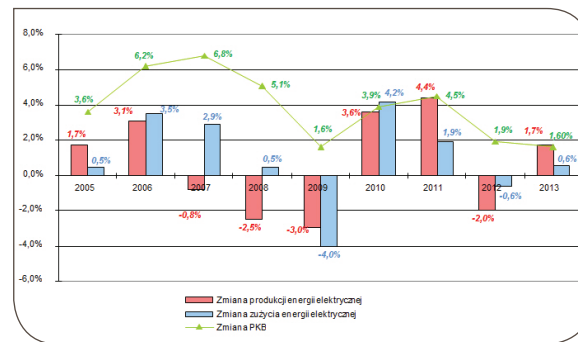
Określenie wielkości produkcji i struktury wytwarzania

Analiza sytuacji na rynku hurtowym energii elektrycznej opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki w związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej, danych pochodzących ze statystyki publicznej (gromadzonych w bazach danych ARE SA, GUS, danych z TGE SA, a także danych publikowanych przez operatora systemu przesyłowego – PSE SA).

Na rys. 2 przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2013 r. w odniesieniu do zmian PKB w latach poprzednich.

W 2013 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 157 980 GWh i było wyższe o 0,6% niż w 2012 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej związany jest z utrzymującym się na niskim poziomie tempem wzrostu

Rysunek 2. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2013 r. w porównaniu do zmian PKB w latach 2005–2013



Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE SA.

PKB w 2013 r., które według wstępnych szacunków GUS za 2013 r. wyniosło 1,6%. W rezultacie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2013 r. ukształtował się na poziomie 162 501 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o około 1,7%. Nadwyżka produkcji energii elektrycznej nad jej krajowym zużyciem to rezultat sprzyjającej polskim podmiotom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej koniunktury w handlu zagranicznym energią elektryczną. W ciągu 2013 r. nadwyżka eksportu nad importem energii wyniosła 4 521 GWh.

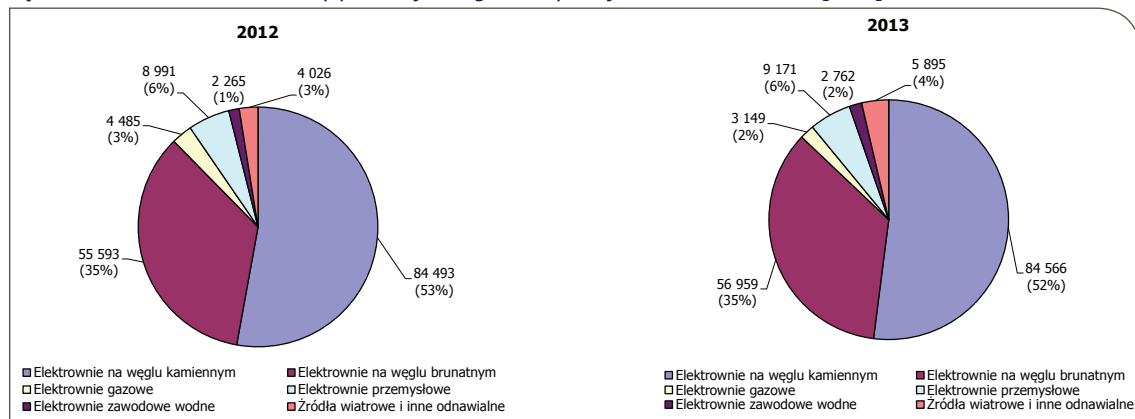
Tabela 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2011–2013 [GWh]*

	2011 r.	2012 r.	2013 r.
Produkcja energii elektrycznej ogółem	163 153	159 853	162 501
Elektrownie na węglu kamiennym	90 813	84 493	84 566
Elektrownie na węglu brunatnym	53 623	55 593	56 959
Elektrownie gazowe	4 355	4 485	3 149
Elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	9 171
Elektrownie zawodowe wodne	2 529	2 265	2 762
Źródła wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	5 895
Saldo wymiany zagranicznej	-5 243	-2 840	-4 521
Krajowe zużycie energii	157 910	157 013	157 980

* 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 SA.

W 2013 r. moc zainstalowana w KSE zwiększyła się o 360 MW (0,9%) w stosunku do 2012 r. i wyniosła 38 406 MW. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 884 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 24 761 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 0,3% i spadek o 4,2% w stosunku do 2012 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2013 r. nieznacznie spadła w stosunku do 2012 r. z 71,68% do 70,54%.

Rysunek 3. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2012–2013 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Uwaga! Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2013 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2012 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Kontynuowany jest wzrost udziału źródeł wiatrowych i odnawialnych.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

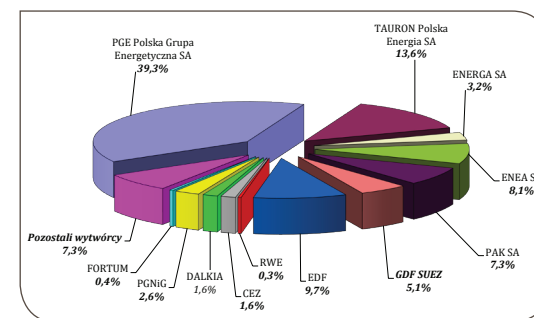
Aktualna struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji działalności energetycznej zostały ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej, przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu

Państwa, który jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki” (przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.). Proces konsolidacji w praktyce trwa nadal, a jego wynik niewątpliwie będzie miał istotny wpływ na stopień rozwoju konkurencji na rynku hurtowym.

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego od czasu konsolidacji nie uległa większym zmianom, co dotyczy również roku 2013 w porównaniu z rokiem 2012. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA. Przy czym udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA w sektorze wytwarzania 2013 r. kształtował się na pozio-

mie 39,3%¹³⁾ (w 2012 r. – 40,5%). Udział grupy TAURON Polska Energia SA wyniósł w 2013 r. 13,6%, co oznacza spadek w porównaniu z 2012 r. o 0,1 punktu procentowego.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rys. 4.

Rysunek 4. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2013 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych wpływa na fakt, że rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji (tab. 2 str. 16).

¹³⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

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 ¹⁴⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2012	5	6	56,7	64,3	1 587,9	2 096,0
2013	5	6	55,4	62,6	1 522,3	1 991,7

* 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 2013 r., pozostawał na wysokim poziomie tj. 62,6%. Jednocześnie w stosunku do roku poprzedniego wskaźnik ten wyraźnie spadł, tj. o 1,7 punktu procentowego. Podobną tendencję obserwuje się przy drugim wskaźniku – udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej. Udział ten zmniejszył się w 2013 r. w stosunku do 2012 r. o 1,3 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwór-

cy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

Wskaźnik HHI, mierzony według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), wyraźnie zmniejszył się w 2013 r. w porównaniu do 2012 r., odpowiednio o 4,1% i 5,0%.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2011–2013.

Tabela 3. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2011–2013 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2011	49,9	86,5	5,9	0,0	1,4	3,4
2012	44,1	88,9	5,5	0,1	1,9	3,2
2013	57,2	78,5	6,2	0,0	2,1	4,4

* 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. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2011–2013 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2011	115,4	16,2	4,8	4,4	115,8	18,1
2012	135,6	28,8	4,5	4,2	115,2	18,6
2013	144,0	37,3	5,4	2,7	116,1	20,5

* 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 2013 r., podobnie jak w latach 2011–2012, główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły sprzedaż za pośrednictwem giełdy energii oraz sprzedaż do przedsię-

¹⁴⁾ 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).

biorstw obrotu. Natomiast w przypadku przedsiębiorstw obrotu kierują one sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu oraz do odbiorców końcowych. W mniejszym stopniu, choć również znaczącym, kierują sprzedaż na towarową giełdę energii.

Sprzedaż poprzez giełdę energii

W latach poprzedzających wprowadzenie obowiązków 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. Począwszy 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 2013 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE SA wyniósł 176,553 TWh i był wyższy od wolumenu z 2012 r. wynoszącego 131,997 TWh o 33,76%. Natomiast licząc po dacie dostawy sprzedaż energii elektrycznej w 2013 r. wyniosła 135,909 TWh.

Obecnie status członka TGE posiada 59 przedsiębiorstw m.in. wytwórcy energii, spółki obrotu

i domy maklerskie. W 2013 r. nowymi członkami zostało osiem podmiotów.

W 2013 r. TGE SA prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na Rynku Terminowym Towarowym (RTT). W 2013 r. na RTT łącznie z aukcjami energii elektrycznej zawarto 9 993 transakcji. W 2013 r. członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 154,299 TWh, co oznacza wzrost o 36,70% w stosunku do roku poprzedniego. Najbardziej płynnym kontraktem w 2013 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2014 rok. Wolumen obrotu na kontrakcie BASE_Y-14 w 2013 r. wyniósł 95,764 TWh – stanowi to 62,06% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie instrumentów na energię elektryczną w 2013 r.

W 2013 r. na Rynku Dnia Następnego zawarto 1 612 006 transakcji. W 2013 r. członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 22,201 TWh, co oznacza wzrost o 16,21% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2013 r. na Rynku Dnia Bieżącego zawarto 3 238 transakcji. W 2013 r. członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 52 676 MWh, co oznacza wzrost o 173% 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 2013 r.

Analizując poziom cen na rynku hurtowym można dokonać następującego podziału:

- ceny energii dostarczonej w 2013 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 2013 r. np. mierzone indeksem IRDN24,

- ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2013 r. na przyszłe okresy np. kontrakty typu BASE_Y-14.

Średnia cena roczna sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE oblicza i publikuje w terminie do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni. Obliczenia obejmują sprzedaż energii elektrycznej, liczonej po dacie dostawy, realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej tj. do spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych oraz poprzez giełdę energii. Ze względu na przyjętą metodologię liczenia cena ta zawiera różne profile dostawy (np. pasmo, szczyt).

Tabela 5. Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]

Cena za rok	2009	2010	2011	2012	2013
Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	197,21	195,32	198,90	201,36	181,55

Źródło: Dane URE.

Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE oblicza i publikuje

średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 powyższego artykułu, w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału.

W obliczeniu ww. ceny uwzględnia się 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. Obliczenia obejmują sprzedaż energii elektrycznej, liczonej po dacie dostawy. Ze względu na przyjętą metodologię

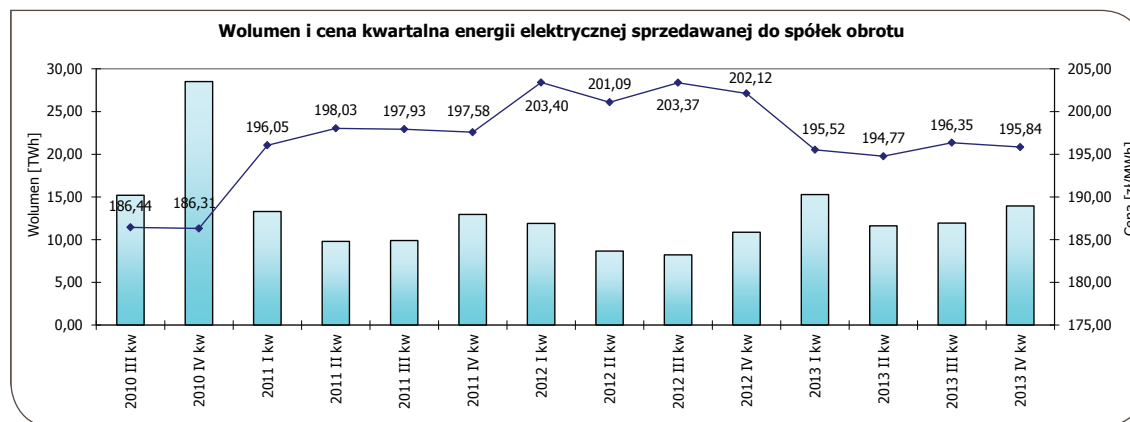
liczenia cena ta zawiera różne profile dostawy (np. pasmo, szczyt) (rys. 5).

Ceny na rynku SPOT TGE SA

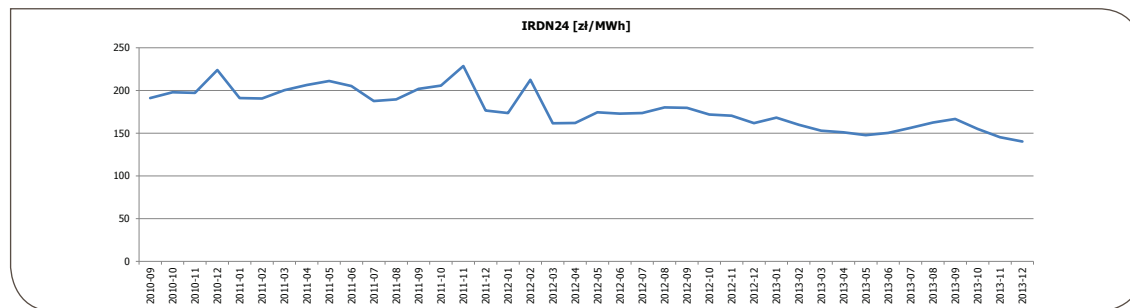
Rysunek 6 (str. 19) przedstawia kształtowanie się trendu cen na rynku spotowym – RDN, prowadzonym przez TGE SA. Indeks IRDN24 przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Porównując średnie miesięczne wartości IRDN24 z grudnia 2012 r. do grudnia 2013 r., ceny na rynku SPOT obniżyły się o ponad 13%.

Rysunek 5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]



Źródło: Dane URE.

Rysunek 6. Średnia ważona wolumenem miesięczna cena energii elektrycznej w transakcjach Spot mierzona IRDN24 [zł/MWh]

Źródło: Dane TGE SA i URE.

Ceny na rynku terminowym TGE SA

Rok 2013 był kolejnym rokiem, w którym obserwowano dalszy spadek cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji jest spadek cen kontraktów terminowych BASE_Y-14, gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2013 r. ukształtowała się na poziomie 155,00 zł/MWh. Jednocześnie, cena BASE_Y-14 na koniec 2012 r. wyniosła 177,00 zł/MWh, podczas gdy na koniec 2013 r. cena tego kontraktu wyniosła 152,25 zł/MWh, co oznacza spadek o około 14%.

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

2013 był kolejnym rokiem, w którym Prezes URE kontynuował monitorowanie tego rynku. Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i w 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 2013 r. 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 2013 r. działało 153 OSD funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku wydzielenia działalności dystrybucyjnej (OSDn). Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma zapewnienie niezależności 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. Jak wynika z przedstawionych sprawozdań, w 2013 r. operatorzy realizowali określone w tych Programach działania. Jedynie w jednym przypadku Prezes URE wymierzył karę pieniężną za naruszenie postanowień Programu.

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych. W 2013 r. Prezes URE zatwierdził IRIESD pięciu OSDp. IRIESD PGE Dystrybucja SA

obowiązuje od 1 października 2013 r., natomiast IRIESD pozostałych czterech OSD – od 1 stycznia 2014 r. Zatwierdzone instrukcje zawierają postanowienia dotyczące korzystania z sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Instrukcje te określają także pewne zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedurę zmiany sprzedawcy, zasady wyznaczania danych pomiarowych przez OSD, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe oraz zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa). Jednocześnie w związku z wejściem w życie ustawy nowelizującej, która zwolniła OSDn z obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia IRIESD, wszczęte w latach poprzednich postępowania w tej sprawie zostały umorzone.

Obowiązująca do końca 2013 r. procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, zatwierdzona przez Prezesa URE w 2008 r., była realizowana przez OSD bez większych przeszkód. Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2013 r. największa liczba odbiorców innych niż gospodarstwa domowe, którzy zmienili sprzedawcę, to odbiorcy przyłączeni do sieci TAURON Dystrybucja SA, natomiast najmniej odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania ENERGA-Operator SA. Z kolei w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę to odbiorcy przyłączeni do sieci ENERGA-Operator SA,

a najmniej takich odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o.

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 2013 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 80 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 153) 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 muszą zawierać takich umów i tym samym sprzedawać energii do poszczególnych grup odbiorców – 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 2013 r., na terenie poszczególnych OSD, średnio działało od 70 do 85 sprzedawców energii elektrycznej (liczba zawartych GUD). Najwięcej umów (85) sprzedawcy zawarli z TAURON Dystrybucja SA. Podkreślenia wymaga fakt, że w samym 2013 r. niektórzy operatorzy zawarli ponad 20 umów. Porównując to do roku poprzedniego, w którym operatorzy zawierali średnio po 11-12 umów trzeba wskazać, że liczba umów GUD zawieranych w danym roku wzrasta. 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 rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej.

W 2013 r. oba Towarzystwa (TOE i PTPIREE) kontynuowały i zakończyły prace nad wzorem GUD-K. Jednocześnie przy udziale przedstawicieli Prezesa URE prowadzono prace nad przygotowaniem do wdrożenia GUD-K do powszechnego stosowania przez OSDp. W trakcie organizowanych przez Prezesa URE spotkań z udziałem przedstawicieli OSD, zrzeszonych w PTPIREE oraz sprzedawców, zrzeszonych w TOE, a także alternatywnych sprzedawców dyskutowano aspekty praktycznego

wdrożenia GUD-K przez poszczególnych OSDp. Dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co niewątpliwie czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Dotychczas tylko sprzedawcy z urzędu mieli zawarte z OSD umowy umożliwiające realizację usługi kompleksowej. Wypracowanie tego wzoru znacznie przyspieszy i uprości proces zawierania umów i tym samym ułatwi wejście na rynek gospodarstw domowych alternatywnym sprzedawcom. Zgodnie z deklaracją OSDp wzór GUD-K został wprowadzony do stosowania od 1 stycznia 2014 r.

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 mogą porównać oferty i dokonać wyboru najkorzystniejszej dla siebie. W 2013 r. około 20 sprzedawców zamieszczało swoje oferty w Kalkulatorze.

W 2013 r. zakończyły się także prace nad kodeksem dobrych praktyk sprzedawców energii elektrycznej, w wyniku których został opracowany dokument „Dobre Praktyki Sprzedawców Energii Elektrycznej – czyli czego Klient może oczekiwać od rzetelnego Sprzedawcy”. Dobre Praktyki zostały przygotowane przez TOE, m.in. na podstawie opu-

blikowanego przez Prezesa URE dokumentu pt. „Dobre Praktyki Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”. Dokument ten był opiniowany przez Prezesa URE.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,7 mln, z czego ok. 90% (ponad 15 mln) to odbiorcy z grupy G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Jednocześnie wolumen energii dostarczonej dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 24% całości dostaw energii elektrycznej. 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 usługujących im na rynku detalicznym energii elektrycznej praw jest skłonność tych odbiorców do zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej ze swobodnie wybranym sprzedawcą tej energii. W 2013 r. nieco ponad 89 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B, C aktywnie korzystało z prawa zakupu energii od wybranego

sprzedawcy, natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wynosiła blisko 131 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2013 r. odnotowano 52,6%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2012 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B, C wzrost ten wynosił 39,4%, a w przypadku odbiorców z grupy G – 63,1%. Powyższe dane pokazują, że tempo zmian wskaźnika TPA jest znaczące, w tym także w segmencie odbiorców dokonujących zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.

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 2013 r. na stronach internetowych wszystkich OSDp dostępne były wykazy sprzedawców. Jednocześnie odbiorca może samodzielnie porównać ceny tych 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 i B,

pobierają energię elektryczną na podstawie dwóch odrębnych umów: umowy sprzedaży zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z operatorem.

Niezwykle istotną sprawą jest kwestia świadomości praw odbiorców, które im przysługują. Zapewnieniu odbiorcom w gospodarstwach domowych łatwego dostępu do informacji, i tym samym wzmocnieniu ich pozycji na rynku energii elektrycznej mają służyć zmiany dokonane ustawą nowelizującą. Na sprzedawców energii elektrycznej został nałożony obowiązek zamieszczania w umowie sprzedaży oraz umowie kompleksowej postanowień określających strony umowy sprzedaży oraz postanowień zawierających informacje o: prawach odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów, możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii oraz informacji o miejscu i sposobie zapoznania się z obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie na podstawie zmienionych przepisów Prezes URE został zobowiązany do sporządzenia we współpracy z Prezesem UOKiK Zbioru Praw Konsumenta – dokumentu zawierającego praktyczne informacje o prawach konsumentów. Kopia dokumentu zostanie dostarczona przez sprzedawców każdemu odbiorcy w gospodarstwie domowym. Sprzedawcy mają obowiązek zapewnienia publicznego dostępu do Zbioru. Dokument ten został także zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej URE. W 2013 r. Prezes URE we współpracy z Prezesem UOKiK przygotował dwa dokumenty: Zbiór Praw Konsumenta Energii Elek-

trycznej i Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Dokumenty te zostały skonsultowane z organizacjami konsumenckimi: Federacją Konsumentów i Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich. Swoje uwagi zgłosili też sprzedawcy zrzeszeni w TOE oraz sprzedawcy alternatywni, a także operatorzy systemów dystrybucyjnych (więcej na temat Zbioru Praw Konsumenta w dalszej części Sprawozdania).

Niezależnie od podejmowanych działań mających na celu wzmocnienie pozycji odbiorców na

rynku energii elektrycznej należy zwrócić uwagę, że do Prezesa URE wciąż kierowane są prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Częstą praktyką jest nie informowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym obowiązkowym ubez-

Tabela 6. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych

OSD przyłączeni do sieci NN

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2013 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2013 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	6 855	55 635 324	1 935	10	40 028 410	35 765
50 – 2 000	100 358	23 369 156	23 915	905	6 026 230	156 871
< 50	16 641 852	42 905 543	62 886	130 027	1 304 291	229 989
RAZEM	16 749 065	121 910 023	88 736	130 942	47 358 930	422 625
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	359	5 016 143	54	0	783 805	0
50 – 2 000	4 199	883 362	241	5	84 053	1 069
< 50	56 977	442 096	228	16	4 110	32
RAZEM	61 535	6 341 601	523	21	871 969	1 101
OSD RAZEM						
> 2 000	7 214	60 651 467	1 989	10	40 812 215	35 765
50 – 2 000	104 557	24 252 518	24 156	910	6 110 283	157 940
< 50	16 698 829	43 347 639	63 114	130 043	1 308 401	230 021
SUMA OSD	16 810 600	128 251 624	89 259	130 963	48 230 899	423 726

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2013 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.

pieczeniu 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 poodejmowane 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 2013 r. zgodnie z właściwością przekazano Prezesowi UOKiK do oceny blisko 50 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

W tab. 6 (str. 22) przedstawione zostały informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę łącznie z liczbą zmian sprzedawcy.

Ceny

Z początkiem 2008 r. uwolnione zostały ceny w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i od tego czasu 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 taryf w obrocie energią elektryczną dla odbiorców

innych niż gospodarstwa domowe. Konieczność dalszego utrzymywania regulacji cen energii elektrycznej dla grupy gospodarstw domowych podyktowana była potrzebą monitorowania funkcjonowania rynku detalicznego w celu zabezpieczenia interesów najsłabszej grupy odbiorców. Mimo formalnego spełnienia najważniejszych warunków na rzecz całkowitej liberalizacji rynku energii elektrycznej, wskazanych w dokumencie Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej „W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”, decyzja Prezesa URE o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia musi – oprócz spełnienia wszystkich warunków zawartych w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne – być poparta faktyczną możliwością korzystania

z systemu wsparcia przez odbiorców wrażliwych społecznie. Kwestia przyjęcia wzoru GUD-K do stosowania przez sprzedawców i OSD jest formalnie spełniona, jednak jego wdrożenie i rzeczywisty proces podpisywania umów dopiero się rozpocznie w 2014 r., co będzie przedmiotem szczegółowego monitoringu Prezesa URE. Istotna jest również ocena funkcjonowania sprzedawców w zakresie transparentności oraz zasad i sposobu przedstawiania nowych ofert dla konsumentów.

Ze względu na opisane okoliczności do porównania energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców końcowych wykorzystano dane publikowane przez ARE SA.

Zaprezentowane w tab. 7 i na rys. 7 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystry-

Tabela 7. Opłaty za energię elektryczną i usługi dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2012 r.			IV kwartał 2013 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	470,4	288,8	181,6	457,6	273,6	184,0
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	323,0	255,0	68,0	291,6	228,1	63,5
odbiorcy na SN (grupy B)	375,2	272,4	102,8	355,2	252,9	102,2
odbiorcy na nN (grupy C)	566,7	329,2	237,4	563,6	321,7	242,0
odbiorcy grup G	506,6	284,3	222,3	496,1	271,3	224,8
w tym: gospodarstwa domowe	507,9	284,6	223,3	495,9	271,1	224,9

Źródło: ARE SA.

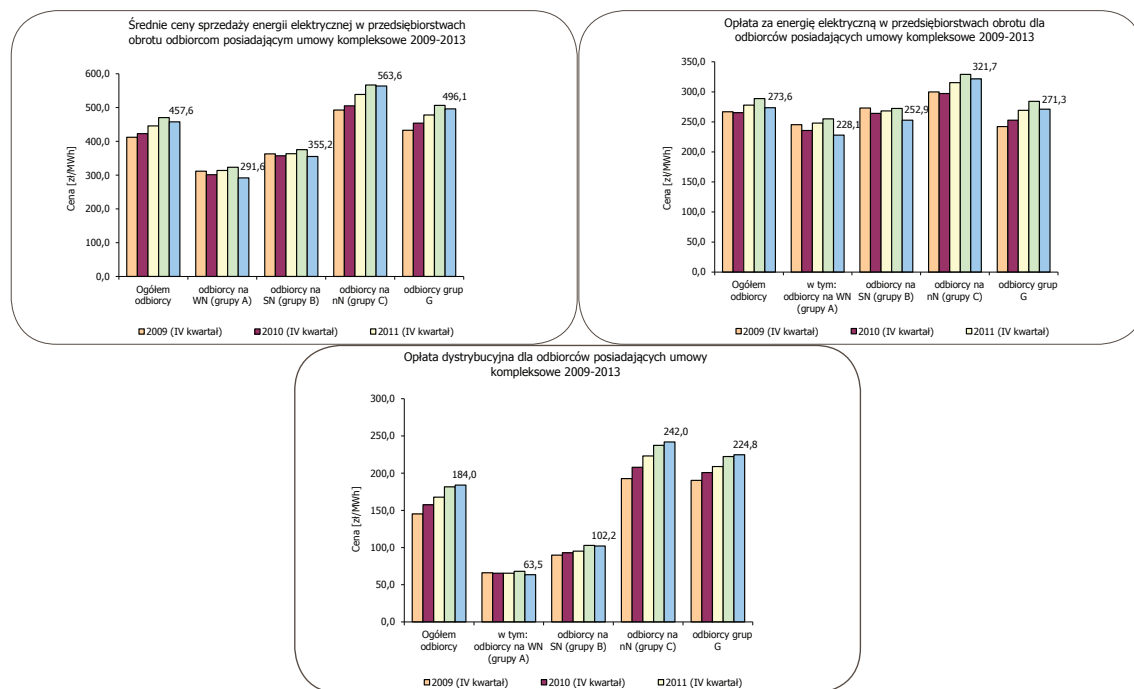
bucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2012 r. a IV kwartałem 2013 r. opłaty za energię elektryczną stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wykazywały tendencje spadkowe. Największa obniżka cen energii elektrycznej nastąpiła dla odbiorców grupy taryfowej A –

o 9,7%, a najmniejsza dla odbiorców z grupy taryfowej C – o 0,5%. Należy zaznaczyć, że przed badanym rokiem 2013 utrzymywał się wzrostowy trend zmian cen energii elektrycznej. Spadek cen detalicznych nastąpił w 2013 r. i był spowodowany zmianą sytuacji na rynku energii, w szczególności obniżeniem cen zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz obniżeniem cen zakupu tzw. zielonych certyfikatów.

Natomiast opłata dystrybucyjna w 2013 r. zmieniła się w zależności od grupy taryfowej. Niewielkie spadki odnotowano dla grupy taryfowej A – o 6,6% oraz dla grupy taryfowej B – o 0,6%. Dla pozostałych grup taryfowych opłata dystrybucyjna wzrosła w przedziale od 0,7% dla odbiorców gospodarstwach domowych do 1,9% dla odbiorców w grupie taryfowej C.

Rysunek 7. Zmiana opłat za energię elektryczną i usługę dystrybucyjną – porównanie IV kwartałów lat 2009–2013



Źródło: Opracowano na podstawie danych ARE SA.

1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

1.2.1. Koncesje

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

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu 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 przepi-

sów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych;

c) obrotu energią elektryczną innego, niż określony w lit. b, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA, lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w od-

niesieniu 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 formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 35 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

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 2013 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 2013 r. regulator aktywnie monitorował sytuację dotyczącą kilku przedsiębiorstw, które zgłosiły zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazują odbiorców innym przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym tego rodzaju działalność, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielenie koncesji

Prezes URE w przeważającej części 2013 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 terenowych¹⁵.

W 2013 r. Prezes URE udzielił 188 koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej (w tym 154 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii). Na koniec grudnia 2013 r. ważne koncesje (w liczbie 2 005) posiadało 1 772 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną.

Liczbę koncesji udzielonych w 2013 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia tab. 8 (str. 26).

W 2013 r., w zakresie działania departamentu DSW, wydano 56 decyzji zmieniających udzielone koncesje (w tym promesy koncesji). Zmiany udzielonych koncesji (promes koncesji) podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,

¹⁵ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

Tabela 8. Liczba koncesji udzielonych w 2013 r. oraz liczba ważnych koncesji udzielonych przez Prezesa URE według stanu na koniec 2013 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu DSW [szt.]	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu DRE [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2013 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	30	0	1 440
Przesyłanie lub dystrybucja	0	3	183
Obrót	0	38	382*
Razem	30	41	2 005

* W tym 34 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

Tabela 9. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2013 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	112,959	189
Elektrownie na biomasę	986,873	33
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,901	17
Elektrownie wiatrowe	3 389,541	835
Elektrownie wodne	970,128	784
Współspalanie**	–	41
Łącznie	5 461,402	1 899

* Nie uwzględnia danych dot. 42 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.

- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2013 r., w zakresie działania departamentu DSW, Prezes URE wydał 11 decyzji o cofnięciu, ograniczeniu zakresu lub wygaszeniu koncesji,

m.in. w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej, a także w związku z przekształceniami kapitałowymi przedsiębiorstw.

Do końca 2013 r., w zakresie działania departamentu DSW, Prezes URE udzielił 45 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE.

Tabela 10. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2013 r. promes koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	9,427	7
Elektrownie na biomasę	51,079	13
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	80,163	107
Elektrownie wiatrowe	4 491,854	204
Elektrownie wodne	0,900	5
Współspalanie**	–	1
Łącznie	4 633,423	337

* Nie uwzględnia ewentualnie projektowanych instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, które będą podlegać wpisowi 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.

1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2013 r. 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 dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Zatwierdzenie taryfy dla operatora systemu przesyłowego – PSE SA

W sierpniu 2013 r. Prezes URE wezwał PSE SA do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2014 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek w pierwszej połowie września 2013 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 SA w latach 2012–2015”) oraz decyzję ustalającą współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa w kolejnych latach

okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015¹⁶⁾. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania analizie podlegały nie tylko wybrane pozycje kosztowe, ale również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE SA na 2014 r. zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji 17 grudnia 2013 r.

W taryfie został uwzględniony nowy poziom stawek opłaty przejściowej na podstawie Informacji Prezesa URE nr 31/2013 z 21 października 2013 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2014.

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

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2014 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na ROK 2014 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE¹⁷⁾.

¹⁶⁾ 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.

¹⁷⁾ Dokument jest dostępny na stronie internetowej URE pod adresem <http://bip.ure.gov.pl/download/3/3872/-TaryfyOSDna-rok2014.pdf>.

Podstawowym założeniem Prezesa URE w trakcie prowadzonych w 2013 r. przygotowań do procesu taryfowania była kontynuacja podejścia zastosowanego w 2011 r., w trakcie procesu zatwierdzenia taryf na 2012 r. W rezultacie, taryfy obowiązujące w 2014 r. są trzecimi taryfami zatwierdzonymi w ramach 4-letniego okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015.

W trakcie procesu zatwierdzenia taryf na 2014 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 2012–2015¹⁸⁾. 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 2013 r. procesie taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwier-

¹⁸⁾ 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.

dzania taryf w 2010 r. na okres 2011–2015¹⁹⁾. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka²⁰⁾.

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z OSD został określony w dokumencie „Taryfy OSD na ROK 2014 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2014 r. został rozpoczęty w listopadzie 2013 r. i objął pięć przedsiębiorstw: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA oraz TAURON Dystrybucja SA. Prezes URE 17 grudnia 2013 r. zatwierdził taryfy dla powyższych operatorów systemów dystrybucyjnych na okres do 31 grudnia 2014 r.

Stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych tych przedsiębiorstw (pięciu OSD) w wyniku zatwierdzonych taryf wzrosły średnio o 3,1%. Stawki za usługę dystrybucji dla odbior-

ców grup taryfowych G zmieniły się w zakresie: od spadku 0,3% w ENEA Operator Sp. z o.o. do wzrostu 5,5% w RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdzielenia działalności

W grudniu 2012 r. dla czterech przedsiębiorstw obrotu: PGE Obrót SA, ENERGA-Obrót SA, ENEA SA oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., Prezes URE zatwierdził zmiany decyzji zatwierdzających taryfy dla energii elektrycznej dla grup taryfowych G, w zakresie ustalonego w nich okresu obowiązywania taryf, wydłużając ten okres do 30 czerwca 2013 r. Wydłużenie okresu obowiązywania taryf sprzyjało zapewnieniu stabilizacji na rynku energii elektrycznej, co leżało zarówno w interesie społecznym, jak i słusznym interesie stron i zmierzało do realizacji jednego z podstawowych celów regulacji, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej.

Natomiast w stosunku do RWE Polska SA postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, które nie zostało zakończone w 2012 r., decyzją Prezesa URE z października 2013 r. zostało umorzone, gdyż Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, prawomocnym wyrokiem z 21 maja 2013 r. uchylił decyzję Prezesa URE cofającą zwolnienie przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia.

Następnie w maju 2013 r. PGE Obrót SA, ENERGA-Obrót SA, ENEA SA oraz TAURON Sprzedaż

Sp. z o.o., zostały wezwane do złożenia taryf dla energii elektrycznej obowiązujących od 1 lipca 2013 r. Po przeanalizowaniu złożonych wniosków stwierdzono, że w przypadku trzech przedsiębiorstw, tj. PGE Obrót SA, ENERGA-Obrót SA i ENEA SA, koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen w taryfach zostały zaplanowane na poziomie, który nie może zostać uznany za uzasadniony. W związku z tym, w trakcie postępowania administracyjnego Prezes URE wydał postanowienia w sprawie ustalenia współczynników korekcyjnych Y_n , określających zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, co wynikało z treści § 21 ust. 2, ust. 3 pkt 1 i 3 oraz ust. 4 i 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną²¹⁾, który ma zastosowanie w odniesieniu do cen energii elektrycznej stosowanych wobec odbiorców w grupach taryfowych G. Jednocześnie przedsiębiorstwa te zostały zobowiązane do przedłożenia skorygowanych taryf zawierających ceny uwzględniające te współczynniki. W przypadku TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen w taryfie zostały zaplanowane na poziomie uzasadnionym. Ostatecznie w czerwcu 2013 r. zostały zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej ww. czterech przedsiębiorstw na okres od 1 lipca 2013 r. do 31 grudnia 2013 r.

Średni spadek cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych w ww. ta-

¹⁹⁾ 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/3/3026/WACC20112015zalacznikdozaizen.pdf>.

²⁰⁾ 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/Kosztkapitaludlaoperatorowsystemowelektro-energetycznychnarok-2014.pdf> przedstawia sposób wyznaczenia średnioważonego kosztu kapitału na rok 2014.

²¹⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 189, poz. 1126, z późn. zm.

ryfach wyniósł -4,3% (od -3,9% w ENERGA-Obrót SA do -4,6% w TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.), zaś rachunki odbiorców w gospodarstwach domowych z tytułu zatwierdzonych taryf dla przedsiębiorstw obrotu spadły średnio o -2,3% (od -2,0% u odbiorców ENERGA-Obrót SA do -2,6% u odbiorców TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.).

W listopadzie 2013 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej PGE Obrót SA, ENERGA-Obrót SA, ENEA SA oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. na rok 2014. W efekcie prowadzonych postępowań, w grudniu 2013 r. taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2014 r.

Średni spadek cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych w zatwierdzonych na 2014 r. taryfach wyniesie -6,2% (najwyższy spadek -6,5% w ENEA SA), zaś rachunki odbiorców w gospodarstwach domowych z tytułu zatwierdzonych taryf dla przedsiębiorstw obrotu i dystrybucji spadną średnio o -2,5% (od -1,7% u odbiorców ENERGA-Obrót SA do -3,7% u odbiorców ENEA SA).

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

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

kwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

Taryfy są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali urzędu (Departamencie Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła – departamencie DRE), jak i oddziałach terenowych²².

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

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, a także cen w grupach taryfowych G, na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji. 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 2013 r. wydano 148 decyzji administracyjnych, w tym:

- 52 decyzje o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 5 decyzji dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 1 decyzję dla PSE SA;
 - 8 decyzji dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu;
 - 38 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 61 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 1 decyzję dla PSE SA;
 - 2 decyzje dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 58 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 1 decyzję o odmowie zatwierdzenia zmian w taryfie dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu,
- 3 decyzje o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu;
 - 2 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 31 decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w tym:
 - 3 decyzje w kwestiach taryfowych;
 - 26 decyzji związanych z planami rozwoju;
 - 2 decyzje o umorzeniu postępowania.

Do 31 grudnia 2013 r. nie zostało zakończonych 10 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, bądź ich zmian.

²² Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych URE prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych 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 funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 tys. przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych

W 2013 r. Prezes URE wyznaczył czternaśtu OSD, których nie dotyczył wyżej opisany obowiązek rozdziału. 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 2013 r. Prezes URE dokonał zmian w dziewięciu decyzjach wyznaczających OSD. W wyniku ww. decyzji, według stanu na koniec 2013 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 158 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

Umorzenie postępowań w sprawie wyznaczenia OSD

W 2013 r. Prezes URE umorzył cztery postępowania w sprawie wyznaczenia OSD. Przyczyną umorzenia ww. postępowań było cofnięcie przedsiębiorcom koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, w związku z trwałym zaprzestaniem działalności koncesjonowanej.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2013 r. Prezes URE w jednym przypadku stwierdził wygaśnięcie oraz w jednym przypadku uchylił decyzję wyznaczającą OSD.

1.2.4. Certyfikat niezależności

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego

elektroenergetycznego (OSP) – PSE SA, z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. W imieniu Skarbu Państwa uprawnienia wynikające z akcji PSE SA wykonuje, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne, Minister Gospodarki. PSE SA prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Działalność ta jest wykonywana na podstawie koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, obowiązującej do 31 grudnia 2030 r. Na mocy decyzji Prezesa URE, PSE SA zostały wyznaczone OSP na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na okres do 1 lipca 2014 r. PSE SA 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 cywilnoprawnych, tj. umów o użytkowanie urządzeń elektroenergetycznych, których przedmiotem jest ustanowienie przez właściciela na rzecz PSE SA praw użytkowania urządzeń elektroenergetycznych. PSE SA 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/WE²³⁾ w zakresie uzyskiwania przez operatorów systemów przesyłowych

²³⁾ Dz. U. UE L z 2009 r. 211.55.

oraz operatorów systemów połączonych certyfikatu spełniania kryteriów niezależności.

W związku z powyższym 10 października 2013 r. PSE SA wystąpiły do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wniosek powyższy spełniał kryteria formalne, w tym złożony został w terminie zgodnym z dyspozycją art. 14 ust. 1 ustawy nowelizującej.

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 którego 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 sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszej ustawy (tj. od 11 września 2013 r.).

W toku postępowania Prezes URE zobowiązany jest ocenić, czy spełnione są przesłanki uznania, że PSE SA pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależne 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: 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 wystą-

pienia 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 SA o przyznanie certyfikatu niezależności Prezes URE dwukrotnie w ciągu 2013 r. wezwał stronę do nadesłania wskazanych w piśmie wyjaśnień i dokumentów, a PSE SA na wezwania te odpowiedziały w wymagany sposób i w wyznaczonym terminie. Postępowanie w sprawie przyznania PSE SA certyfikatu niezależności nie zostało zakończone w 2013 r. i jest kontynuowane w 2014 r.

1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

OSP w 2013 r. czterokrotnie wnioskował do Prezesa URE o zmianę IRIESP opracowanej na podstawie art. 9g ustawy – Prawo energetyczne. Celem zmian jest zwiększenie bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz usprawnienie współpracy pomiędzy podmiotami funkcjonującymi na rynku a OSP. Prezes URE przychylił się do wniosków OSP.

Zakres zmian IRIESP PSE SA w 2013 r. przedstawia się następująco:

- modyfikacja wyznaczania i zakupu przez OSP operacyjnej rezerwy mocy,

- wprowadzenie możliwości składania ofert na rynku bilansującym przez jednostki odbiorcze aktywne (tzw. *Demand Side Response*),
- modyfikacja ustanawiania zabezpieczenia finansowego przez URB na Rynku Bilansującym,
- zmiana bramek czasowych zgłoszeń na rynku,
- aktualizacja indeksów cenowych uprawnień do emisji CO₂ stanowiących podstawę do wyznaczania rozliczeniowej ceny uprawnień do emisji CO₂ (RCCO₂) na Rynku Bilansującym,
- wprowadzenie mechanizmu informowania URB typu Giełda Energii o zmianie Operatora Rynku dla danego URB,
- odwrócenie znaku wielkości NDKW oraz NDKW^{max} wyznaczanych w ramach rozliczenia należności za dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych (NDKW jest to należność za dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych),
- uruchomienie przez OSP nowej jednostki centralnej systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy tj. regulatora centralnego LFC,
- zmiany terminów przekazywania danych, umożliwiających OSP przygotowanie bilansów technicznych mocy, opracowywanie planów wyłączeń elementów KSE oraz zmiany okresu planowania średniokresowego w OSP,
- zmiana nazwy OSP z PSE Operator SA na PSE SA.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2013 r. Prezes URE zatwierdził IRiESD dla pięciu dużych operatorów systemów dystrybucyj-

nych: PGE Dystrybucja SA (weszła w życie 1 października 2013 r.), RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator SA oraz TAURON Dystrybucja SA (weszły w życie od 1 stycznia 2014 r.). Należy zaznaczyć, że po raz pierwszy IRiESD zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w całości, a nie jak dotychczas tylko w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Regulacje zawarte w IRiESD wychodzą naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku i stanowią podstawę dla obiektywnych i jednolitych zasad korzystania z sieci przez wszystkich użytkowników systemu. W odniesieniu do działania OSD, 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 OSD mają obowiązek przeprowadzić proces zmiany sprzedawcy w terminie do 21 dni kalendarzowych. W celu prawidłowego funkcjonowania rynków detalicznych zostały określone niezbędne zależności umowne pomiędzy OSD a pozostałymi uczestnikami rynku energii. W tym kontekście w ramach obowiązków OSD uwzględniono realizację umów kompleksowych zawieranych przez odbiorców przyłączonych do sieci tych operatorów. Instrukcje uszczegóławiają również role OSD w zakresie wypełniania funkcji operatorów pomiarów, doprecyzowują wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz określają standardy obsługi odbiorców. Operatorzy mają obowiązek udzielania odbiorcom informacji o wa-

runkach świadczenia usług dystrybucji oraz możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w tym o procedurze zmiany sprzedawcy. Wydaje się, że największą zmianą w funkcjonowaniu operatorów, po wejściu w życie nowych Instrukcji, jest obowiązek realizacji przez OSD umów kompleksowych zawieranych przez odbiorców – najczęściej przy zmianie sprzedawcy. Z informacji przekazanych do URE w 2013 r. wynika, że w tym celu OSD prowadzą prace nad dostosowaniem dotychczas używanych systemów informatycznych i bilingowych, a także określeniem formatu danych (komunikatów) wymienianych ze sprzedawcami energii elektrycznej. Z punktu widzenia regulatora, biorąc pod uwagę powyższe oraz specyfikę działania OSD, należyte respektowanie przez operatorów zasad określonych w IRiESD umożliwi szybszy rozwój konkurencji na rynku detalicznym. Wymaga to jednak zaangażowania OSD we wdrożenie i praktyczne stosowanie zatwierdzonych zasad.

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 badanie, czy zadania operatorów wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników

systemów oraz czy operatorzy uwzględniają wymogi ochrony środowiska. 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, realizując w 2013 r. działania monitorujące zadania wykonywane przez operatora systemu przesyłowego, czynnie uczestniczył w badaniach monitorujących prowadzonych przez organizację koordynującą pracę europejskich regulatorów – ACER.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań znajdują się również w innych częściach niniejszego Sprawozdania, m.in. w pkt 1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, w pkt 1.7.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w pkt 1.7.6. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE SA 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 elektro-

energetycznych 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, bowiem działanie tych rynków uzależnione jest w dużej mierze od wdrożonych zasad dostępu do sieci i prawidłowego wykonywania zadań przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Istotne znaczenie ma również monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Szereg zadań realizowanych przez OSP i OSD, związanych z rozbudową KSE, zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym, a także zapewnieniem niedyskryminacyjnych zasad dostępu do sieci unormowanych jest w IRiESP oraz IRiESD, zatwierdzonych przez Prezesa URE. Nadzorowanie realizacji tych zadań obejmuje monitorowanie przestrzegania procedur i zasad zawartych w IRiESP i IRiESD, 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 i OSD dokonują rozbudowy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Monitorowanie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenerge-

tycznego, PSE SA podejmują działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W 2013 r. PSE SA podjęły następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2013 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” (obowiązujący od 1 września 2013 r. do 31 sierpnia 2014 r.). Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” na okres od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2014 r. (grudzień 2013 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 z wykorzystaniem symulatora systemowego DuTrain. Odbyło się 11 szkoleń, w tym 4 pomiędzy OSP a OSD (2 × RWE Stoen Operator SA i 2 × TAURON Dystrybucja SA O/Gliwice),
- uruchomiony został, zbudowany przez OSP, ośrodek szkoleniowy z symulatorem funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Rozpoczęto proces szkolenia z wykorzysta-

niem tego symulatora. Przeszkolono trenerów oraz przeprowadzono 12 szkoleń dla pracowników OSP.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2013 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.

Jednakże należy zauważyć, że np. 25 marca 2013 r. wystąpił stan zagrożenia KSE, polegający na niespełnieniu kryterium „n-1” na granicy polsko-niemieckiej na połączeniu z niemieckim operatorem 50 Hertz (kryterium „n-1” określa, że wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie).

W roku sprawozdawczym 2013 wystąpiła jedna awaria w sieci przesyłowej najwyższych napięć NN, wystąpiły także ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE SA:

1) awaria w sieci NN powodująca ograniczenie dostaw energii:

Czwartek, 7 marca 2013 r.

Nieplanowe wyłączenia w sieci przesyłowej:

- 8:44 – 9:08 – w rozdzielni 220 kV Świebodzice samoczynnie jednostronnie została wyłączona linia Klecina z odczepem do Biskupic, natomiast w stacji Klecina samoczynnie obustronnie został wyłączony AT1 160 MVA 220/110 kV – zał. o godz. 9:58 (AT2 160 MVA 220/110 kV był wyłączony planowo). Stacja Biskupice pozostała bez napięcia w godz. 8:44 – 9:08. Przyczyną było omyłkowe zamknięcie uziemnika systemu nr 2 220 kV w stacji Klecina, który znajdował się pod napięciem.

Ograniczenia odbiorców: TAURON Dystrybucja SA O/Wrocław wyniosły 31 MW w godz. 8:44 – 9:08,

2) wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci 110 kV będącej własnością PSE SA:

Środa, 27 marca 2013 r.

Miały miejsce nieplanowe wyłączenia elementów sieci dystrybucyjnej:

- 10:09 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk Błonia podczas uziemiania do prac planowych systemu IA 110kV omyłkowo uziemiono będący pod napięciem system 2 110 kV. Zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych 110 kV. Bez napięcia pozostał system 2 wraz z elementami:
 - sprzęgłem (zał. 10:20);
 - linią Rafineria tor 2 (zał. 10:21);
 - linią Tczew (zał. 10:22);
 - linią Gdańsk Chełm (zał. 10:23);
 - linią Ostrów (zał. 10:24);
 - linią Gdańsk 2 (zał. 10:25);

- linią Kleniewo (zał. 10:41);

- linią Elbląg (zał. 10:42).

Ograniczenia odbiorców ENERGA SA O/Gdańsk w godz. 10:09 – 10:21 wyniosły 18 MW,

3) podczas huraganu „Ksawery” w dniach 5–6 grudnia 2013 r. nastąpiły wyłączenia elementów w sieci będącej własnością PSE SA:

Piątek, 6 grudnia 2013 r.

- 8:26 – 8:38 – samoczynnie został wyłączony w stacji Piła Krzewina ciąg liniowy (promień) 110 kV Wałcz – Wałcz Północ – Mirosławiec. Bez napięcia pozostały stacje Wałcz (zał. 8:38), Wałcz Północ (zał. 10:45) i Mirosławiec (zał. 9:02).

Ograniczenia odbiorców ENEA Operator Sp. z o.o. O/Poznań w wysokości:

- 20 MW w godz. 8:26 – 8:38;

- 6 MW w godz. 8:38 – 9:02;

- 3 MW w godz. 9:02 – 10:45,

4) wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu pomyłki łączeniowej dyspozytora ODM w sieci koordynowanej 110 kV:

Poniedziałek, 24 czerwca 2013 r.

- 10:17 – w stacji Mory wyłączono ręcznie do prac planowych linię 110 kV Ursus GSZ1 (zał. 10:30). Planowy tymczasowy podział w stacji Sękocin na linii 110 kV Piaseczno (tymczasowy układ zasilania stacji Sękocin) spowodował, że stacje 110 kV Sękocin i Ursus GSZ1 pozostały bez napięcia.

Ograniczenia odbiorców w godz. 10:17 – 10:30 wyniosły:

- PGE Dystrybucja SA O/Warszawa – 34 MW;

- RWE Stoen Operator Sp. z o.o. – 2 MW.

W pięciu największych OSD wystąpiły również nieplanowane wyłączenia oraz ograniczenia w dostawach energii z powodu wydarzeń, które skutkowały awariami sieci dystrybucyjnej. W szczególności należy zauważyć, że nagromadzenie awarii wystąpiło w dniach 6–8 grudnia 2013 r., kiedy nad krajem przeszedł huraganowy wiatr „Ksawery”.

W 2013 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.

W 2013 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne realizowane przez PSE SA związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE oraz z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych:

1. Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew – odbył się odbiór techniczny – zadanie inwestycyjne będące częścią Programu rozbudowy KSP w zakresie połączenia Polska-Litwa oraz projektu rozbudowy KSE w obszarze WWE.

2. Zainstalowanie drugiego transformatora TR-1 400/110 kV w stacji 400/110 kV Płock – zwiększenie pewności zasilania węzła płockiego.
3. Modernizacja linii 220 kV Kozienice – Mory/Piaseczno – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności przesyłu energii elektrycznej w aglomeracji warszawskiej.
4. Modernizacja linii 400 kV Miłosna-Rogowiec z wcięciem do stacji 400/220/110 kV Ołtarzew – poprawa bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej poprzez przyłączenie do sieci teletransmisyjnej nowo wybudowanej stacji 400/220/110 kV Ołtarzew.
5. Modernizacja linii 400 kV Płock-Miłosna z wcięciem do stacji 400/220/110 kV Ołtarzew – poprawa bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej poprzez przyłączenie do sieci teletransmisyjnej nowo wybudowanej stacji 400/220/110 kV Ołtarzew.
6. Modernizacja linii 400 kV Wielopole-Joachimów, Wielopole-Rokitnica – poprawa pewności i bezpieczeństwa przesyłu energii elektrycznej w rejonie aglomeracji śląskiej.
7. Modernizacja linii 400 kV Wielopole-Joachimów, Tucznowa-Rogowiec – poprawa pewności i bezpieczeństwa przesyłu energii elektrycznej w rejonie miasta Częstochowa oraz wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów.
8. Zakup linii 220 kV Morzyca-Reclaw – zakupiona linia ma być zmodernizowana i uruchomiona na napięciu 220 kV w celu poprawy zasilania aglomeracji szczecińskiej wraz ze wzmocnieniem układu sieci w północno-za-

chodnim rejonie KSE, w tym w zakresie wymiany międzynarodowej.

Dla realizacji obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, PSE SA dokonywały zakupu usług systemowych niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. W tym celu OSP zawarł na 2013 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikowymi aktywnymi – JGwa porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, na podstawie których zapewnił sobie dostęp do usługi uruchamiania jednostek wytwórczych oraz regulacyjnych usług systemowych. Ponadto, w 2013 r. PSE SA dokonywały zakupu usług systemowych oraz usług dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (GWS). Usługi systemowe oraz usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD, OSP pozyskiwał w ramach dobowo-godzinowych procesów rynku bilansującego oraz na podstawie stosownych umów dwustronnych z dostawcami tych usług, zawartych po wcześniejszym przeprowadzeniu postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Usługi te są szczegółowo opisane w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

W 2013 r. PSE SA 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).

Monitorowanie zasad zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych /różnicy bilansowej

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE SA dokonują 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. PSE SA dokonują zakupu ww. energii elektrycznej poprzez wyłonienie dostawcy w wyniku postępowania przetargowego (przetarg publiczny), w ramach którego OSP wybiera z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, ofertę najlepszą z ekonomicznego punktu widzenia. Z wyłonionymi w wyniku przetargu dostawcami energii PSE SA zawierają umowy dwustronne. Jest to podstawowa forma zakupu i w ten sposób PSE SA dokonują zakupu przeważającej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat przesyłowych.

Pozostała część energii elektrycznej kupowana jest na Rynku Bilansującym. Ta forma zakupu jest stosowana w przypadku, gdy umowa zakupu energii elektrycznej od dostawcy wyłonionego w drodze przetargu nie pokrywa w pełni ilości rzeczywistej strat, a także do rozliczania odchyłeń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów, a rzeczywistą ilością strat energii, jak również 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 SA przenoszone są przez opłatę siecią zmienną.

W 2013 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 wartości²⁴⁾:

- w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 544 130 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 286 436 115 zł),
- na Rynku Bilansującym: 180 617 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 25 572 788,82 zł).

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.

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 platformach internetowych oraz na Rynku Bilansującym.

²⁴⁾ Źródło: PSE SA.

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

11 września 2013 r. weszła w życie ustawa nowelizująca, która nadała nowe brzmienie m.in. przepisom art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, określającym tryb oraz kryteria sporządzania, przedkładania oraz uzgadniania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Zmianie uległy też przepisy w zakresie obowiązku corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planu rozwoju. Zgodnie z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek ten aktualnie dotyczy tylko grupy przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do uzgodnienia projektu planu rozwoju z Prezesem URE. Ponadto, zmianie uległ też ostateczny termin przedkładania sprawozdania z realizacji planu rozwoju, który obecnie przypada na 30 kwietnia każdego roku. Jednakże należy podkreślić, że zgodnie z art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym do 10 września 2013 r. obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE sprawozdań objęte były wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów.

Celem przypomnienia przedsiębiorstwom o ciążyącym na nich obowiązku, 23 stycznia 2013 r. na stronie internetowej URE zostały zamieszczone zaktualizowane tabele wymagane do sporządzenia sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2012 rok. Obowiązkiem przedłożenia do 1 marca 2013 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za rok 2012

zostało objętych 188 przedsiębiorstw energetycznych. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło pięciu największych OSD, OSP oraz 156 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii. Dwadzieścia sześć przedsiębiorstw nie przedłożyło wymaganego sprawozdania w ustalonym terminie, w związku z tym Prezes URE podjął postępowanie wyjaśniające przyczyny nie wywiązania się z ciężącego na nich obowiązku. Po dokonaniu analizy przesłanych odpowiedzi w odniesieniu do dziesięciu przedsiębiorstw wszczęte zostało postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w związku z nieprzedstawieniem sprawozdania w ustawowym terminie do 1 marca 2013 r. Ponadto w 2013 r. prowadzono 27 postępowań wszczętych i nie zakończonych w 2012 r.

Do końca 2013 r. Prezes URE w przypadku 20 przedsiębiorstw wydał decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary, w dwóch przypadkach wydał decyzję umarzającą postępowanie, w czterech przypadkach wymierzył karę pieniężną. Ponadto, w jednym przypadku wydał postanowienie zawieszające postępowanie.

Z przeprowadzonej w 2013 r. analizy sprawozdań z wykonania planów rozwoju wynika, że pięciu największych OSD i OSP łącznie zrealizowało większy od planowanego poziom nakładów inwestycyjnych. OSP zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 710 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 556 mln zł. Jednakże uwzględniając fakt, że plan OSP nie uwzględniał nabycia części połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja, faktyczne wykonanie planowanych nakładów

inwestycyjnych wyniosło 476 mln zł. Pięciu największych OSD zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 5 638 mln zł. Natomiast poziom uzgodnionych nakładów inwestycyjnych (modelowy) wynosił 5 485 mln zł. W ramach prowadzonego monitoringu sprawozdań z realizacji planów pięciu największych OSD, po raz kolejny dokonano analizy odchyień wielkości wykonanych od wielkości zaplanowanych, zgodnie z założeniami obecnie stosowanego modelu oceny i weryfikacji planów rozwoju (wdrożonego w 2010 r. w trakcie uzgadniania planów rozwoju na lata 2011–2015). W wyniku przeprowadzonej analizy oszacowano wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych. Wnioski z dokonanych analiz uwzględnione zostały w trakcie uzgadniania nowej edycji planów rozwoju na lata 2014–2019.

Ponadto, w 2013 r. na podstawie art. 23 ust. 2a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE opracował kolejny raport przedstawiający i oceniający warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w którym przedstawiono stopień realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2010–2012 (powyższy raport dostępny jest na stronie internetowej URE).

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że obowiązek ten dotyczył pięciu prawnie wyodrębnionych OSD oraz jednego OSP. Ponadto, wg danych posiadanych przez URE, do

uzgodnienia projektu planu rozwoju z Prezesem URE było zobowiązanych 51 przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej, z czego 49 zostało wyznaczonych na OSD. Według stanu na 31 grudnia 2013 r. dwa przedsiębiorstwa nie posiadały aktualnie uzgodnionego planu rozwoju, przy czym jedno z nich przedłożyło w 2013 r. do uzgodnienia ww. plan rozwoju.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podejmowane przez Prezesa URE w 2013 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 2013 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 zaktualizowanych w 2012 r. arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

Prezes URE podczas prowadzenia postępowania w sprawie wymierzenia jednemu z przedsiębiorstw

energetycznych kary pieniężnej za nie udzielenie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne powziął wiedzę, mogącą wskazywać na nieprawidłowości w prowadzonej przez to przedsiębiorstwo koncesjonowanej działalności gospodarczej. Skutkiem powyższych ustaleń, stosownie do postanowień art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, skierowano do przedsiębiorstwa zawiadomienie o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem, w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną, naruszenia prawa polegającego na nie wywiązywaniu się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prowadzeniu ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w tym przepisie, a następnie wymierzono przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 300 000 zł za wyżej wskazane działania.

Przeprowadzona i zakończona w 2013 r. analiza wyników monitorowania przedsiębiorstw pozwala stwierdzić, że wypełniają one obowiązek ustawy dotyczący ewidencji księgowej.

Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowe-

go 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).

Zgodnie z IRiESP – Korzystanie, w ramach udostępniania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i KSE oraz pracy KSE, OSP w 2013 r. publikował na swojej stronie internetowej w szczególności:

- IRiESP,
- taryfę OSP,
- wyciąg z planu rozwoju, uzgodnionego z Prezesem URE,
- komunikaty o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

W zakresie przyłączania do sieci przesyłowej OSP urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich w 2013 r., OSP na swojej stronie internetowej publikował:

- wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia,
- informacje dotyczące:
 - podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci przesyłowej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej;
 - wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmianach tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci OSP z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci przesyłowej. Wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej.

W zakresie wymiany międzysystemowej w 2013 r., OSP na swojej stronie internetowej publikował:

- zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na liniach wymiany międzysystemowej,
- zasady rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej,
- wielkości technicznych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej,
- niezbędne wielkości rezerw zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w kierunku eksportowym i importowym,
- informacje o rezultatach przetargów na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej.

W ramach świadczonych przez OSP usług przesyłania i udostępniania KSE, OSP na swojej stronie internetowej publikuje wzór wniosku o zawarcie umowy przesyłania oraz standardy umów przesyłania i umów udostępniania KSE.

Zgodnie z IRIESP – Bilansowanie, w zakresie rynku energii elektrycznej i pracy KSE w 2013 r., OSP na swojej stronie internetowej publikował:

- informacje o zasobach wytwórczych KSE,
- informacje o planowanej pracy KSE,
- informacje o pracy KSE,
- informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.

Informacje o zasobach wytwórczych KSE, z uwzględnieniem zdolności wytwórczych źródeł, których rozpoczęcie eksploatacji jest przewidywane w okresie najbliższych 3 lat, są publikowane na stronie internetowej OSP raz w roku, do końca listopada. Informacje dotyczące poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) zawierają nazwę elektrowni, numer jednostki, moc osiągalną, napięcie przyłączenia tej jednostki oraz rodzaj paliwa. Odnośnie jednostek

wytwórczych niebędących JWCD (nJWCD), publikowana jest przewidywana sumaryczna moc osiągalna wszystkich nJWCD.

Informacje o planowanej pracy KSE były publikowane na stronie internetowej OSP na podstawie opracowywanych przez OSP planów i zawierały dane prognozowane z etapu tworzenia odpowiednio:

- Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR),
- Planu Koordynacyjnego Miesięcznego (PKM),
- Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD),
- planu – Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy (BTHD),
- planu – Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD),
- planu – Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD).

Informacje o pracy KSE były publikowane na stronie internetowej OSP w dobie n+1 i zawierały:

- zapotrzebowanie na moc w KSE,
- krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej),
- zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie rannym i wieczornym doby n,
- zestawienie ubytków mocy poszczególnych JWCD w poszczególnych godzinach doby n, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz wielkość ubytku, w podziale na ubytki sieciowe i elektrowniane,
- sumaryczną generację JWCD oraz nJWCD.

Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego były publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n w dobie n+1 i zawierały podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii

bilansującej oraz podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego.

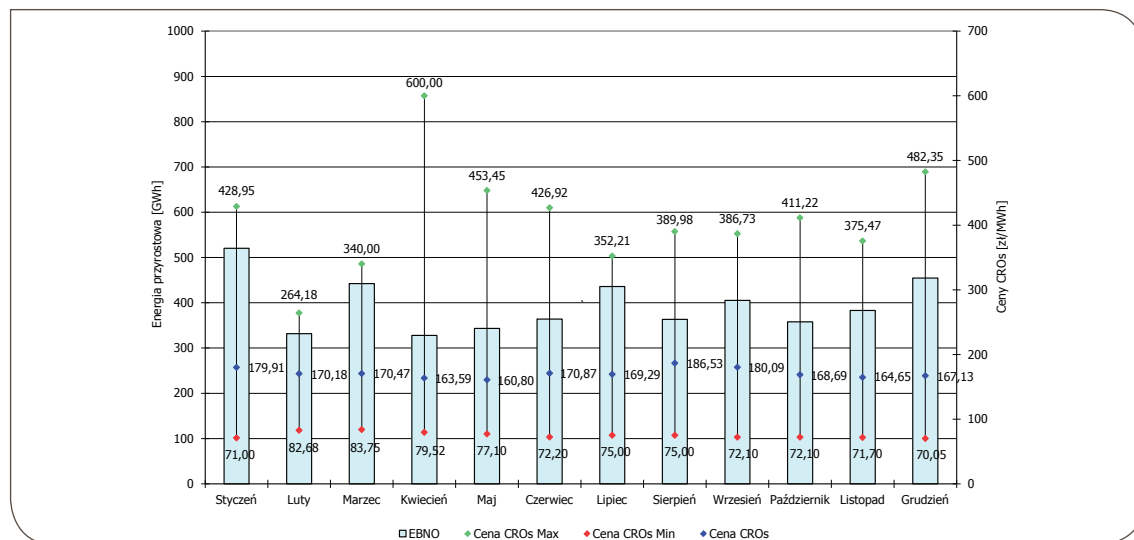
Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

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.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 8 (str. 40).

W 2013 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zmniejszył się w porównaniu do 2012 r. z 6,55 TWh do 4,73 TWh, tj. o ok. 28%.

Na koniec 2013 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyły 123 podmioty, w tym 17 wytwórców, 7 odbiorców końcowych, 7 odbiorców sieciowych, 82 przedsiębiorstwa obrotu, 2 giełdy energii, 7 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Rysunek 8. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2013 r.

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

(OSD) oraz PSE SA jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 45 operatorów rynku i dotyczyły 342 jednostek grafikowych.

W znacznej części 2013 r. występowało prekontraktowanie uczestników rynku, a koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w IRiESP wyniosły 360 mln zł.

W 2013 r. zasady funkcjonowania rynku bilansującego były modyfikowane. Do najważniejszych spośród wprowadzonych zmian należy zaliczyć:

- 1 stycznia 2013 r. do katalogu regulacyjnych usług systemowych została wprowadzona nowa usługa w ramach rezerwy interwencyjnej pod nazwą „Interwencyjna rezerwa zimna”.

Zmiany zostały wprowadzone *Kartą aktualizacji nr CB/3/2012 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*,

- 1 lutego 2013 r. został wprowadzony mechanizm kompensowania wytwórcom dodatkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, wynikających z dokonywanej w ramach rozliczeń na rynku bilansującym realokacji umów sprzedaży energii (USE) na jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Mechanizm realokacji USE został wprowadzony *Kartą aktualizacji nr CB/5/2012 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*.

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

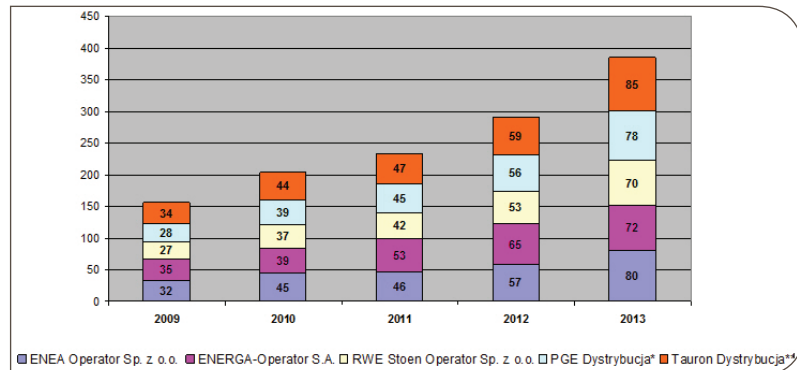
Jednym z ustawowych obowiązków OSD jest umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej poprzez wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Koniecznym czynnikiem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od 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 2009–2013 wynika, że systematycznie rosła liczba umów podpisywanych ze sprzedawcami przez każdego z operatorów. Podczas, gdy na koniec 2009 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 27 do 35, to w 2013 r. przedział ten wynosił 70-85 umów. Najwięcej, bo 85 ważnych GUD na koniec 2013 r. posiadał TAURON Dystrybucja SA. Należy wskazać, że w samym 2013 r. niektórzy Operatorzy zawarli ponad 20 umów, natomiast w 2012 r. było to średnio 11-12 umów.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich pięciu latach przedstawia rys. 9 (str. 41).

Proces podpisywania umów jest nadal zaawansowany, na koniec 2013 r. największą liczbę nowych umów negocjowało dwóch Operatorów: 22 umowy RWE Stoen Operator Sp. z o.o. oraz 21 umów PGE Dystrybucja SA.

Rysunek 9. Liczba posiadanych przez OSD generalnych umów dystrybucji w latach 2009–2013 (stan na koniec roku)



* Dla PGE Dystrybucja SA podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczba zawartych GUD w poszczególnych Oddziałach na koniec 2013 r. przedstawia się następująco: O/Białystok – 76, O/Lublin – 78, O/Łódź Miasto – 78, O/Łódź Teren – 78, O/Rzeszów – 79, O/Skarżysko-Kamienna – 79, O/Warszawa – 79, O/Zamość – 79.

** Dla TAURON Dystrybucja SA podano średnią liczbę GUD z obszarów działalności dawnych spółek: TAURON Dystrybucja GZE SA/Vattenfall Distribution Poland SA, EnergiaPro SA, ENION SA. Liczba zawartych GUD w poszczególnych obszarach działalności dawnych OSD na koniec 2013 r. przedstawia się następująco: TAURON Dystrybucja GZE SA – 82, EnergiaPro SA – 88, ENION SA – 86.

Źródło: URE na podstawie danych otrzymanych od OSD.

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. Wyżej wymienione listy, zawierające również dane kontaktowe sprzedawców, są monitorowane

i aktualizowane co kwartał przez Prezesa URE na stronie: maszwybor.ure.gov.pl.

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

PSE SA realizujące zadania OSP na terenie całego kraju są odpowiedzialne za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

W 2013 r., na połączeniach synchronicznych OSP prowadził alokację zdolności przesyłowych w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz polskiego OSP uczestniczyło siedmiu OSP z regionu Europy Środkowo-Wschodniej (dalej: region CEE), tj. 50Hertz Transmission GmbH, APG, ČEPS, a.s., ELES, MAVIR, SEPS, a.s., TenneT TSO GmbH.

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu *explicit*, organizowanych przez wspólne biuro aukcyjne Central Allocation Office GmbH (CAO), którego udziałowcami, w równych częściach, są wszyscy OSP regionu CEE. Zasady działania CAO zawarte są w umowie wielostronnej „Agreement for Services” zawartej pomiędzy CAO i ww. OSP. W ramach skoordynowanych przetargów PSE SA w 2013 r. udostępniły zdolności na profilu technicznym obejmującym

połączenia z obszarami kontroli operatorów sieci przesyłowych 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s. i SEPS, a.s.

Procedura zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz metoda alokacji realizowana była zgodnie z dokumentem „Zasady Skoordinowanych Aukcji Zdolności Przesyłowych w Europie Środkowo Wschodniej na rok 2013” (Zasady Aukcji), opublikowanym na stronach internetowych CAO (Zasady Aukcji są uzgadniane na każdy kolejny rok kalendarzowy przez wszystkich OSP regionu CEE, następnie konsultowane z uczestnikami rynku oraz regulatorami krajów regionu CEE).

Alokacja zdolności przesyłowych realizowana była w ramach przetargu rocznego (okres rezerwacji od 1 stycznia do 31 grudnia), przetargów miesięcznych (okres rezerwacji od pierwszego dnia miesiąca do ostatniego dnia miesiąca) oraz przetargów dobowych (rezerwacja dla każdej godziny doby handlowej D).

Alokacja zdolności przesyłowych odbywała się na podstawie złożonych ofert, w drodze optymalizacji, w wyniku której wyznaczany był zestaw akceptowanych ofert uczestników rynku z określonymi wolumenami alokowanych mocy oraz ceny przetargowe na każdym z kierunków przesyłu.

Na połączeniach synchronicznych w 2013 r., odbywała się również alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Alokacja ta odbywała się w ramach skoordinowanego procesu, w którym oprócz PSE SA uczestniczyło pięciu OSP z regionu CEE, tj. 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., SEPS, a.s., Austrian Power Grid AG i TenneT TSO GmbH. Proces był administrowa-

ny przez czeskiego OSP – ČEPS, a.s., pełniącego funkcję Biura Aukcyjnego. W ramach rynku dnia bieżącego, PSE SA udostępniają zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s. i SEPS, a.s. Zasady współpracy PSE SA jako OSP i Biura Aukcyjnego zawarte są w umowie wielostronnej „Agreement on intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination”, zawartej pomiędzy Biurem Aukcyjnym i ww. OSP. Na podstawie tej umowy Biuro Aukcyjne wykonuje na rzecz PSE SA zadania polegające na alokowaniu zainteresowanym podmiotom zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Zasady zarządzania ogranicze-

niami oraz alokacji zdolności przesyłowych zostały określone w dokumencie „Intraday Capacity Allocation and Nomination Procedure – The Trader Guide”, publikowanym na stronie internetowej www.ceps.cz.

Na połączeniu kablowym Polska-Szwecja, łączącym obszar kontroli PSE SA oraz Affärsverket Svenska Kraftnät (OSP na obszarze Szwecji), alokacja zdolności przesyłowych w 2013 r. realizowana była w trybie aukcji typu *implicit* w ramach mechanizmu łączenia rynków (*Market Coupling*). Aukcje realizowane były przez giełdy energii, tj. TGE SA i Nordpool Spot AS. Przedmiotem aukcji były zdolności przesyłowe alokowane wraz z energią elektryczną. Operatorzy systemów przesyło-

Tabela 11. Bilans handlowy wymiany międzysystemowej w 2013 r.

Bilans handlowy [GWh]	
Bilans handlowy – saldo	4 517,1
Eksport	6 853,9
w tym do:	
Czech	2 381,0
Niemiec	2 210,6
Słowacji	1 455,5
Szwecji	806,8
Import	2 336,8
w tym z:	
Białorusi	0,0
Czech	111,3
Niemiec	199,1
Słowacji	41,2
Szwecji	956,0
Ukrainy	1 029,2

Źródło: PSE SA.

Tabela 12. Przepływy rzeczywiste w wymianie międzysystemowej w 2013 r.

Przepływy rzeczywiste [GWh]	
Wypłynęło z Polski	12 322,6
w tym do:	
Czech	7 846,9
Niemiec	539,5
Słowacji	3 172,5
Szwecji	763,7
Wpłynęło do Polski	7 801,4
w tym z:	
Białorusi	0,0
Czech	182,3
Niemiec	5 452,4
Słowacji	121,5
Szwecji	1 016,0
Ukrainy	1 029,2

Źródło: PSE SA.

wych Polski i Szwecji udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy grafiki przesyłu, gwarantując alokowane wielkości. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu kablowym Polska-Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Coupling Agreement, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE SA i Nordpool Spot AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji: PSE SA oraz Affärsverket Svenska Kraftnät.

Tabela 13. Zestawienie średnich miesięcznych wielkości zdolności przesyłowych oferowanych w 2013 r. oraz przychodów PSE SA z udostępnienia zdolności przesyłowych połączenia Polska-Szwecja

Nr miesiąca	Zdolności przesyłowe oferowane		Przychód PSE SA		
	eksport [MW]	import	eksport	import	ogółem
1	157	438	117 104	131 397	248 490
2	161	436	114 862	57 486	172 348
3	178	414	495 249	8 406	503 655
4	109	241	409 144	0	409 144
5	149	400	86 514	14 572	101 086
6	131	418	58 198	153 889	212 087
7	108	427	8 698	156 408	165 107
8	119	392	52 857	92 263	145 220
8	132	417	201 365	0	201 365
10	124	432	242 957	11 996	254 953
11	107	400	172 040	33 872	205 912
12	119	357	72 968	149 325	222 293
Suma/średnia	133	398	2 032 056	809 604	2 841 660

Źródło: PSE SA.

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2013 r. zostały przedstawione w tab. 11 i 12 (str. 42).

Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja

w 2013 r. wyniosły: w kierunku eksportu do Szwecji 400 MW, a w kierunku importu do Polski 600 MW. W tab. 13 zestawiono średnie wartości oferowanych zdolności przesyłowych w poszczególnych miesiącach oraz przychody uzyskane przez PSE SA z tytułu ich udostępnienia.

Tabela 14. Zdolności przesyłowe udostępnione na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE SA (import), w 2013 r. oraz przychody PSE SA z tytułu rezerwacji zdolności przesyłowych

	Okres rezerwacji	Oferowane moce przesyłowe [MW]	Oferowane moce przesyłowe w Podokresie Rezerwacji [MW]	Przychody PSE SA [zł]
styczeń	1 – 31 stycznia 2013	220	–	62 541
luty	1 – 28 lutego 2013	220	–	98 490
marzec	1 – 31 marca 2013	220	30 marca godz. 0:00 – 31 marca godz. 6:00 – 0 MW	72 662
kwiecień	1 – 30 kwietnia 2013	220	1 kwietnia godz. 0:00 – 2 kwietnia godz. 6:00 – 0 MW 8 kwietnia godz. 0:00 – 12 kwietnia godz. 24:00 – 130 MW 22 kwietnia godz. 0:00 – 27 kwietnia godz. 24:00 – 0 MW	50 287
maj	1 – 31 maja 2013	220	1 maja godz. 0:00 – 6 maja godz. 6:00 – 0 MW 30 maja godz. 0:00 – 31 maja godz. 6:00 – 0 MW	20 698
czerwiec	1 – 30 czerwca 2013	220	–	25 344
lipiec	1 – 31 lipca 2013	220	–	29 462
sierpień	1 – 31 sierpnia 2013	220	26 sierpnia godz. 0:00 – 31 sierpnia godz. 24:00 – 0 MW	23 760
wrzesień	1 – 30 września 2013	220	–	28 512
październik	1 – 31 października 2013	220	–	29 462
listopad	1 – 30 listopada 2013	220	–	28 512
grudzień	1 – 31 grudnia 2013	220	25 grudnia godz. 0:00 – 27 grudnia godz. 6:00 – 0 MW	27 324
Ogółem rok	–	–	–	497 055

Źródło: PSE SA.

PSE SA i Svenska Kraftnät uzyskują po 50% przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych dla celów wymiany międzysystemowej. Przychody PSE SA z tego tytułu w 2013 r. wyniosły 11 875 575,61 zł.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w oparciu o „Zasady udostępniania i przetargów miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSEO i NEK UKRENERGO w roku 2013” organizowane jednostronnie przez PSE SA.

W tab. 14 (str. 43) zostały przedstawione ilości udostępnionych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE SA (import) w 2013 r.

W przetargach miesięcznych były udostępniane zdolności przesyłowe w wysokości 220 MW. W przetargach miesięcznych: marzec, kwiecień, maj, sierpień i grudzień zdolności przesyłowe zostały obniżone w wybranych dobach (podokresach rezerwacji) z powodu planowanych wyłączeń linii lub zagrożenia przekroczenia limitów napięciowych.

Koncentracja udostępnianych przez PSE SA mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2013 r.

W przetargu rocznym na rezerwację mocy na połączeniach synchronicznych Polski w 2013 r. składało oferty 32 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe zostały alokowane dla pięciu podmio-

tów. W tab. 15 zestawiono procentowe udziały mocy alokowanych dla poszczególnych podmiotów. W przetargu rocznym w kierunku eksport z Polski udziały mocy alokowanej w przetargu rocznym zawierały się w granicach 3,8% – 65,3%.

Tabela 15. Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetarg roczny

Numer uczestnika	Udziały mocy alokowanych
1	65,3%
2	21,3%
3	6,0%
4	3,8%
5	3,8%

Źródło: PSE SA.

W przetargach miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych PSE SA udostępniły zdolności przesyłowe w dwunastu miesiącach roku. W zakresie ofert składanych w kierunku eksport na przekrojach granicznych Polski, uczestniczyło maksymalnie 34 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (rok 2013 – przetargi miesięczne) zostały alokowane dla 17 różnych podmiotów, uczestników rynku. W tab. 16 zestawiono udziały procentowe mocy alokowanych dla podmiotów, które wygrały przetargi miesięczne.

Z przedstawionych danych wynika, że 15 uczestników, którzy zakupili zdolności przesyłowe w przetargach miesięcznych w 2013 r., miało łącznie udział poniżej 50% w całkowitej wielkości alokowanych mocy. Maksymalny udział w rynku pozostałego (jednego) podmiotu wynosił ok. 40,86%.

Tabela 16. Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetargi miesięczne

Numer uczestnika	Udziały mocy alokowanej
1	40,86%
2	12,56%
3	9,19%
4	8,47%
5	6,51%
6	5,00%
7	3,72%
8	2,79%
9	2,49%
10	2,09%
11	1,86%
12	1,51%
13	1,51%
14	0,70%
15	0,28%
16	0,23%
17	0,23%
Suma	100,00%

Źródło: PSE SA.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane zarówno w kierunku eksportu, jak i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (rok 2013 – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 32 różnych podmiotów, uczestników rynku. W tab. 17 (str. 45) zestawiono udziały procentowe mocy alokowanych dla podmiotów, które wygrały przetargi. Z przedstawionych danych wynika, że 13 uczestników, którzy zakupili zdolności przesyłowe w przetargach dobowych w 2013 r., ma udział

powyżej 1% w całkowitej wielkości alokowanych mocy. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosi ok. 22,58%.

Tabela 17. Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetargi dobowe

Numer uczestnika	Udziały mocy alokowanej
1	22,58%
2	19,18%
3	12,19%
4	10,26%
5	7,70%
6	7,25%
7	5,69%
8	4,03%
9	1,85%
10	1,77%
11	1,66%
12	1,65%
13	1,11%
14	0,61%
15	0,51%
16	0,47%
17	0,22%
18	0,19%
19	0,18%
20	0,18%
21	0,15%
22	0,12%
23	0,11%
24	0,09%
25	0,08%
26	0,07%
27	0,07%
28	0,03%
29	0,00%

Numer uczestnika	Udziały mocy alokowanej
30	0,00%
31	0,00%
32	0,00%
33	0,00%
Suma	100,00%

Źródło: PSE SA.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2013 r.

Ograniczenia te rozumiane są jako ograniczenia (redukcje) alokowanych w ramach przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, które zostały wyznaczone przez OSP zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez Prezesa URE i udostępnione w celu realizacji wymiany międzysystemowej przez uczestników rynku.

W przypadku połączeń synchronicznych, w 2013 r. nie wystąpiły ograniczenia (redukcje) alokowanych mocy przesyłowych.

W przypadku połączenia Polska-Szwecja, zdolności przesyłowe udostępniane są w ramach mechanizmu Market Coupling, który z założenia nie zawiera aukcji/przetargów o terminie dłuższym niż w ramach dnia następnego. 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 też należy stwierdzić, że z założenia, na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2013 r. nie było ograniczeń alokowanych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Dla połączenia Polska-Ukraina wystąpiły następujące ograniczenia w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi, rozumiane jako ograniczenia alokowanych w ramach jednostronnych przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, które zostały wyznaczone przez OSP z uwzględnieniem standardów bezpieczeństwa i niezawodnej pracy sieci:

- redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w okresie od 25 stycznia godz. 13:00 do 26 stycznia godz. 24:00 spowodowana awaryjnym wyłączeniem linii z powodu zwarcia doziemnego fazy,
- redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 160 MW w okresie od 29 stycznia godz. 00:00 do 1 lutego godz. 14:00 spowodowana uszkodzeniem łącza telekomunikacyjnego, które powodowało niepełną funkcjonalność automatyki APKO w stacji Zamość,
- redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w okresie od 6 maja godz. 00:00 do 22 maja godz. 15:00 spowodowana awarią sieciową (uszkodzenie trzech słupów linii 220 kV z powodu ekstremalnych warunków pogodowych).

Monitorowanie wykorzystania przychodów uzyskanych z tytułu udostępniania połączeń międzysystemowych w 2013 r.

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działań Prezesa URE należy 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.

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

Prezes URE opublikował na stronie internetowej URE Informację Nr 22/2013 z 30 lipca 2013 r. w sprawie sposobu wykorzystania przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego

środków uzyskanych z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych w okresie od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r.

Zgodnie z art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009 wszelkie przychody z tytułu udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych w związku z występowaniem ograniczeń systemowych mają zostać przeznaczone przez operatorów systemów przesyłowych na następujące cele:

- 1) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonych zdolności (cel z art. 16 ust. 6 lit. a rozporządzenia 714/2009) lub
- 2) utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci, w szczególności w nowe połączenia wzajemne (cel z art. 16 ust. 6 lit. b rozporządzenia 714/2009).

Jeśli przychody nie mogą zostać efektywnie wykorzystane do celu określonego w pkt 1 lub 2 powyżej, wówczas mogą zostać wykorzystane, po zatwierdzeniu przez organ regulacyjny, w maksymalnej kwocie określonej przez ten organ, jako dochód brany pod uwagę przy zatwierdzaniu metod kalkulacji lub ustalania taryf sieciowych. Pozostała część przychodów powinna zostać umieszczona na odrębnym koncie wewnętrznym do czasu, kiedy będzie mogła być wykorzystana na ww. cele.

Zgodnie z założeniami przyjętymi do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w Taryfie PSE SA na rok 2013, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2012 r., część kosztów uzasadnionych działalnością przesyłowej przedsiębiorstwa związanych z realizacją wymiany międzysystemowej, nie została uwzględniona w kalkulacji stawek opłat

w ww. Taryfie PSE SA na rok 2013, a w wezwaniach kierowanych do PSE SA Prezes URE wskazał, że powinny one być pokrywane uzyskiwanymi przez spółkę przychodami z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Są to następujące koszty:

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

Według stanu księgowego na 12 marca 2014 r., koszty, o których mowa powyżej w 2013 r. wyniosły:

- a) koszty organizacji skoordynowanych aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej: -1 339,357 tys. zł,
- b) koszty bilansowania wymiany międzysystemowej: -6 140,257 tys. zł,
- c) wynik finansowy PSE SA z rozliczeń związanych z uczestnictwem w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów ITC, zaksięgowany w 2013 r. i uwzględniający przychody z tytułu opłaty rynkowej: +16 876,771 tys. zł (przychody).

Przedstawione powyżej wielkości kosztów i przychodów dotyczą stanu na 10 marca 2014 r., przy czym trwa proces opracowywania sprawozdania finansowego PSE SA za rok 2013, w tym jego

weryfikacji przez biegłego rewidenta. W związku z powyższym przedstawione wielkości mogą ulec zmianie, w tym w szczególności dotyczące kosztów/przychodów ITC, ponieważ rozliczenia ITC za rok 2013 nie zostały zakończone. Ze względu na specyfikę procesu ITC rozliczenia realizowane są z opóźnieniem i część przychodów/kosztów dotycząca 2013 r. zostanie zaksięgowana w terminie późniejszym (do kosztów roku 2013 lub do kosztów roku 2014).

Koszty uzasadnione działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związane z realizacją wymiany międzysystemowej, o których mowa w pkt a) i b) powyżej, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawek opłat w Taryfie PSE SA na rok 2013 (ponieważ powinny być pokryte przychodami z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej), w całości zostały pokryte przychodami, o których mowa w pkt c) powyżej.

W związku z powyższym, uzyskana za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (wyznaczona na podstawie sumy przychodów uzyskanych z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja), wyliczonego zgodnie z obowiązującymi przepisami księgowymi, w całości zasili Fundusz Celowy. Fundusz ten został utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE SA z 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego. Na podstawie wniosku Zarządu PSE SA, Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podejmie stosowną Uchwałę w sprawie

podziału zysku netto za rok 2013. Część tego zysku, skalkulowana jak wyżej, zasili Fundusz Celowy.

PSE SA przeznaczą 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 będzie dotyczyło w szczególności realizacji inwestycji w nowe połączenia międzysystemowe (tj. linie graniczne wraz z niezbędnymi inwestycjami w systemie krajowym), określone w uzgodnionym przez Prezesa URE Planie Rozwoju PSE SA, a następnie wprowadzone do odpowiednich planów inwestycyjnych Spółki. PSE SA planują przeznaczyć środki gromadzone na Funduszu Celowym na sfinansowanie części przedsięwzięć inwestycyjnych stanowiących elementy budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa.

W okresie 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r., na powyższe zadanie wydatkowano z Funduszu Celowego łącznie 78 870,755 tys. zł.

Z uwagi na czasochłonność i harmonogram procesów inwestycyjnych powyższa kwota wydatkowanych środków pieniężnych nie jest równoznaczna z obniżaniem Funduszu Celowego w kapitałach Spółki 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 przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie przez Prezesa URE warunków przyłączania 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, zobowiązuje przedsiębiorstwa 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 ramach prac zmierzających do oceny potencjału do rozwoju energetyki rozproszonej podjęto w URE próbę identyfikacji barier w rozwoju generacji małoskalowej (w tym w szczególności OZE) poprzez przeprowadzenie badania ankietowego skierowanego do podmiotów, które zrealizowały, są w trakcie realizacji lub planujących realizację inwestycji w jednostki wytwórcze małej mocy.

Ponadto, w oddziałach terenowych URE, prowadzących bardzo wiele postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci elektroenergetycznych źródeł wytwórczych, dokonano analizy informacji zgromadzonych w toku tych postępowań.

Badanie ankietowe przeprowadzono w dwóch etapach. Celem pierwszego z nich – przeprowadzonego w 2012 r. przez Wschodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Lublinie – było znalezienie odpowiedzi na pytanie, jakie czynniki stanowią bariery rozwoju generacji małoskalowej na terenie województwa lubelskiego. Drugi etap objął swoim zasięgiem teren całego kraju.

W efekcie podjętych działań, 20 czerwca 2013 r., został zaprezentowany Raport końcowy stanowiący podsumowanie ogólnopolskiego projektu badawczego z przełomu lat 2012–2013, z wnioskami i rekomendacjami w zakresie identyfikacji barier w rozwoju generacji małoskalowej. Podstawowym założeniem projektu było przekonanie, że rozwój generacji rozproszonej, opartej o odnawialne źródła energii to jeden ze strategicznych celów polityki energetycznej Polski do roku 2030. Praktyczną realizację tego celu wspierają regulacje wprowadzające dedykowany odnawialnym źródłom energii oraz jednostkom kogeneracji system wsparcia.

Projekt obejmował:

- badanie ankietowe skierowane do podmiotów, które zrealizowały, realizują bądź zamierzają realizować na terenie województwa lubelskiego inwestycje w źródła generacji małoskalowej,

- analizę informacji zgromadzonych w toku postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporów w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej oraz zawartych w skargach na działania OSD kierowanych do URE.

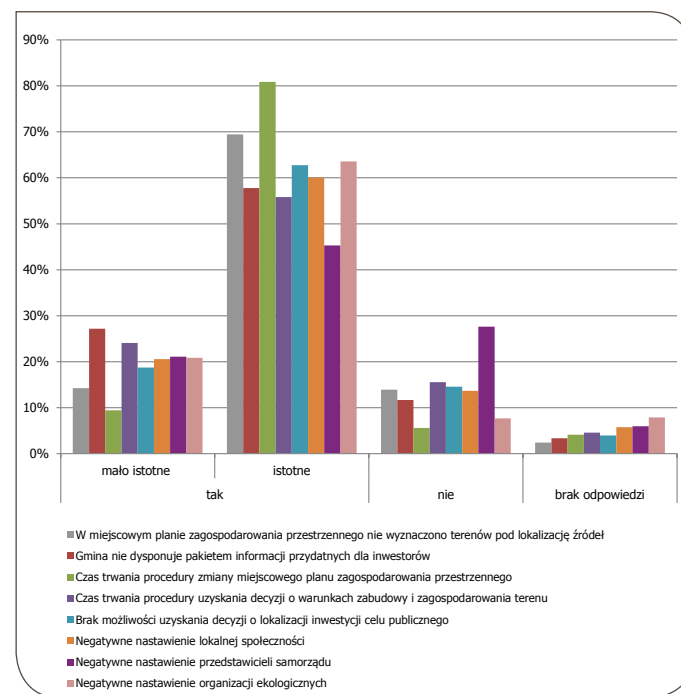
Wyniki ankiet pozwoliły na wskazanie szeregu barier, które zdaniem podmiotów w niej uczestniczących w sposób istotny utrudniają rozwój generacji małoskalowej. I tak, w obszarze lokalizacji inwestycji do istotnych barier należą problemy związane z brakiem terenów przeznaczonych pod lokalizację źródeł generacji małoskalowej, trybem i czasem trwania procedur administracyjnych związanych z przeznaczeniem terenu pod lokalizację źródła wytwórczego generacji małoskalowej, wypełnieniem wymagań związanych z ochroną środowiska (długi czas uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji, ograniczenia wynikające z uwarunkowań środowiskowych). Wskazano także na barierę wiedzy na temat generacji małoskalowej OZE i wynikające z niej negatywne nastawienie lokalnej społeczności do tego typu inwestycji.

W dziedzinie lokalizacji inwestycji najbardziej istotnymi barierami okazały się: czas trwania procedury zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz nie wyznaczenie w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego terenów pod lokalizację źródeł, co wska-

zuje, że w tym obszarze największe znaczenie mają kwestie związane z odpowiednim przygotowaniem przez jednostki samorządu terytorialnego procesu przygotowywania i zmiany tych planów.

Ponadto bardzo istotnymi barierami są: brak możliwości uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz negatywne nastawienie organizacji ekologicznych. Natomiast najmniej istotne okazało się negatywne nastawienie przedstawicieli samorządu.

Rysunek 10. Bariery – teren pod lokalizację inwestycji

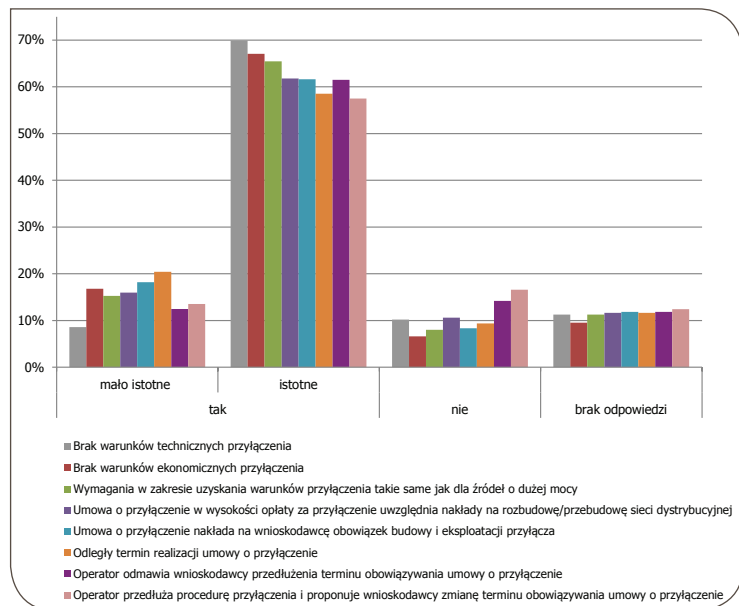


Źródło: URE.

W obszarze warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej najistotniejszymi barierami rozwoju generacji małoskalowej są: brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci oraz tożsame, jak w przypadku źródeł o dużej mocy, wymagania w zakresie uzyskania warunków przyłączenia.

Ponadto istotne bariery to: uwzględnianie w umowie o przyłączenie do sieci w wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej oraz obowiązek budowy

Rysunek 11. Bariery – warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej



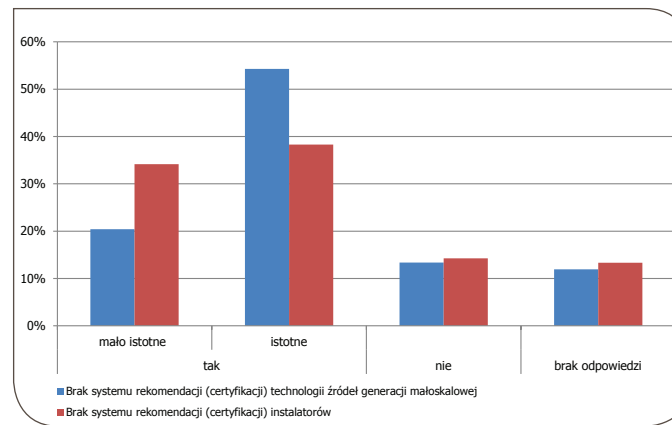
Źródło: URE.

i eksploatacji przyłącza nakładany na wnioskodawcę w umowie o przyłączenie do sieci. Najmniej istotne, dla udzielających odpowiedzi, jest przedłużanie przez przedsiębiorstwo energetyczne procedury przyłączenia (rys. 11).

W przypadku zagadnień dotyczących wyboru technologii, nieznacznie powyżej połowy ankietowanych wskazało jako bardzo istotną barierę brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej, stanowiącego wsparcie dla inwestora w wyborze technologii (przez podmioty niezależne od przedsiębiorstwa dystrybucyjnego) (rys. 12).

Większość ankietowanych uznaje, że koncesjonowanie stanowi znaczącą barierę rozwoju generacji małoskalowej. Dotyczy to zarówno

Rysunek 12. Bariery – wybór technologii

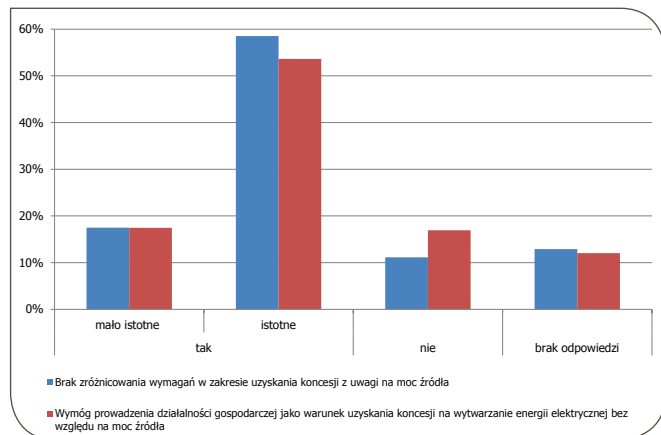


Źródło: URE.

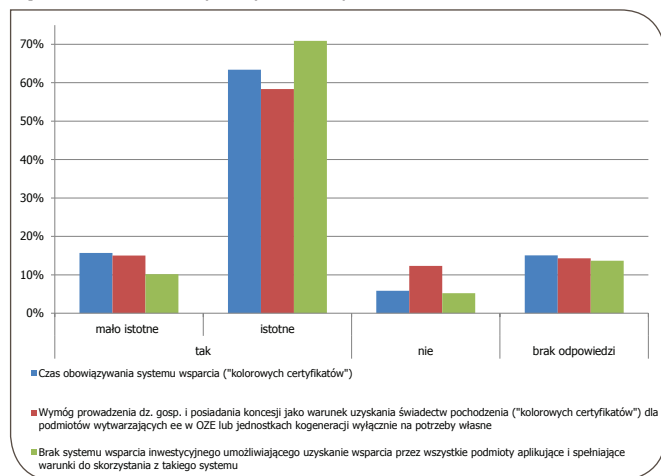
braku zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła, jak i wymogu prowadzenia działalności gospodarczej jako warunku uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej bez względu na moc źródła (rys. 13 str. 50).

Wszystkie z ankietowanych kwestii dotyczących systemu wsparcia okazały się dla respondentów istotnymi barierami, a mianowicie: brak systemu wsparcia inwestycyjnego umożliwiającego uzyskanie wparcia przez wszystkie podmioty aplikujące i spełniające warunki do skorzystania z takiego systemu stanowi przeszkodę dla 71%, czas obowiązywania systemu wsparcia – dla 63%, a wymóg prowadzenia działalności gospodarczej i posiadania koncesji w celu uzyskania świadectw pochodzenia dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną w OZE lub jednostkach kogeneracji wyłącznie na potrzeby własne – dla 58% (rys. 14 str. 50).

Podsumowując badania ankietowe oraz informacje zdobyte w toku zadań realizowanych przez oddziały terenowe URE, niewątpliwie należy uznać, że najistotniejsze bariery rozwoju generacji małoskalowej dotyczą warunków zabudowy i zagospodarowania terenu pod loka-

Rysunek 13. Bariery – koncesjonowanie

Źródło: URE.

Rysunek 14. Bariery – system wsparcia

Źródło: URE.

lizację inwestycji oraz przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

W zakresie terenu pod lokalizację inwestycji – w przypadku, gdy gmina posiada miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, istotną barierą okazał się czas trwania procedury jego zmiany. W sytuacji braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (a taki przypadek nadal dotyczy dużej części gmin), barierą staje się procedura uzyskania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu lub decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego dla danego źródła. W tym miejscu nadmienić należy, że zgodnie z regulacjami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne, do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot ubiegający się o przyłączenie powinien dołączyć w szczególności wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego

go oraz decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.

W zakresie warunków przyłączenia do sieci najważniejszymi barierami są: tożsame, jak w przypadku źródeł o dużej mocy, wymagania w zakresie uzyskania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci. Dużym utrudnieniem dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci, a jednocześnie działaniem niezgodnym z obowiązującymi przepisami, jest uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej.

Zgodnie bowiem z ustawą – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wykonawczych oraz w założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe lub planach rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, natomiast budowę i rozbudowę odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci (przyłączy), powinno zapewnić przedsiębiorstwo dystrybucyjne, umożliwiając ich

wykonanie zgodnie z zasadami konkurencji także innym przedsiębiorcom zatrudniającym pracowników o odpowiednich kwalifikacjach i doświadczeniu w tym zakresie.

Bezsprzecznie zasadniczą rolę w procesie przyłączenia do sieci źródeł małej mocy odgrywa nastawienie lokalnej społeczności i organizacji ekologicznych. W tym miejscu należy podkreślić, jak ważnym zadaniem jest propagowanie wiedzy na temat zalet rozwoju generacji małoskalowej wśród lokalnej społeczności. Negatywne nastawienie i niechęć sąsiedztwa źródeł energii elektrycznej może kończyć się sytuacjami konfliktowymi, a co za tym idzie – prowadzić do wstrzymania procesu przyłączenia danego źródła do sieci. Znaczącą rolę odgrywa także wspieranie rozwoju generacji małoskalowej przez lokalne samorządy poprzez – w szczególności – gromadzenie i udostępnianie inwestorom przydatnych informacji dotyczących np. potencjalnej lokalizacji źródła wraz ze wskazaniem ograniczeń (rodzaj, wielkość) lub możliwości zagospodarowania ciepła wytworzonego w kogeneracji jako ciepła użytkowego itd.

Naturalnym jest, że to właśnie samorząd jest pierwszą instytucją, do której trafiają przedsiębiorcy, zainteresowani inwestowaniem w energetykę małoskalową. W związku z powyższym przedstawiciele gmin powinni nie tylko służyć niezbędną wiedzą w tym zakresie, ale także angażować się w działalność edukacyjną m.in. w zakresie przepisów dotyczących lokalizacji inwestycji na danym terenie.

Obowiązki związane z uzyskaniem koncesji oraz prowadzeniem działalności gospodarczej, bez

zróznicowania ze względu na moc źródła, a będące jednocześnie warunkami niezbędnymi do skorzystania z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, stanowią istotną barierę rozwoju generacji rozproszonej.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że nowelizacja Prawa energetycznego oraz przygotowywany pakiet zmian przepisów prawa, w tym projekt ustawy o OZE, mające stworzyć optymalne warunki rozwoju generacji rozproszonej, po uwzględnieniu jej specyfiki, powinny przede wszystkim ujednoczyć, a jednocześnie także uprościć procedurę powstawania źródeł małej mocy zarówno na etapie lokalizacji inwestycji, jak i na etapie przyłączania do sieci oraz zapewnić stabilność systemów wsparcia tego rodzaju energetyki.

Na zakończenie należy podkreślić, że na rynku, na którym prowadzą działalność gospodarczą przedsiębiorcy realizujący inwestycje w zakresie budowy źródeł generacji małoskalowej i OZE, a także podmioty wytwarzające energię elektryczną lub ciepło w tych źródłach oraz operatorzy sieci elektroenergetycznych, warunki funkcjonowania zmieniają się ze względu na otoczenie prawne zarówno makro, jak i mikro ekonomiczne. Uczestnicy tego rynku podejmują działania zmierzające do możliwie optymalnego dostosowania ich zachowań do warunków faktycznych i prawnych, w jakich prowadzą działalność gospodarczą.

W zakresie monitorowania obowiązków niezwłocznego powiadamiania Prezesa URE przez

przedsiębiorstwa energetyczne o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (wraz z podaniem przyczyny odmowy) oraz działań monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych, należy wskazać jako przykład działania Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu. Do tego oddziału w 2013 r. wpłynęło łącznie 101 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, na łączną moc 692,680 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.

We wszystkich powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazywały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci, przy czym w 80 przypadkach (łącznie moc 454,864 MW) był to jedyny powód odmowy przyłączenia do sieci, natomiast w 21 przypadkach (łącznie moc 237,816 MW) przedsiębiorstwa energetyczne w powiadomieniach o odmowie wskazywały oprócz braku istnienia warunków technicznych, także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Ponadto w 15 przypadkach (łącznie moc 255,075 MW) przedsiębiorstwa dystrybucyjne wskazywały na brak możliwości zbilansowania KSE ze strony operatora systemu przesyłowego PSE SA. Brak możliwości zbilansowania KSE był także powodem odmowy przyłączenia wskazanym przez PSE SA w jedynym nadesłanym przez to przedsiębiorstwo powiadomieniu o odmowie przyłączenia do sieci, dotyczącym farmy wiatrowej o mocy 120 MW.

W 100 przypadkach (łącznie moc 692,664 MW) odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły źródeł – farm wiatrowych, biogazowni, elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne) oraz źródeł gazowych (kogeneracja). Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na: niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciami sieci SN, niezachowanie lokalnego charakteru źródła, oraz ze względu na przeciążenia sieci.

Zaledwie jedna odmowa dotyczyła odbiorcy zakwalifikowanego do V grupy przyłączeniowej i zawierała informację, że w obowiązującym studium

uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy teren działki, na której znajdować się miał planowany do przyłączenia obiekt, określony został jako obszar gruntów ornych o mniejszej przydatności dla rolnictwa, lasy i łąki, ponadto rada miejska nie podjęła uchwały o przystąpieniu do sporządzenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego na teren obejmujący działkę.

Z uwagi na fakt, że na początku grudnia 2013 r. na terenie działania Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu wystąpił szereg niekorzystnych zjawisk atmosferycznych związanych z przechodzącym orkanem, zwrócono się do przedsiębiorstw energetycznych: ENEA Operator Sp. z o.o. i ENERGA-Operator SA – dwóch głównych operatorów systemów dystrybucyjnych działających na terenie województw: wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie tych województw w IV kwartale 2013 r.

Z informacji nadesłanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. wynika, że w okresie od 1 października 2013 r. do 31 grudnia 2013 r. awarie w sieci WN trwające dłużej niż 3 minuty wystąpiły jedynie na terenie województwa wielkopolskiego – łącznie podczas 11 awarii ok. 141 tys. odbiorców zostało pozbawionych dostaw energii elektrycznej, łączna liczba wyłączonych linii WN wyniosła 19 szt., łączna liczba wyłączonych stacji WN/SN wyniosła 15 szt., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła ok. 172 MWh.

Ponadto w ww. okresie na terenie województwa wielkopolskiego wystąpiły 292 awarie sieci SN

trwające dłużej niż 12 godzin (łącznie liczba wyłączonych linii SN: 287, łączna liczba wyłączonych stacji SN/nn: 3 083, szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 120 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 2 tys. MWh), natomiast na terenie województwa kujawsko-pomorskiego wystąpiło 57 awarii sieci SN trwających dłużej niż 12 godzin (łącznie liczba wyłączonych stacji SN/nn: 687, szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 15 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 126 MWh).

Dodatkowo w ww. okresie na terenie województwa wielkopolskiego wystąpiło 990 awarii sieci nN trwających dłużej niż 12 godzin (szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 13 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 404 MWh), natomiast na terenie województwa kujawsko-pomorskiego wystąpiło 637 awarii sieci nN trwających dłużej niż 12 godzin (szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 8 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 199 MWh).

Z informacji nadesłanych przez ENERGA-Operator SA wynika, że w okresie od 5 grudnia 2013 r. godz. 21:00 do 10 grudnia 2013 r. godz. 24:00 (awarie masowe) na terenie województwa kujawsko-pomorskiego nastąpiło 3 249 awarii sieci nN trwających do 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 20 249 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 25 118, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 59 487 kWh), 184 awarie sieci SN trwające do 24 godzin (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 501 godzin, łączna liczba od-

biorców pozbawionych napięcia: 95 589, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 98 903 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 10 godzin); 434 awarie sieci nN trwające powyżej 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 15 675 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 391, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 46 540 kWh).

Ponadto w okresie od 5 grudnia 2013 r. godz. 21:00 do 10 grudnia 2013 r. godz. 24:00 (awarie masowe) na terenie województwa wielkopolskiego nastąpiło 2 794 awarii sieci nN trwających do 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 16 688 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 20 976, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 47 608 kWh), 211 awarii sieci SN trwających do 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 490 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 36 071, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 96 780 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 0,68 godzin); 460 awarii sieci nN trwające powyżej 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 18 654 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 920, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 60 406 kWh), 26 awarii sieci SN trwających powyżej 24 godzin (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 829 godzin, łączna liczba odbiorców pozbawionych

wionych napięcia: 7 176, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 86 945 kWh).

W pozostałym okresie IV kwartału 2013 r. na terenie województwa kujawsko-pomorskiego nastąpiło 2 679 awarii sieci nN (łącznie liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 19 190), 227 awarii sieci SN (łącznie liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 83 656) oraz 1 awaria sieci WN, natomiast na terenie województwa wielkopolskiego nastąpiło 3 415 awarii sieci nN (łącznie liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 21 260), 394 awarii sieci SN (łącznie liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 162 793) oraz 1 awaria sieci WN.

Przedsiębiorstwa podkreśliły, że służby odpowiedzialne za lokalizację i usuwanie awarii niezwłocznie przystąpiły do pracy, jednakże z uwagi na wiejący silny wiatr, praca sprzętu ciężkiego (dźwigi, podnośniki) była utrudniona, bądź w niektórych przypadkach niemożliwa. Dodatkową przeszkodę w usuwaniu awarii stanowiły obfite opady śniegu, a także brak możliwości dojazdu do uszkodzonych odcinków linii ze względu na nieprzejezdne drogi (np. z powodu przewróconych drzew).

Przedsiębiorstwo ENERGA-Operator SA, mając na celu ułatwienie odbiorcom złożenia wniosku o bonifikatę, wprowadziło możliwość składania wniosków drogą e-mail, a na stronie internetowej przedsiębiorstwa umieszczona została informacja „Po huraganie: jak uzyskać bonifikatę za niedostarczoną energię elektryczną”. Komunikat udostępniono także mediom lokalnym i ogólnopolskim, w wyniku czego 12 grudnia 2013 r. został on powielony w rozgłośniach radiowych. Dodatkowo przedsiębiorstwo wskazało, że wystosuje do ad-

ministracji samorządowej oraz odbiorców najbardziej dotkniętych skutkami awarii listy z informacją o skali awarii oraz podejmowanych przez przedsiębiorstwo działaniach w celu podnoszenia niezawodności dostaw.

Przedsiębiorstwo ENEA Operator Sp. z o.o. na wniosek odbiorcy na bieżąco udziela bonifikat za niedostarczoną energię elektryczną.

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. 1,31%) 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. 18 (porównanie lat 2012 i 2013).

W 2013 r. monitorowaniem objętych zostało 40 OSD, tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie *unbundlingu* oraz 35²⁵⁾ tzw. OSD przemysłowych, działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową (tab. 18).

Kolejna tab. 19 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.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że 2013 r. był kolejnym po 2012 r., okresem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2013 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 39,4% w stosunku do stanu z końca 2012 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

²⁵⁾ Dane do Sprawozdania wzięto z jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2013 r. objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2012 r. było to 35 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Zatem badanie za 2013 r. przeprowadzone zostało analogicznie dla ww. przedsiębiorstw. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu za 2013 r. liczba przedsiębiorstw spełniających kryteria zmniejszyła się do 32 podmiotów.

Tabela 18. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2012–2013

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 [%]	
	2012 r.	2013 r.		2012 r.	2013 r.	2012 r.	2013 r.
		w tym jedn. samorządu ter.					
PGE Dystrybucja SA	35 782	50 527	695	7 762 834	9 228 334	24,74	29,02
ENERGA-Operator SA	37 848	49 978	604	4 080 440	5 661 227	20,34	27,69
TAURON Dystrybucja SA	37 521	61 448	607	22 418 717	24 007 866	49,56	53,15
ENEA Operator Sp. z o.o.	22 595	40 272	172	5 379 696	6 328 626	31,27	36,64
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	10 252	17 453	1	2 148 716	2 555 503	29,89	35,34
Razem 5 dużych OSD	143 998	219 678	2 079	41 790 403	47 781 555	34,52	39,19
OSD Energetyki Przemysłowej	327	544	x	734 069	873 069	11,49	13,77
Suma OSD	144 325	220 222	x	42 524 471	48 654 625	33,36	37,94

* 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.

Tabela 19. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców komercyjnych i w gospodarstwach domowych (2013 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA				Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]			
	2012 r.		2013 r.		2012 r.		2013 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja SA	15 456	20 326	20 528	29 999	7 727 891	34 943	9 151 707	76 627
ENERGA-Operator SA	13 608	24 240	16 290	33 688	4 050 532	29 908	5 587 074	74 153
TAURON Dystrybucja SA	18 806	18 715	30 291	31 157	22 379 653	39 064	23 882 205	125 661
ENEA Operator Sp. z o.o.	13 041	9 554	17 279	22 993	5 350 558	29 138	6 260 459	68 167
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	2 791	7 461	4 348	13 105	2 123 745	24 971	2 477 486	78 017
Razem 5 dużych OSD	63 702	80 296	88 736	130 942	41 632 379	158 023	47 358 930	422 625
OSD Energetyki Przemysłowej	323	4	523	21	734 062	7	871 969	1 101
Suma OSD	64 025	80 300	89 259	130 963	42 366 441	158 030	48 230 899	423 726

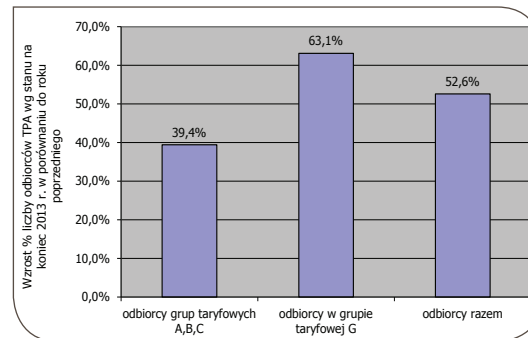
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

energii elektrycznej i korzystają aktywnie z tego prawa (rys. 15).

W odniesieniu do segmentu odbiorców w gospodarstwach domowych odnotowano wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 63,1% w odniesieniu do stanu z końca 2012 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 2013 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 sprzedaw-

cy 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. 1,31%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2011 r. nastąpił wzrost tego wskaźnika (w 2012 r. poziom ten wyniósł 0,86%).

Rysunek 15. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2013 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 16 str. 56). Podobnie jak w roku poprzednim, największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedaw-

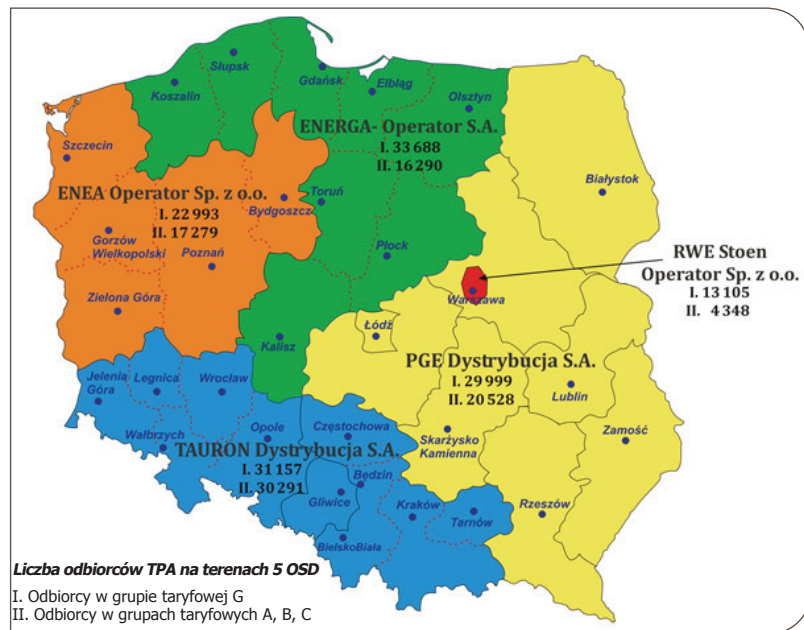
cę, występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja SA. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występuje na terenie działania ENERGA-Operator SA.

W 2013 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja SA, w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 53,15% całości dostaw (24 008 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 (rys. 16 str. 56).

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2013 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 48 654,6 GWh, tj. 37,94% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2012 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w ilości 42 524,5 GWh, tj. 33,36% 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,

Rysunek 16. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.

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 zatwierdzone przez Prezesa URE.

1.2.6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów Zgodności. Dotychczasowy obowiązek jego opracowywania przez operatora sieci przesyłowych został zniesiony, gdyż występujący u OSP *unbundling* własnościowy (PSE SA są 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.

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 2013 r. Prezes URE kontynuował postępowanie wyjaśniające dotyczące naruszenia przez jednego z OSD Programu Zgodności w zakresie punktu mówiącego o obowiązkach pracowników OSD dotyczących zapewnienia zasad równego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Po zebraniu dodatkowego materiału dowodowego w marcu 2013 r. Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej z powodu traktowania w uprzywilejowany sposób sprzedawcy z urzędu należącego do tej samej co OSD grupy kapitałowej. Postępowanie administracyjne zostało zakończone w październiku 2013 r. wymierzeniem OSD kary pieniężnej. W związku z tym Inspektor ds. zgodności przeprowadził szeroką akcję informacyjną w OSD oraz jej spółkach zależnych przypominającą zagadnienia z zakresu objętego Programem. Ponadto podjęto szereg działań mających na celu poprawę informacji zawartych na stronie internetowej OSD, w zakresie kanałów komunikacji dla klientów usług dystrybucyjnych.

Poza wymienionym przypadkiem nie doszło do innych naruszeń Programu Zgodności. U innego OSD odnotowano podejrzenie naruszenia Programu dotyczące konsultacji pracowników OSD ze spółką sprzedawcą z grupy kapitałowej w sprawie wyboru rodzaju inteligentnych liczników do przyszłego stosowania na obszarze OSD, jednak w wyniku przeprowadzonego przez Prezesa URE postępowania wyjaśniającego nie stwierdzono

naruszenia. Jednocześnie Prezes URE zalecił OSD zmianę sposobu komunikowania się ze sprzedawcami, celem zminimalizowania w przyszłości wystąpienia ryzyka zachowań dyskryminacyjnych względem użytkowników systemu.

Poza jedną, niezasadną skargą odnotowaną u innego operatora, nie było wśród poszczególnych OSD innych skarg, jak również wniosków i uwag dotyczących Programu Zgodności.

Rola Inspektora ds. zgodności

Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu wdrożenia, dokonywania interpretacji i przestrzegania Programu Zgodności. Ze względu na charakter stanowiska i zakres kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz 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.

Brak łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności z innymi zadaniami realizowanymi w spółce występuje w przypadku ENEA Operator Sp. z o.o. U pozostałych operatorów funkcja Inspektora jest łączona z innym stanowiskiem, niekiedy jest to stanowisko kierownicze. Praktykę łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności ze stanowiskiem kierowniczym innego działu należy ocenić negatywnie, nawet jeżeli wiedza osoby zajmującej kierownicze stanowisko pozwala na wykorzystanie

jej w aktywnym monitoringu realizacji 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.

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. Takie ułatwienie funkcjonuje na stronach ENERGA-Operator SA oraz PGE Dystrybucja SA. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów Zgodności 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.

U wszystkich OSD pracownicy mieli możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. utworzono do tego celu specjalną skrzynkę poczty elektronicznej, choć podobnie jak u pozostałych operatorów, pracownicy mieli też możliwość osobistego spotkania 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 online do zadawania mu pytań winien być umieszczony na stronie internetowej obok udostępnionego Programu Zgodności. Na takie rozwiązanie dotychczas zdecydował się tylko jeden operator – PGE Dystrybucja SA.

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. W badanym okresie takie rozwiązanie zastosowano m.in. w TAURON Dystrybucja SA, gdzie zagadnienia Programu Zgodności poruszane są na cyklicznych spotkaniach kadry zarządzają-

cej, jak i przy okazji szkoleń technicznych, BHP i innych. Natomiast w ENEA Operator Sp. z o.o. przeprowadzono elektroniczną ankietę wśród kierowników jednostek organizacyjnych dotyczącą przestrzegania Programu Zgodności w 2013 r. Dodatkowo ww. OSD przeprowadził w 2013 r. audyt wewnętrzny w zakresie oceny procesu wdrożenia oraz bieżącego funkcjonowania Programu.

Z informacji napływających z OSD wynika, że po zatwierdzeniu przez Prezesa URE zmian w Programach Zgodności związanych z ustawą nowelizującą, planowane są w 2014 r. szkolenia odświeżające wiedzę z tego zakresu.

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 w 2013 r. odnotowano tylko jeden incydent spowodowany błędem w systemie informatycznym, w którym OSD realizuje proces zmiany sprzedawcy. W wyniku ww. błędu negatywny wynik weryfikacji wniosków zmiany sprzedawcy został przekazany do błędnego sprzedawcy. Błąd aplikacji został bezzwłocznie usunięty wraz z usunięciem przekazanych dokumentów.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników

Jednym z istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program Zgodności są reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu* (kwestie związane z niezależnością, oddzielną marką, logo bądź też siedzibami). W ramach przestrzegania tychże reguł operatorzy powinni zastosować dobrą praktykę zaobserwowaną w 2012 r. u OSP gazowego, który przeprowadził kontrole pomieszczeń pod kątem eksponowania materiałów promocyjnych i reklamowych innych przedsiębiorstw energetycznych. Z nadesłanych sprawozdań z realizacji Programów Zgodności nie wynika, by podobna praktyka miała miejsce w przypadku operatorów działających na rynku energii elektrycznej.

Należy nadmienić, że zgodnie z 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 logo, 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.

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

W 2013 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 2013 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.

W trakcie trwającego w 2013 r. procesu uzgadniania planów rozwoju pięciu największych OSD, analizie porównawczej poddane zostały jednostkowe nakłady inwestycyjne typowych składników majątku sieciowego. Analiza ta miała na celu poprawę efektywności OSD, poprzez ograniczenie poziomu jednostkowych nakładów inwestycyjnych w przypadku, gdy odbiegały one istotnie od wartości zaobserwowanych zarówno u innych OSD, jak i dotychczas realizowanych przez dane przedsiębiorstwo.

Ponadto, w 2012 r., w ramach prac jednej z grup CEER, rozpoczęto prace nad oceną efektywności operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych, które zakończyły się w 2013 r. Uzyskane wyniki, po uwzględnieniu ograniczeń wynikających z porównywania podmiotów działających w innych warunkach prawnych i ekonomicznych,

mogą być pomocne w dokonaniu oceny efektywności polskiego OSP.

1.3. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej

1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)

Komisja Europejska oraz Grupa Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (EREGG) 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 elektrycznej²⁶⁾. Polska jest obserwatorem w Rynku Północno-Zachodnim (NWE) oraz pełnoprawnym członkiem w Rynku Środkowo-Wschodnim (CEE).

Rynek Europy Północno-Zachodniej (NWE)

Rynek dnia bieżącego

Strona polska (Prezes URE, TGE SA oraz PSE SA) pełni rolę obserwatora w rynku NWE i bez-

pośrednio nie uczestniczy we wdrażaniu NWE ID w ramach projektu pilotażowego. Jednocześnie należy podkreślić, że rynek polski jest połączony z rynkiem skandynawskim kablem podmorskim prądu stałego – interkonektorem SwePol Link. Na połączeniu SwePol Link dotychczas nie wdrożono zasad śróddziennego zarządzania ograniczeniami (*intraday* – ID). W 2013 r. były prowadzone wstępne rozmowy na ten temat pomiędzy zainteresowanymi giełdami i operatorami po stronie polskiej i szwedzkiej z udziałem regulatorów polskiego i szwedzkiego. Ustalono, że właściwe będzie przygotowanie wspólnie przez stronę polską i stronę szwedzką mapy drogowej dot. realizacji prac przygotowawczych o zasięgu lokalnym (*local implementation*) dot. wdrożenia ID na SwePol Link. W 2014 r. przedstawiciele TGE SA i PSE SA będą kontynuowali rozmowy z Svenska Kraftnät oraz NordPool Spot A.S. w celu ustalenia dalszych kroków mających na celu wdrożenie alokacji śróddziennych oraz poinformują regulatorów, w tym Prezesa URE, o wynikach tych rozmów.

Rynek dnia następnego

Mimo, że strona polska (Prezes URE, TGE SA oraz PSE SA) jest jedynie obserwatorem w projekcie pilotażowym wdrażającym mechanizm łączenia rynków (*market coupling*) w regionie NWE, na połączeniu SwePol Link zostały wdrożone i funkcjonują zasady rynku dnia następnego oparte na łączeniu rynków (*market coupling*) w ramach współpracy dwustronnej pomiędzy stroną polską i szwedzką.

Alokacja długoterminowych praw przesyłowych

Dotychczas na połączeniu SwePol Link nie zostały wdrożone alokacje długoterminowych praw przesyłowych. Mimo to zainicjowane były prace mające na celu ocenę możliwości wdrożenia na tym połączeniu praw przesyłowych (fizycznych lub finansowych) lub instrumentów finansowych, takich jak kontrakty różnicowe (CFDs).

Rynek Europy Środkowo-Wschodniej (CEE)

Zgodnie z zapisami wspólnie opracowanego przez organy regulacyjne regionu Europy Środkowo-Wschodniej Joint Declaration z 2012 r., docelowym modelem rynku dnia następnego w tym regionie będzie *Flow-Based Market Coupling*. 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 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 Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) w 2013 r. działania skoncentrowały się na opracowaniu tekstu Memorandum of Understanding (MoU) dla regionu oraz opraco-

²⁶⁾ Rynki regionalne określone są w rozporządzeniu 714/2009.

waniu zasad aukcji zgodnie z tzw. „wish list” (listą oczekiwań) ACER. Kontynuowane były również prace związane z opracowywaniem przez operatorów systemów przesyłowych metody *Flow-Based Market Coupling*, w tym działania prowadzone wspólnie z giełdami energii na rzecz opracowania mapy drogowej dla implementacji tego mechanizmu. 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 2013 r. w większości spotkań brał udział przedstawiciel Prezesa URE.

W szczególności, przedstawiciele regulatorów w 2013 r. opracowali projekt MoU. Zatwierdzony przez regulatorów tekst, został przekazany i pozytywnie przyjęty przez operatorów i giełdy. Zgodnie z przyjętą procedurą proces podpisywania Memorandum rozpoczął się na początku 2014 r. Dalsze działania w regionie będą toczyć się w oparciu o zapisy MoU.

W 2013 r. operatorzy rozpoczęli pracę na ustaleniem kryteriów metody wyznaczania zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami. Ponadto prowadzono działania mające na celu opracowanie metody *Flow Based* w oparciu o obecny kształt stref cenowych, jednakże samo określenie stref cenowych odbędzie się w ramach prac nad pilotażowym wdrażaniem kodeksu sieci dot. alokacji zdolności oraz zarządzania ograniczeniami (CACM NC). Poczynione postępy pozwoliły opracować dwa podejścia – zorientowane na bezpieczeństwo i zorientowane na rekompensatę

finansową, które znacząco przybliżają się do osiągnięcia porozumienia w powyższej kwestii. Organy regulacyjne uzgodniły, że dokonując oceny odpowiednio zaprojektowanej metody *Flow Based* będą brane pod uwagę wymagania zawarte w cross-regionalnych mapach drogowych, zapisy wytycznych ramowych i kodeksu sieci dot. alokacji zdolności oraz zarządzania ograniczeniami oraz konieczność zapewnienia osiągnięcia korzyści dla każdego kraju należącego do regionu CEE. W 2013 r. kontynuowano współpracę regionów CEE i CWE w zakresie dalszej 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.

Jednocześnie w ramach regionu na granicy polsko-niemieckiej operatorzy: niemiecki 50Hertz Transmission GmbH i polski PSE SA uruchomili pilotażowy projekt wirtualnych przesuwników fazowych (vPST), aby zapewnić możliwość optymalnego wykorzystania transgranicznych zdolności wymiany międzysystemowej, która z powodu przepływów kołowych (nieplanowych) była ograniczona.

Podczas 2013 r. regulatorzy z regionu CEE monitorowali prace nad projektem dotyczącym opracowania jednolitych zasad metod alokacji, realizowanym m.in. wspólnie przez operatorów systemów przesyłowych oraz CAO (Central Allocation Office GmbH), które to zasady zostały opracowane w zgodzie z tzw. „wish list” (listą oczekiwań)

ACER. Pod koniec 2013 r. zakończono ten proces dla regionu CEE. W kolejnych latach działania na tym polu będą kontynuowane, aby zgodnie z założeniami opracowywanymi w kodeksach sieciowych zharmonizować zasady aukcji dla całej Europy.

Projekt 5M (4M) MC: CZ-SK-HU-PL-RO

Kontynuując prace podjęte w 2012 r., Prezes URE, PSE SA i TGE SA realizowali działania mające na celu przyłączenie Polski do uruchomionego we wrześniu 2012 r. mechanizmu łączenia rynków pomiędzy Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami tzw. CZ-SK-HU MC. Prace nad projektem, w których brał udział przedstawiciel URE, toczyły się w oparciu o dążenie do realizacji modelu docelowego opracowanego dla Europy. W lipcu 2013 r. przedstawiciele strony polskiej (Prezes URE, PSE SA, TGE SA) wraz z pozostałymi uczestnikami CZ-SK-HU MC podpisali Memorandum of Understanding w sprawie przyłączenia Polski i Rumunii do tego projektu. Dalsze działania Komitetu Sterującego 5M MC składającego się z przedstawicieli urzędów regulacyjnych (ERÚ, URE, ANRE, URSO i HEA), operatorów systemów przesyłowych (ČEPS, PSE SA, Transelectrica, SEPS, a.s. i MAVIR) oraz giełd energii (OTE, OKTE, HUPX, TGE SA i OPCOM) z Czech, Słowacji, Węgier, Polski i Rumunii, koncentrowały się na określeniu etapów integracji rynków dnia następnego w tym projekcie. Strony musiały odpowiedzieć na podstawowe pytanie dotyczące sposobu organizacji rynku w kontekście pozostałych działań integracyjnych połączonych rynków energii elektrycznej.

W ramach badania ankietowego skierowanego do firm działających na pięciu rynkach, zebrane zostały opinie na temat proponowanych rozwiązań dotyczących zwłaszcza czasu zamknięcia bramki (GCT) dla zbierania ofert. Na podstawie analizy wyników ankiety, przedstawiciele krajowych organów regulacyjnych stwierdzili, że nie jest możliwe ustalenie wspólnego stanowiska zaangażowanych uczestników rynku w odniesieniu do proponowanych scenariuszy połączenia pięciu rynków. W ramach dalszej współpracy Komitet Sterujący 5M MC przyjął stanowisko mówiące o ustaleniu pory zamknięcia bramki (GCT) dla zbierania ofert na godzinę 11:00, w ramach zintegrowanego mechanizmu *market coupling* na rynku dnia następnego, który obejmie rynki Czech, Słowacji, Rumunii i Węgier. Przyłączenie polskiego obszaru rynkowego do mechanizmu *market coupling* odbędzie się w późniejszym terminie w ramach inicjatywy CEE FBMC (*Central East Europe Flow Based Market Coupling*). Na podkreślenie zasługuje fakt, że w europejskim modelu rynku dnia następnego opartym o wspólny projekt PCR (*Price Coupling of Regions*), docelowym terminem zamknięcia bramki jest godz. 12:00. Z tego względu wdrażanie innego rozwiązania może generować dodatkowe koszty związane z dostosowaniem infrastruktury do obsługi transakcji o godz. 11:00, które ponoszone byłyby przez polskiego operatora i giełdę energii, a pośrednio przez uczestników rynku. Ścisła współpraca pomiędzy partnerami projektu 5M MC będzie utrzymana w celu dążenia do przyszłej integracji rynku. Do czasu połączenia rynków w regionie CEE pięć giełd energii będzie nadal współpracować nad wprowa-

dzeniem rozwiązania PCR przewidzianego jako rozwiązanie dla modelu docelowego, tak, aby przystosować się do europejskiej integracji rynków energii.

1.3.2. Projekty pilotażowe i zagadnienie nieplanowanych przepływów energii elektrycznej

Zgodnie z Konkluzjami Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 r. pełna integracja europejskiego rynku energii elektrycznej powinna nastąpić do 2014 r. Mając to na uwadze Komisja Europejska zażądała od europejskich organów regulacyjnych opracowania Europejskiego Planu Pracy na lata 2011–2014 (*European Energy Work Plan 2011–2014*). Ustalono w nim plany działania niezbędne dla zharmonizowania alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i dla alokacji długoterminowych praw przesyłowych, a także metodologii wyznaczania zdolności przesyłowych (tzw. paneuropejskie mapy drogowe – *cross-regional roadmaps*). Mapy drogowe uwzględniają projekty realizowane na rynkach regionalnych. Wdrożenie map drogowych jest koordynowane przez powołaną pod auspicjami ACER Coordination Group ERI, której członkami są przedstawiciele europejskich organów regulacyjnych, w tym Prezes URE. W celu wdrożenia map drogowych, na poziomie UE realizowane są projekty pilotażowe, często połączone z działaniami podejmowanymi w ramach inicjatyw regionalnych. Poniżej opisano działania mające zasięg co najmniej regionalny.

Szczegółowe informacje na temat realizacji zadań związanych z ERI w 2013 r., w szczególności omówienie postępu prac w realizacji projektów pilotażowych, zawiera Regional Initiatives Review Report 2013²⁷⁾.

Projekt pilotażowy NWE w celu wdrożenia rynku dnia bieżącego (ID)

Zgodnie z mapą drogową dot. utworzenia wspólnego rynku modelem docelowym połączenia rynków dnia bieżącego jest prowadzenie handlu transgranicznego energią elektryczną w drodze notowań ciągłych. Alokacja zdolności przesyłowych na granicach stref cenowych będzie odbywała się poprzez wspólną paneuropejską platformę, na której kojarzone będą oferty kupna i sprzedaży składane przez uczestników rynku. Zgodnie z założeniami wdrożenie wspólnego rynku dnia bieżącego w ramach połączonych rynków krajów Europy Środkowo-Zachodniej (Benelux, Niemcy i Francja) oraz Europy Północnej (Dania, Szwecja, Niemcy, Finlandia i Polska) miało się odbywać w dwóch etapach: 1) rozwiązanie przejściowe, mniej skomplikowane – implementacja *intraday* w NWE do końca 2012 r., 2) rozwiązanie docelowe – implementacja *intraday* w całej Europie do końca 2014 r.

W 2012 r. realizacja projektu została znacznie opóźniona. Przyczyną tego jest zmiana decyzji

²⁷⁾ http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer%20regional%20initiatives-%20status%20review%20report%202013.pdf

w NWE w sprawie przyjęcia określonej platformy, na której będą łączone oferty. Początkowo uzgodniono, że platformą tą będzie stosowany w krajach skandynawskich ELBAS. Jednak w czerwcu 2012 r. niektóre giełdy energii sprzeciwiły się zastosowaniu tej platformy z uwagi na brak pewnych funkcjonalności.

Realizacja projektu została przyspieszona na początku 2013 r., gdy wszystkie zainteresowane strony poparły zorganizowanie przetargu przez giełdy energii regionu NWE. Niestety, nie udało się osiągnąć konsensusu wśród giełd odnośnie wyboru oferty i ACER została wezwana przez giełdy do udzielenia nieformalnej opinii odnośnie wyboru dostawcy. Po zaproszeniu do składania ofert, giełdy i wybrany dostawca rozpoczęły negocjacje nie osiągając porozumienia w spodziewanym czasie. W tych okolicznościach Komisja Europejska postanowiła pod koniec 2013 r. przejąć inicjatywę i przygotować w 2014 r. wytyczne w sprawie dalszych działań. Działania Komisji wskazują na trudności występujące przy realizacji tak złożonych projektów, bez jednoznacznego i efektywnego procesu podejmowania decyzji. ACER uważa, że nowe wytyczne powinny pomóc w dalszych działaniach związanych z realizacją ID przed końcem 2014 r.

Projekt pilotażowy NWE w celu wdrożenia rynku dnia następnego (DA)

Modelem docelowym połączenia rynków dnia następnego jest tzw. *market coupling*, tj. sposób łączenia rynków energii elektrycznej z udziałem

giełd energii. Mechanizm *market coupling* opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków. W szczególności, w ramach tego mechanizmu wyznaczane są ceny energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm wyznaczania cen transakcyjnych oraz wyznaczane są ilości energii wymieniane pomiędzy obszarami cenowymi. Wdrożenie modelu docelowego w całej UE przewidziane jest w terminie do 2014 r.

W ramach tego projektu w 2012 r. podjęto decyzję, że algorytm wyznaczania cen rozliczeniowych oraz ilości energii elektrycznej wymienianej pomiędzy obszarami cenowymi, który będzie stosowany w modelu docelowym, zostanie opracowany na bazie jednego wybranego algorytmu. Na początku 2012 r. ENTSO-E potwierdziło, że zaproponowany przez europejskie giełdy energii algorytm spełnia stawiane przez operatorów systemów przesyłowych wymagania i może stanowić punkt startowy. Zapewniono również, że wymagania operatorów nie będących obecnie w projekcie (w tym PSE SA) zostały także wzięte pod uwagę. Operatorzy ci wchodzi w skład ENTSO-E Monitoring Group.

Projekt pilotażowy NWE w 2013 r. osiągnął tak istotne cele dla Market Coupling (MC) w segmencie rynku DA, jak przygotowanie procedur specjalnych i awaryjnych, a także podpisanie umowy APCA, która obejmuje przypisanie ról i odpowiedzialności w ramach procedur związanych z funkcjonowaniem, zarządzaniem i podejmowaniem decyzji oraz zapewnienie elastyczności przy rozszerzaniu

projektu pilotażowego na regiony nie-NWE. Data uruchomienia została wyznaczona (po ponownym przesunięciu) na 4 lutego 2014 r. z powodu zbyt krótkiego czasu na przeprowadzenie testów przed uprzednio wyznaczonym na listopad 2013 r. ostatecznym terminem. Równocześnie nastąpił postęp w zakresie wdrożenia MC w takich regionach nie-NWE, jak region Bałtyku (cały region jest połączony od 3 czerwca) lub region SWE (bramka czasowa zgłaszania ofert została przesunięta na godz. 12:00, co umożliwi wdrożenie europejskiego mechanizmu *market coupling*).

Projekt pilotażowy alokacji długoterminowych praw przesyłowych (LT)

Planowane jest wdrożenie zharmonizowanych zasad we wszystkich krajach UE. Zharmonizowane zostaną zasady alokacji zdolności przesyłowych, platformy, na których dokonywana będzie alokacja oraz zasady nominacji zdolności. Zgodnie z założeniami przyjętymi w wytycznych ramowych dot. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management*) powinny zostać wdrożone tzw. fizyczne prawa przesyłowe (PTR) z uwzględnieniem zasady wykorzystaj lub sprzedaj (Use-It-Or-Sell-It – UIOSI), finansowe prawa przesyłowe (FTR), lub tam, gdzie rynki energii elektrycznej charakteryzują się dużą płynnością – inne instrumenty finansowe umożliwiające zabezpieczenie finansowe uczestnika rynku.

W 2013 r. ACER wezwała regulatorów z Holandii, Niemiec, Szwecji, Norwegii i Polski (ACM, BNetzA, EI, NVE i URE) do podjęcia decyzji o udostępnieniu długoterminowych praw przesyłowych na podmorskich połączeniach kablowych pomiędzy Europą kontynentalną i Skandynawią. Natomiast w 2014 r. ACER oczekuje na ostatnie decyzje dotyczące długoterminowych instrumentów zabezpieczających oraz na dostarczenie przez CAO i CASC (platformy alokacji mocy przesyłowych działające odpowiednio w Europie Środkowo-Wschodniej oraz Europie Środkowo-Zachodniej) jednolitej platformy alokacji opartej o wspólne zasady aukcji, jeżeli to możliwe zgodne z listą oczekiwań („wish list”) ogłoszoną przez ACER na początku 2013 r. Na niektórych granicach w ciągu najbliższego roku mogą również zostać wprowadzone finansowe prawa przesyłowe.

Projekt pilotażowy dotyczący oceny wpływu konfiguracji obecnych obszarów rynkowych na rynki energii elektrycznej realizowany w ramach wczesnej implementacji kodeksu sieci CACM+GG

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 projekcie kodeksu sieci CACM NC. Powstanie tej inicjatywy wynika z trudności występujących w procesie realizacji docelowego modelu rynku energii elektrycznej (w szczególności opartego na metodzie *Flow Based*

Market Coupling) w regionach CEE i CWE, gdzie postęp prac był i jest opóźniany (w szczególności w regionie CEE). Projektem pilotażowym objęto obszary rynkowe w regionach CWE (Belgia, Francja, Niemcy, Luksemburg, Holandia), zachodniej części Danii, regionie CEE (Austria, Czechy, Niemcy, Węgry, Polska, Słowacja, Słowenia), a także na terytorium Szwajcarii i Włoch.

Zgodnie z założeniami przygotowanymi przez ENTSO-E, uwzględniającymi aktualne zapisy art. 39 projektu CACM NC, weryfikacja obecnej konfiguracji obszarów rynkowych obejmuje cztery podstawowe działania:

- Działanie 1: Raport techniczny przygotowany przez ENTSO-E zawierający analizę ograniczeń i przepływów mocy,
- Zadanie 2: Raport rynkowy przygotowany przez ACER, zawierający ocenę wpływu obecnej konfiguracji obszarów rynkowych na efektywności 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. ENTSO-E przeprowadza pełen proces weryfikacji poprzez porównanie alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych pod względem bezpieczeństwa sieci, ogólnej efektywności rynku oraz stabilności konfiguracji.

ACER przeprowadziła konsultacje publiczne w sprawie wpływu istniejącej konfiguracji obszarów rynkowych na rynki energii elektrycznej. Za-

interesowane strony zostały poproszone o komentarz na temat różnych aspektów związanych z konfiguracją obszarów rynkowych. W sumie otrzymano 33 odpowiedzi, które zostały uwzględnione w treści raportu. Ponadto, w oparciu o odpowiedzi zainteresowanych stron, opracowano zalecenia dla Działania 4 oraz niektóre kryteria, według których decyzja o rozpoczęciu przeglądu może być w przyszłości podjęta.

Raport rynkowy, na podstawie oceny ACER i opinii uzyskanych od zainteresowanych stron podczas konsultacji publicznych, jako główne skutki obecnie istniejącej konfiguracji obszarów rynkowych w regionach CEE, CWE oraz w zachodniej części Danii, Szwajcarii i Włoch wskazuje negatywny wpływ na:

- skuteczną redystrybucję wytwarzania oraz dobrobytu społecznego, co jest spowodowane zarówno przez prewencyjne zarządzanie ograniczeniami (wyznaczanie i alokację zdolności międzyobszarowych), jak i zapobiegawcze zarządzanie ograniczeniami (działania naprawcze),
- rozkład dobrobytu społecznego ze względu na możliwą dyskryminację uczestników rynku zlokalizowanych w różnych geograficznie punktach w sieci,
- zachęty do inwestowania zarówno w sieci przesyłowe, jak i wytwarzanie,
- płynność rynku, możliwą na rynku dnia następnego, ale przede wszystkim na rynkach długoterminowych praw przesyłowych, gdzie większe obszary rynkowe zapewniają lepsze warunki do stosowania *hedgingu* w porównaniu z małymi obszarami rynkowymi, gdzie nie ma takich warunków.

Projekt pilotażowy dotyczący wdrożenia wirtualnych przesuwników fazowych na granicy PL-DE oraz kwestia przepływów nieplanowych

Nasilające się zjawisko nieplanowych przepływów energii w sieciach elektroenergetycznych, określanych często jako przepływy kołowe, przestało być traktowane jako problem wyłącznie pojedynczych krajów, stając się zagadnieniem poruszonym coraz częściej na poziomie europejskim. Bezpośrednią przyczyną znaczącego wzrostu tych przepływów stał się dynamiczny rozwój źródeł wiatrowych w Europie i nie nadążający za nim rozwój sieci elektroenergetycznych. Bezpośrednim skutkiem wzrostu nieplanowych przepływów energii, oddziałujących przede wszystkim na systemy elektroenergetyczne w Polsce i Republice Czeskiej, są przeciążenia sieci, a w skrajnych przypadkach przekraczanie kryteriów bezpieczeństwa jej pracy, a także ograniczanie zdolności transgranicznej wymiany energii elektrycznej i związane z tym bariery w procesie integracji rynków.

Podobnie jak w 2012 r., również w 2013 r. powyższy problem stał się przedmiotem dyskusji wielu forów europejskich, w tym na poziomie Komisji Europejskiej. Podjęto również praktyczne działania mające na celu zapobieganiu negatywnym skutkom nieplanowych przepływów energii, a także rozwiązanie tego problemu w dłuższym horyzoncie czasowym.

Utrata części społecznego dobrobytu (*social welfare*) z powodu redukcji transgranicznych zdolności przesyłowych spowodowanych przepły-

wami kołowymi jest możliwa do zrekompensowania, zarówno w odniesieniu do utraty korzyści, jak i w odniesieniu do redukcji transgranicznych zdolności przesyłowych przez operatorów systemów przesyłowych (TSOs). Zapobieganie redukcji zdolności przesyłowych może być realizowane poprzez zagwarantowanie zdolności przesyłowych dla transgranicznych transakcji. Analiza zagadnienia powinna brać pod uwagę brak dyskryminacji transakcji wewnętrznych i zewnętrznych.

18 grudnia 2012 r. PSE SA oraz niemiecki operator systemu przesyłowego 50Hertz Transmission GmbH podpisały List Intencyjny w sprawie instalacji przesuwników fazowych (*Letter of Intent on the installation of phase shift transformers*). W dokumencie tym strony zawarły intencję zainstalowania przesuwników fazowych na połączeniach międzysystemowych Polska-Niemcy. Ponadto, PSE SA oraz 50Hertz Transmission GmbH 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 Transmission GmbH miałby natychmiast podjąć, na własny koszt, działania zmierzające do usunięcia sytuacji zagrożenia bezpiecznej pracy systemu i ograniczenia przepływu do wielkości określonych w umowie. Projekt pilotażowy w zakresie wirtualnych przesuwników fazowych na granicy polsko-niemieckiej był realizowany w okresie od 8 stycznia do 30 kwietnia 2013 r. Projekt ten koncentrował się przede wszystkim na kwestiach *redispatchingu* (przekierowania) oraz

zasadności budowy fizycznych przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych. Mechanizm vPST okazał się być przydatnym narzędziem do przeciwdziałania przepływowi nieplanowemu. Jednakże faza pilotażowa pokazała, że podejście oparte wyłącznie na środkach zaradczych w postaci międzysystemowego *redispatchingu* może okazać się w praktyce niewystarczające. Środki zaradcze nie są nieograniczone i mogą w rzeczywistości zostać wyczerpane.

Po zakończeniu Fazy Pilotażowej vPST przystąpiono do negocjacji z operatorem niemieckim tzw. umowy operacyjnej (pPST), w której zawarto kwestie związane z instalacją oraz wykorzystaniem przesuwników fazowych. 28 lutego 2014 r. strony podpisały Umowę pPST.

Ponadto, w celu realizacji projektu, 29 stycznia 2013 r. PSE SA wszczęły postępowanie publiczne, sektorowe, prowadzone w trybie negocjacji z ogłoszeniem na dostawę i montaż przesuwników fazowych na liniach transgranicznych łączących systemy elektroenergetyczne Polski i Niemiec, które nie zostało zakończone w 2013 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/G w oparciu o wytyczne ramowe przygotowuje kodeks sieciowy w terminie dwunastu miesięcy od wezwania przez Komisję Europejską. Kodeks jest przedkładany ACER, która w ciągu maksymalnie trzech miesięcy wydaje uzasadnioną opinię co do treści kodeksu. ENTSO-E/G, 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.

Kodeks Sieci ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Network Code for Capacity Allocation and Congestion Management – CACM+GG NC)

W oparciu o Wytyczne Ramowe ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi ENTSO-E opracowało Kodeks Sieci ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM NC), którego celem jest uregulowanie kwestii dotyczących metod alokowania zdolności w zakresie rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz okre-

ślenie sposobu obliczania zdolności transgranicznych pomiędzy poszczególnymi strefami. Wprowadzenie harmonizacji zasad w zakresie wymiany handlowej transgranicznej powinno przyczynić się do poprawy efektywności funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej oraz wzmocnienia pozycji odbiorców energii. Zasady zawarte w CACM NC będą stanowić podstawę dla wdrożenia jednego, wspólnego rynku w Europie.

Do najważniejszych zagadnień regulowanych przez kodeks sieci CACM+GG należą:

- skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych (*Flow-Based* lub *NTC*),
- przejrzystość metod wyznaczania zdolności przesyłowych,
- alokacja na Rynku Dnia Następnego (*Day Ahead*) w oparciu o algorytm łączenia rynków (*Single Price Market Coupling*),
- alokacja na Rynku Dnia Bieżącego (*Intraday*) oparta o mechanizm notowań ciągłych (*continuous implicit trade*),
- gwarantowanie wyznaczonych i alokowanych zdolności przesyłowych (*firmness*),
- wytyczne w zakresie zarządzania kwestiami regulowanymi przez kodeks sieci (*Governance Guidelines*).

ACER przekazała 19 grudnia 2012 r. uzasadnioną opinię dla przedłożonego przez ENTSO-E 27 września 2012 r. kodeksu²⁸⁾, oceniając jego

²⁸⁾ http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/120927_CACM_Network_Code_FINAL.pdf

treść jako zgodną z założeniami zdefiniowanymi w Wytycznych, jednakże mimo iż generalna ocena kodeksu CACM jest pozytywna, ACER wskazała potrzebę zmiany, uzupełniania lub doprecyzowania pojedynczych zapisów.

14 marca 2013 r. ACER zarekomendowała przyjęcie przez Komisję Europejską kodeksu sieci CACM NC. Obecnie Komisja, ENTSO-E oraz ACER pracują nad finalizacją tekstu, który może rozpocząć proces przyjęcia kodeksu sieci jako obowiązującego prawa.

Kodeks sieci połączony z wytycznymi zarządcy sieci elektroenergetycznym, który przejdzie przez proces komitologii przez państwa członkowskie UE.

Kodeks dot. alokacji długoterminowych praw przesyłowych (Network Code on Forward Capacity Allocation – FCA NC)

Kodeks sieciowy Forward Capacity Allocation (FCA NC) – (Alokacja długoterminowych praw przesyłowych) obejmuje budowę i działanie rynków, w których prawo do korzystania z możliwości transgranicznej wymiany jest sprzedawane (alokowane) z wyprzedzeniem (może to być tydzień, miesiąc lub nawet lata, zanim zostanie ono faktycznie wykorzystane). Z uwagi na możliwość kupna prawa do przesyłu energii elektrycznej w dłuższym horyzoncie czasowym, istotnym jest, aby uczestnicy rynku, oprócz możliwości jego wykorzystania mieli możliwość zarządzania ryzykiem z tym związanym. Regulacje kodeksu

dotyczącego długoterminowych praw przesyłowych koncentrują się na zadaniach operatorów systemów przesyłowych (OSP), którzy będą oferowali uczestnikom rynku długoterminowe fizyczne prawa przesyłu lub długoterminowe finansowe prawa przesyłu pomiędzy różnymi obszarami rynkowymi. Kodeks określa zasady dotyczące rodzaju i ilości długoterminowych praw przesyłowych, które mogą być przydzielone, w jaki sposób są przydzielane, także metodę jaką posiadacze praw przesyłowych są kompensowani w przypadku wystąpienia ograniczenia.

Celem tego kodeksu jest stworzenie jednej platformy przydziału praw, która stanie się punktem kontaktowym dla każdego uczestnika, ułatwiając i zmniejszając koszty uczestnictwa w rynku. Rola krajowych organów regulacyjnych będzie skupiać się m.in. na podejmowaniu decyzji o wprowadzaniu rodzajów praw przesyłowych na granicach stref cenowych, kontroli kosztów związanych z ograniczeniami. Kodeks zakłada wprowadzenie ujednoczonych zasad zmniejszających ryzyko handlu na rynku europejskim i stworzenie zachęt do rozwoju rynków terminowych. Jest on ściśle związany z kodeksem dotyczącym zasad alokacji i zarządzania ograniczeniami (CACM NC) i został opracowany w oparciu o wspólne dla tych kodeksów Wytyczne Ramowe.

Opracowywanie treści kodeksu zostało rozpoczęte przez ENTSO-E pod koniec 2012 r. Prace te zakończyły się z końcem marca 2013 r. pierwszą wersją kodeksu. Zgodnie z procedurą ta wersja kodeksu została przedstawiona do publicznych

konsultacji. W ramach prowadzonych konsultacji (kwiecień i maj 2013 r.), każdy z uczestników rynku miał możliwość wypowiedzenia się na temat proponowanych zapisów, zgłoszenia zapytania dotyczącego zapisów tego dokumentu, czy też wniesienia uwag. Pozytskane w ramach konsultacji informacje były wykorzystywane podczas opracowywania ostatecznej wersji kodeksu. W październiku 2013 r. ostatecznie opracowany przez ENTSO-E kodeks został przekazany ACER, która zgodnie z procedurą oceniła, w jakim stopniu zapisy kodeksu są zgodne z Wytycznymi Ramowymi. W grudniu 2013 r. ACER wydała opinię, w której zawarła szereg uwag oraz uznała, że konieczne jest wprowadzenie korekt w zapisach kodeksu. Obecnie trwa proces wprowadzania zmian, zgodnie z uwagami zawartymi w opinii ACER, który powinien zakończyć się do połowy 2014 r.

Kodeks sieci w sprawie bilansowania energii elektrycznej (Network Code on Electricity Balancing – NC EB)

Kodeks ds. bilansowania został opracowany w oparciu o wytyczne ramowe ws. bilansowania energii elektrycznej opublikowane przez ACER 18 września 2012 r. Celem wytycznych i kodeksu jest zapewnienie ram do zainicjowania integracji krajowych rynków bilansujących, która w przyszłości doprowadzi do utworzenia zintegrowanego rynku europejskiego. Głównym założeniem wytycznych ramowych jest stworzenie modeli dla

transgranicznej wymiany energii bilansującej, które rozwijając się na płaszczyźnie regionalnej, sukcesywnie będą integrować się aż do objęcia całego rynku europejskiego, na którym wszyscy operatorzy systemów przesyłowych będą wymieniać energię bilansującą przy uwzględnieniu dostępnych zdolności pomiędzy poszczególnymi obszarami. Aby osiągnąć ten cel, wytyczne zakładają standaryzację pewnych elementów funkcjonowania systemów.

Kodeks sieciowy ds. bilansowania ustanawia wspólne zasady bilansowania energii elektrycznej. Definiuje on 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 kodeksu mają być realizowane w sposób niepowodujący zaburzeń w efektywnym funkcjonowaniu innych niż bilansujący rynków energii.

Kodeks NC EB jest ściśle związany z kodeksem dotyczącym zasad alokacji i zarządzania ograniczeniami (CACM NC) w zakresie rynku *intraday*, jak również z kodeksem NC LFCR (*Network Code on Load Frequency Control & Reserves*) w zakresie zasad technicznych zamówień energii bilansującej i rezerw oraz z kodeksem NC OS (*Network Code on Operational Security*) odnośnie zasad bezpieczeństwa pracy systemu.

W 2013 r. ENTSO-E przeprowadziło publiczne konsultacje projektu kodeksu, które zakończyły się w połowie sierpnia 2013 r. Otrzymano ponad 2 100 uwag z 42 organizacji. 23 grudnia 2013 r. ENTSO-E dostarczyło projekt kodeksu wraz dokumentami pomocniczymi do ACER. Agencja zobowiązana jest do wydania uzasadnionej opinii odnośnie zgodności kodeksu z wytycznymi ramowymi w terminie trzech miesięcy.

1.3.3.2. Zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

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

Pod koniec 2013 r. PSE SA złożyły wniosek o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z innymi krajami UE. W ramach prowadzonego postępowania PSE SA zostały we-

zwane do uzupełniania wniosku o metody alokacji prowadzonej w ramach połączenia Swe-Pol Link ze Szwecją oraz metody realizowanej w handlu *Intraday* w regionie CEE. Postępowanie to nie zostało zakończone w 2013 r.

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

W 2013 r. wydane zostało rozporządzenie 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. Na jego mocy Komisja Europejska po raz pierwszy w 2013 r. opublikowała listę projektów wspólnego zainteresowania („PCI”), na której znalazły się polskie projekty realizowane przez operatora systemu przesyłowego. Do tych projektów zostały zakwalifikowane inwestycje związane z:

- budową połączenia Polska-Litwa (budowa linii relacji: Stanisławów – Olsztyn Mątki, Kozienice – Siedlce Ujrzanów, Płock – Olsztyn Mątki),
- budową nowego połączenia Polska-Niemcy (w relacji Eisenhüttenstadt – Plewiska),
- przełączeniem linii Vierraden – Krajnik na napięcie 400 kV,
- instalacją przesuwników fazowych na liniach Krajnik – Vierraden, Mikulowa – Hagenwerder (koordynowaną ze stroną niemiecką).

Prace nad wyłonieniem projektów wspólnego zainteresowania rozpoczęły się już w 2012 r. i były

prowadzone na regularnie organizowanych posiedzeniach grup regionalnych, w których uczestniczyli reprezentanci: Komisji, Agencji, państw członkowskich, regulatorów i promotorów projektów.

Zgodnie z postanowieniami ww. rozporządzenia w 2013 r. rozpoczął się także proces wydawania decyzji o transgranicznej alokacji kosztów dla projektów PCI. Prezes URE został zaangażowany w ten proces w związku z projektem Alytus-granica PL/LT, którego promotorem jest litewski operator systemu przesyłowego LITGRID AB.

1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT jest ustawą określającą 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 elektrycznej²⁹⁾, 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.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego dla 2012 r.

W 2013 r. Prezes URE ustalił dla siedmiu wytwórców uczestniczących w 2012 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2012 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałego w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2012 r. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych dziesięć decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2013 r.

Wytwórcy za 2012 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu) łącznie w wysokości 741,93 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 679,80 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 62,13 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy powinni dodatkowo uzyskać łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 801,25 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 774,82 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 26,43 mln zł.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom, z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 1 543,18 mln zł.

²⁹⁾ Dz. U. UE L 83/1 z 28 marca 2009 r.

Tabela 20. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2012 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2012 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym na rok 2012 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 o rozwiązaniu KDT	Suma korekt rocznych	Saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom z uwzględnieniem rocznych korekt
[tys. zł]							
PGE GiEK SA*	259 243,680	15 130,913	274 374,593	166 168,115	11 134,154	177 302,269	451 676,862
TAURON Wytwarzanie SA	153 053,291		153 053,291	423 090,893		423 090,893	576 144,184
ENEA Wytwarzanie SA	0,000		0,000	-17 686,885		-17 686,885	-17 686,885
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	63 000,000		63 000,000	20 688,726		20 688,726	83 688,726
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	120 000,000	47 000,000	167 000,000	28 715,864	15 300,302	44 016,166	211 016,166
Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.	72 500,000		72 500,000	19 755,586		19 755,586	92 255,586
Elektrociepłownia Zielona Góra SA	12 000,000	0,000	12 000,000	134 088,543	0,000	134 088,543	146 088,543
RAZEM	679 796,971	62 130,913	741 927,884	774 820,842	26 434,456	801 255,298	1 543 183,182

* Korektę roczną kosztów osieroconych ustalono dla dwóch okresów 2012 r.: dla Oddziału Elektrownia Turów i Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów dla całego 2012 r. oraz dla Oddziału Elektrownia Opole dla okresu od 13.03.2012 r. do 31.12.2012 r. (w związku połączeniem PGE Elektrowni Opole SA ze spółką PGE GiEK SA z 12 marca 2012 r. w trybie art. 492 § 1 oraz art. 516 § 1 ustawy z 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych³⁰⁾) oraz dla PGE Elektrownia Opole SA – poprzednika prawnego PGE GiEK SA dla okresu od 1.01.2012 r. do 12.03.2012 r.

Źródło: URE.

Trzech wytwórców nie zgodziło się z decyzjami Prezesa URE i złożyło odwołania od tych decyzji do SOKiK. Dwa odwołania dotyczyły korekty rocznej kosztów osieroconych, jedno – korekty rocz-

nej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym. Prezes URE przekazując te trzy decyzje do SOKiK podtrzymał zawarte w nich rozstrzygnięcia. Biorąc pod uwagę złożone odwołania od decyzji Prezesa URE z 2012 r. (przekazane do SOKiK), wytwórcy oczekują, że pomoc publiczna

z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu ziemnego wyniesie w sumie ok. 1 644,78 mln zł, tj. o ok. 101,60 mln zł więcej niż wynikałoby z tych decyzji.

Ustalenie dla wytwórcy TAURON Wytwarzanie SA wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych po zakończeniu okresu korygowania w 2012 r.

W związku z zakończeniem okresu korygowania, który trwał od 1 kwietnia 2008 r. do 31 grudnia 2012 r., Prezes URE ustalił wysokość korekty końcowej dla spółki TAURON Wytwarzanie SA (następca prawny wytwórcy: Południowy Koncern Energetyczny SA) w ustawowym terminie do 31 sierpnia 2013 r. Korekta ta wyniosła 53 966,448 tys. zł.

TAURON Wytwarzanie SA otrzymał łączną pomoc publiczną w wysokości 2 076 913,742 tys. zł (tj. kwotę 1 479 745 tys. zł po zdyskontowaniu do wartości na 1 stycznia 2007 r.), na którą składają się wypłacone zaliczki na poczet kosztów osieroconych, korekty kosztów osieroconych oraz korekta końcowa.

³⁰⁾ Dz. U. Nr 94, poz. 1037, z późn. zm.

Ustalenie stawek opłaty przejściowej na 2014 r.

Prezes URE, stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, skalkulował stawki opłaty przejściowej na 2014 r. Stawki te, w porównaniu do 2013 r., dla wymienionych w tab. 21 grup odbiorców końcowych wzrosły o ok. 116%.

Tab. 21 przedstawia skalkulowane na 2014 r. stawki opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz dla porównania stawki obowiązujące w 2013 r.

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 wykorzy-

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

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy 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 2013 r.	0,084	0,357	1,1260	0,3070	0,7630	1,4240	0,3910
Stawki netto skalkulowane na 2014 r.	0,183	0,773	2,4416	0,6610	1,6425	3,0647	0,8413
Zmiana wysokości stawek netto w 2014 r. w stosunku do 2013 r.*	116,86%	116,86%	116,86%	115,29%	115,29%	115,29%	115,29%

* Procenty obliczone dla stawek bez zaokrążeń.

Źródło: URE.

stanie 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, 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 z kogeneracji (CHP). Świadectwa pochodzenia (OZE) oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP) uosabiają prawa majątkowe, które mogą być przedmiotem obrotu na TGE SA. Co istotne, w 2013 r. nie został przywrócony mechanizm wsparcia wysokosprawnej

kogeneracji dla 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). Pomimo powyższego Prezes URE, działając na podstawie art. 9l ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w dalszym ciągu wydawał tzw. „żółte” i „czerwone” świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP), potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W obowiązującym stanie prawnym mechanizm wsparcia tych jednostek został przywrócony co oznacza, że obecnie obowiązuje on, podobnie jak mechanizm wsparcia jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne (tj. opalanych 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) do 2018 r.³¹⁾

Warto zwrócić także uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o zwolnienia z opłat za wpis do rejestru świadectw po-

chodzenia prowadzonego przez TGE SA, z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii³²⁾, a także z wnoszenia corocznej opłaty koncesyjnej³³⁾.

Ważną zmianą legislacyjną było wejście w życie ustawy nowelizującej, zwanej potocznie „małym trójpakietem energetycznym”. zasadniczym celem zmian wprowadzonych tą nowelizacją jest stymulowanie dalszego wzrostu konkurencji na rynkach energii, w tym na rynku energii wytwarzanej w OZE i kogeneracji. Przepisy „małego trójpakietu” przewidują m.in. możliwość wypełnienia obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (tj. obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej) przez nową grupę podmiotów zdefiniowaną jako odbiorcy przemysłowi³⁴⁾, na za-

³²⁾ 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.

³³⁾ 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.

³⁴⁾ 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:

sadach określonych w znowelizowanych przepisach ustawy.

Mając na uwadze wejście w życie nowych przepisów ustawy – Prawo energetyczne odnoszących się do uprawnień i obowiązków odbiorców przemysłowych, Prezes URE opublikował w Biuletynie URE Informację z 9 października 2013 r. Nr 27/2013 stanowiącą wykaz odbiorców przemysłowych, zobligowanych do realizacji za rok 2013 obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, w trybie i na zasadach przewidzianych przez przepisy tej ustawy oraz Informację z 23 grudnia 2013 r. Nr 41/2013, w której zostały wskazane podmioty zobligowane do realizacji tych obowiązków w 2014 r.

Zgodnie ze znowelizowanym 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, są obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia oraz świadectwa pochodzenia z ko-

- 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.

³¹⁾ Por. ustawa z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

generacji, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych oraz energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub do uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązki te zostały „domknięte” systemem sankcyjnym w postaci kar pieniężnych za ich niewypełnienie.

Podkreślić jednak należy, że od 1 kwietnia 2013 r. w związku z brzmieniem art. 13 ustawy z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności³⁵⁾ oraz art. 11 ust. 1 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw³⁶⁾ brak było podstaw prawnych do stosowania przepisów dotyczących realizacji obowiązku, przewidzianego w art. 9a ust. 8-8d ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie świadectw pochodzenia dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 tej ustawy. Obecnie, jak wspomniano wyżej, system wsparcia tych jednostek został przywrócony, łącznie z regulacjami dotyczącymi obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia z kogeneracji dotyczących tych jednostek lub uiszczenia opłaty zastępczej.

„Mały trójpak energetyczny” to ważny krok również w kierunku rozwoju energetyki „prosumenckiej”. Wprowadzone nowelizacją przepisy, które umożliwiają osobom fizycznym (nie będącym

przedsiębiorcami w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej) sprzedaż energii wyprodukowanej w należących do nich odnawialnych źródłach energii – mikroinstalacjach³⁷⁾, przy jednoczesnym ułatwieniu przyłączania tego rodzaju źródeł do sieci elektroenergetycznej są istotne dla zwiększenia udziału odnawialnych źródeł rozproszonych w bilansie produkcji energii elektrycznej w kraju. Co istotne, wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji przez osobę fizyczną, a także sprzedaż tej energii przez tę osobę, nie jest działalnością gospodarczą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, nie wymaga więc uzyskania koncesji. W związku z powyższym w znowelizowanym Prawie energetycznym zdefiniowane zostały m.in. pojęcia takie jak mikroinstalacja, czy mała instalacja.

Ponadto, przedmiotowa ustawa wprowadza system gwarancji pochodzenia tj. dokumentów stanowiących potwierdzenie dla odbiorcy końcowego, że określona w gwarancji pochodzenia ilość wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej energii elektrycznej została wytworzona w odnawialnym źródle energii. Aktualny stan prawny dotyczący wydawania gwarancji pochodzenia budzi jednak wiele wątpliwości, w szczególności w zakresie dopuszczalności ich przyznawania dla jednostek wytwórczych współpalających paliwa konwencjonalne z biomasą, jednostek wy-

twórczych z układem hybrydowym oraz elektrowni wodnych z członem pompowym.

Dodatkowo dzięki nowelizacji przepisów 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 energii³⁸⁾, z dniem 22 listopada 2013 r. możliwe okazało się pozytywne rozpatrzenie wniosków i wydanie świadectw za energię elektryczną wytworzoną w 2012 r. (głównie w miesiącach: listopad – grudzień), obejmujących jednostki biomasowe dedykowane oraz jednostki współpalające biomasę i paliwa konwencjonalne, w odniesieniu do których bezpośrednią przyczyną wstrzymania ich rozpatrzenia było wejście w życie 31 grudnia 2012 r. przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. Istotnym jest, że przepisy tego rozporządzenia nakazywały, do czasu ww. nowelizacji rozporządzenia, stosować do spraw wszczętych i nie zakończonych przepisy „nowe”, tj. obowiązujące od 31 grudnia 2012 r.

Warto zwrócić uwagę, że rozporządzenie to wprowadziło m.in.:

- zakaz przyznawania świadectw pochodzenia za energię elektryczną wytworzoną z drewna pełnowartościowego – co spowodowało koniecz-

³⁵⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124.

³⁶⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

³⁷⁾ Zgodnie z art. 9v ustawy – Prawo energetyczne, zakup tej energii odbywa się po cenie równej 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b tej ustawy.

³⁸⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229.

ność szczegółowej weryfikacji tej przesłanki przez Prezesa URE,

- możliwość stosowania paliwa pomocniczego w jednostkach biomasowych dedykowanych – przy czym udział wagowy tego paliwa nie może przekroczyć 0,3% w łącznej ilości spalanej biomasy w okresie rozliczeniowym określonym we wniosku – co spowodowało konieczność wykazania przez przedsiębiorstwa energetyczne wypełnienia także tej przesłanki.

Wreszcie, w myśl przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. w brzmieniu sprzed nowelizacji biomasa wytworzona w miejscu jej spalania utraciła status tzw. biomasy „agro”, a zatem przedsiębiorcy, którzy do 30 grudnia 2012 r. zagwarantowali sobie spełnienie tzw. udziału „agro” przy pomocy tego rodzaju biomasy, z dniem 31 grudnia 2012 r. w sprawach wszczętych a nie zakończonych utracili uprawnienie do zaliczenia tego rodzaju biomasy do ww. udziału, co uniemożliwiło im uzyskanie świadectw pochodzenia za zamknięte już okresy wytwórcze.

Z powyższych powodów nie było możliwe pozytywne rozpatrzenie tych wniosków bez dokonania stosownej zmiany rozporządzenia. Podkreślić należy, że Prezes URE nie odmówił wydania świadectw pochodzenia za wolumen produkcji z 2012 r. z żadnej z tych przyczyn, czekając na zmianę przepisów wykonawczych w tym zakresie.

Należy także nadmienić, że w 2013 r. URE w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, uwzględniając specyficzną sy-

tuację na rynku świadectw pochodzenia, prezentował cyklicznie dane dot. 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. Mapa ta zrealizowana została w ramach projektu pt. „Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji” realizowanego w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i UE.

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

W 2013 r. Prezes URE wydał 17 131 świadectw pochodzenia OZE, na łączny wolumen 10 487 063,187 MWh (za produkcję w 2011 r., 2012 r. i 2013 r.) oraz 769 świadectw CHP, na łączny wolumen 17 690 140,283 MWh (za produkcję w 2011 r., 2012 r. i 2013 r.). Ponadto Prezes URE wydał dziewięć gwarancji pochodzenia.

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 39 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (24 OZE, 1 gwarancji pochodzenia oraz 14 CHP). Najczęstszymi przyczynami odmowy były: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwarancji³⁹⁾, nie udokumentowanie daty rozpoczęcia rozruchu technologicznego⁴⁰⁾, a także niespełnienie innych wymogów wynikających z przepisów prawa, w tym w szczególności z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. W przypadku jedenastu postanowień, przedsiębiorcy wnieśli zażalenia do SOKiK. Prezes URE nie uchylił w trybie samokontroli żadnego z postanowień o odmowie wydania świadectwa pochodzenia.

³⁹⁾ 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).

⁴⁰⁾ 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 22. Świadectwa pochodzenia wydane w 2013 r. (za produkcję w 2011 r., 2012 r.⁴¹⁾ i 2013 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.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Elektrownie na biogaz			132 974,818	350	510 170,618	1 510
Elektrownie na biomasę			528 221,652	21	70 101,791	73
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego			120,085	11	1 192,784	31
Elektrownie wiatrowe	94,842	1	1 203 284,196	1 307	4 182 904,313	6 555
Elektrownie wodne			326 820,672	1 389	2 084 620,661	5 792
Współspalanie			686 455,648	34	760 101,107	57
łącznie	94,842	1	2 877 877,071	3 112	7 609 091,274	14 018

Źródło: URE.

Tabela 23. Gwarancje pochodzenia wydane w 2013 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Elektrownie na biogaz	19 752	5
Elektrownie na biomasę	–	–
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	–	–
Elektrownie wiatrowe	12 249	1
Elektrownie wodne	3 796	3
łącznie	35 797	9

Źródło: URE.

⁴¹⁾ Zgodnie z art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej

tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP OZE mogły być składane do 14 lutego 2013 r.

Tabela 24. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2013 r. (za produkcję w 2011 r., 2012 r. i 2013 r.⁴²⁾ 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.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	6 049,519	7	1 356 842,667	152	1 573 526,906	158
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalana paliwami gazowymi (CHP2)	41 915,220	3	8 505 596,182	167	5 805 519,889	147
opalana meta-nem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	1 167,362	2	145 228,033	42	254 294,505	91

Źródło: URE.

W 2013 r., zgodnie z brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (obowiązującym od września 2013 r.) odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi

⁴²⁾ Zgodnie z art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne wnioski 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 obejmujące miesiąc grudzień danego roku kalendarzowego mogły być składane do 14 stycznia następnego roku kalendarzowego.

oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 9a ust. 1a tej ustawy, w celu wywiązania się za lata 2012 oraz 2013 z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. W tym okresie Prezes URE wydał 307 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 11 306 612,112 MWh energii elektrycznej oraz 469 decyzje umarzające świadectwa CHP na łączną ilość 27 451 516,911 MWh energii elektrycznej. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia CHP przedstawiają tabele poniżej.

Ponadto Prezes URE wydał 16 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia CHP tzw. „korekcyjnych” na łączny wolumen 149 596,268 MWh, w związku z wystąpieniem nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych przedsiębiorstwom świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez dane jednostki kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym.

Tabela 25. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2013 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]
2012	6 634 298,434
2013	4 672 313,678
łącznie	11 306 612,112

Źródło: URE.

Tabela 26. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP CHP w 2013 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
2012	
CHP 1	3 540 715,678
CHP 2	23 455 271,640
CHP 3	389 607,966
2013	
CHP 3	65 921,627
łącznie	27 451 516,911

* Z wyłączeniem umorzeń „korekcyjnych”.

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

CHP-2 Jednostki kogeneracji inne niż CHP1 i CHP3.

CHP-3 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 2013 r. na poziomie 121 850 000,000 MWh (w dacie sporządzenia niniejszego Sprawozdania Prezes URE nie dysponuje jeszcze rzeczywistymi danymi za rok 2013) wykonany, wg danych na 31 grudnia 2013 r., udział:

- energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w 2013 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw pochodzenia – 6,24%;
 - wg umorzonych – w celu realizacji obowiązku w 2013 r. – świadectw pochodzenia – 3,80% wobec wymaganych w 2013 r. 12,00%,

- energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2013 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw CHP3 – 0,21%;
 - wg umorzonych – w celu realizacji obowiązku w 2013 r. – świadectw CHP3 – 0,05% wobec wymaganego w 2013 r. poziomu dla CHP3 – 0,90%.

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 ustawy – Prawo energetyczne.

Biorąc pod uwagę termin przewidziany do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2012, upływający 31 marca 2013 r., kontrola ich wykonania rozpoczęła się po tym dniu i stanowiła zadanie Prezesa URE, realizowane w ciągu 2013 r. Podobnie obowiązki, o których mowa wyżej, realizowane za rok 2013, rozliczane są przez Prezesa URE dopiero po upływie terminu przewidzianego do ich wykonania (tj. po 31 marca 2014 r.) i stanowią zadanie Prezesa URE przewidziane do realizacji na rok 2014.

Odnosząc się do rozliczenia obowiązków za rok 2012, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (stanowiącego zadanie Prezesa URE realizowane w 2013 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 do 10 września 2013 r., podmiotami zobowiązanymi do realizacji w 2012 r. obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 8 tej ustawy, były:

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym,
- 2) odbiorcy końcowi będący członkami giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych⁴³⁾ lub członkami rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot,

3) towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy, o której mowa w pkt 2, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

W 2013 r. Prezes URE, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi, przeprowadził kontrolę realizacji za rok 2012 obowiązków, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie. I tak, podmiot zobowiązany powinien w 2012 r. osiągnąć:

- 10,4% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁴⁾,
- 3,5% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opła-

⁴³⁾ § 3 pkt 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r. Nr 156, poz. 969, z późn. zm.), oraz § 19 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r.

ty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (CHP1)⁴⁵⁾,

- 23,2% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne (CHP2)⁴⁶⁾,
- 0,6% 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 energetyczne (CHP3)⁴⁷⁾.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2012 r. objęto 1 684 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną oraz sześć

⁴⁵⁾ § 9 ust. 1 pkt 1 lit. b 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).

⁴⁶⁾ § 9 ust. 1 pkt 3 lit. b rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 r.

⁴⁷⁾ § 9 ust. 1 pkt 2 lit. b rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 r.

⁴³⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.

domów maklerskich (łącznie 1 690 podmiotów). Z grupy tej wyłoniono 280 podmiotów (w tym jeden dom maklerski), które w 2012 r. faktycznie podlegały obowiązkowi, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Na podstawie informacji przekazanych przez TGE SA oraz Giełdę Papierów Wartościowych ustalono, że żaden odbiorca końcowy nie dokonywał 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 2012 przedstawia tab. 27.

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

- niezajomość prawa i brak świadomości obowiązków ciążących na przedsiębiorstwie,
- umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenie opłaty zastępczej za brakującą do wypełnienia

Tabela 27. Rodzaje postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2012 r.

Obowiązek	Liczba wszczęć*	Postępowania nie zakończone do 31 grudnia 2013 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	20	9	0	0	11	6 407 171,50
art. 9a ust. 8	23	9	0	0	13	2 881 208,82
art. 28	42	21	0	14	7	15 812,59
Łącznie	85	39	0	14	31	9 304 192,91

* Postępowania wszczęte w 2013 r.

** Decyzje wydane w 2013 r.

Źródło: URE.

Tabela 28. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2013 r., wszczętych w 2012 r. i latach poprzednich postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 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	0	0	3	207 200,00
art. 9a ust. 8	0	2	0	4	1 011 932,26
art. 28	0	19	23	6	5 149,45
Łącznie	0	21	23	13	1 224 281,71

Źródło: URE.

obowiązku ilość energii elektrycznej, po przewidywanym do tego terminie (zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne termin ten upływał 31 marca 2013 r.),

- błędne uznanie, że wpłacenie po terminie (tj. po 31 marca danego roku) opłaty zastępczej

wraz z odsetkami stanowi realizację obowiązków za rok poprzedni,

- trudna sytuacja finansowa przedsiębiorstwa.
- Z przeprowadzonej analizy realizacji w 2012 r. omawianych obowiązków wynika, że średnie wypełnienie (udział umorzonych świadectw OZE, świadectw CHP1, CHP2 i CHP3 oraz uiszczonych opłaty zastępczej w wykonanej przez przedsiębiorstwa zobowiązane całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej) obowiązków wyniosło:
- dla OZE: 10,4%, wobec wymaganego 10,4%,
 - dla CHP1: 3,5% wobec wymaganego 3,5%,
 - dla CHP2: 23,3%, wobec wymaganego 23,2%,
 - dla CHP3: 0,6%, wobec wymaganego 0,6%.

W 2013 r. Prezes URE zakończył również będące w toku postępowania administracyjne, wszczęte w 2012 r. i 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 lata poprzednie. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku w tym zakresie przedstawia tab. 28.

1.6.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych

W 2013 r. Prezes URE ogłosił, zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, jednostkową opłatę zastępczą dla podmiotów, na które nałożony był w 2013 r.

obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w wysokości 297,35 zł/MW⁴⁸⁾.

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkową opłatę zastępczą oznaczoną symbolem Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym⁴⁹⁾. Przy jej ustalaniu Prezes URE uwzględnił:

- ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
 - różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
 - poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
 - 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.
- Prezes URE ustalił⁵⁰⁾ wysokość jednostkowej opłaty zastępczej Ozm na 2014 rok, na poziomie⁵¹⁾

63,26 [zł/MWh], tj. 31,42% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Powyższa informacja ukazała się także na stronie internetowej URE.

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

Prezes URE jest władny rozstrzygać spory dotyczące odmowy przyłączenia do sieci wyłącznie w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Podstawa prawna tego obowiązku 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, 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

ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) obowiązkiem, o którym mowa w art. 9a ust. 8-8d ustawy – Prawo energetyczne, w odniesieniu do jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, stosuje się do 31 marca 2013 r., a dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek ten stosuje się do 31 marca 2019 r.

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 bezwzględny 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.

⁴⁸⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 15 stycznia 2013 r., w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2012 r. (M. P. z 2013 r. poz. 30).

⁴⁹⁾ O której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych.

⁵⁰⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy – Prawo energetyczne.

⁵¹⁾ W myśl art. 11 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych

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 2013 r. nastąpiły zmiany w ustawie – Prawo energetyczne dotyczące kwestii przyłączenia źródeł do sieci, na skutek wejścia w życie ustawy nowelizującej, czego konsekwencją było wprowadzenie zmian w zakresie szeroko rozumianego przyłączania źródeł m.in. poprzez rozszerzenie elementów przedmiotowo istotnych umowy o przyłączenie (art. 7 ust. 2),

Tabela 29. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2013 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
40	12	5	2	5

Źródło: URE.

zmianie katalogu dokumentów planistycznych wymaganych do wniosku o przyłączenie (art. 7 ust. 8d i 8d¹), informowaniu podmiotu ubiegającego się o przyłączenie o aktualnej i dostępnej mocy przyłączeniowej (art. 7 ust. 8d⁴), powinności określania harmonogramu przyłączania w warunkach przyłączenia (art. 7 ust. 8d⁸).

Tabela 30. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2013 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2012 r.	2013 r.	dynamika*	2012 r.	2013 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	159 853	162 501	101,66	100,00	100,00
1) elektrownie zawodowe, w tym:	146 835	147 435	100,41	91,86	90,73
a) elektrownie ciepłone, w tym:	144 571	144 673	100,07	90,44	89,03
– na węglu kamiennym	84 493	84 566	100,09	52,86	52,04
– na węglu brunatnym	55 593	56 959	102,46	34,78	35,05
– gazowe	4 485	3 149	70,21	2,81	1,94
b) elektrownie wodne	2 265	2 762	121,94	1,42	1,70
2) elektrownie przemysłowe	8 991	9 171	102,00	5,62	5,64
3) elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	4 026	5 895	146,42	2,52	3,63
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 013	157 980	100,62		

* 2013 r./2012 r., gdzie 2012 r. = 100

Źródło: PSE SA.

1.7. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

1.7.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2013 r. kształtowała się na poziomie 162 501 GWh i była o ok. 1,7% wyższa niż w 2012 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 157 980 GWh i było wyższe o ponad 0,6% od zużycia w 2012 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 30.

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 2012 r. Na uwagę zasługuje ok. 2-procentowy spadek mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach ciepłych i ponad 30-procentowy wzrost analogicznych mocy w źródłach odnawialnych. W rezultacie moc zainstalowana i osiągalna elektrowni zawodowych wzrosła w 2013 r. o ok. 1% w stosunku do 2012 r.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 31.

W 2013 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 884 MW i wzrosło o 0,3%,

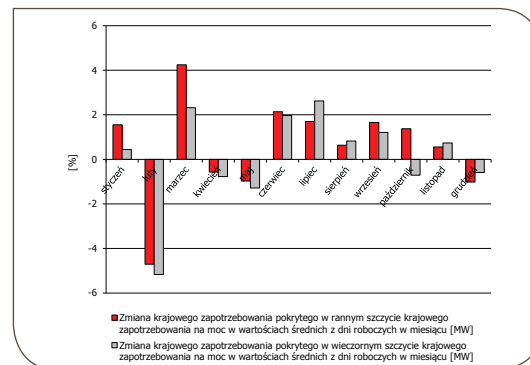
Tabela 31. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2013 r. odniesiono do stanu na 31 grudnia 2012 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2012 r.	2013 r.	dynamika*	2012 r.	2013 r.	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	38 046	38 406	100,95	37 720	38 112	101,04
elektrowni zawodowych, w tym:	35 560	35 845	100,80	35 667	35 975	100,86
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 721	30 120	98,04	30 750	30 235	98,33
– na węglu kamiennym	20 152	19 812	98,31	20 129	19 835	98,54
– na węglu brunatnym	9 635	9 374	97,29	9 704	9 483	97,72
– gazowych	934	934	100,00	917	917	100,00
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 221	100,00	2 311	2 311	100,00
elektrowniach przemysłowych	2 486	2 561	103,02	2 053	2 137	104,09
źródeł odnawialnych	2 617	3 504	133,89	2 606	3 429	131,58
JWCD	25 498	25 052	98,25	25 876	25 492	98,52
nJWCD	12 549	13 354	106,41	11 844	12 620	106,55

* 2013 r./2012 r., gdzie 2012 r. =100

Źródło: PSE SA.

Rysunek 17. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2013 r. w odniesieniu do 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 24 761 MW i zmalało o ponad 4,2% w stosunku do 2012 r. Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 17.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w lutym w szczycie wieczornym i wyniósł -5,2% w odniesieniu do 2012 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w marcu w okresie szczytu rannego i wyniósł 4,2% w odniesieniu do 2012 r.

Na rys. 18 (str. 81) przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2013 r.

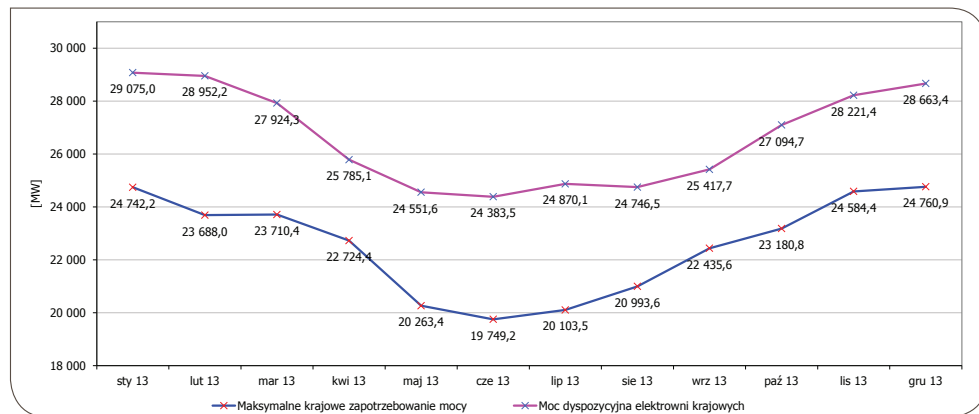
Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2012–2013 zostały przedstawione w tab. 32 (str. 81).

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 37 264 MW w 2012 r. do 37 749 MW w 2013 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej zmalała z 26 712 MW w 2012 r. do 26 628 MW w 2013 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej 71,68% do 70,54% (rys. 19 str. 81).

W 2013 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w lutym i wynosiła 37 477 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 38 102 MW.

W 2013 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym średni tygodniowy stosunek rezerwy (suma rezerwy wirującej JWCD, rezerwy wodnych

Rysunek 18. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Tabela 32. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2013 r.

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2012 r.	2013 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	37 264,00	37 748,70	101,30
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 712,00	26 627,80	99,68
Zapotrzebowanie na moc**	21 814,00	21 884,30	100,32
	25 844,70	24 760,90	
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	2012.02.07 godz. 17:30	2013.12.10 godz. 16:45	95,81
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc***	2 697,00	2 750,50	101,98
	11 840,00	11 242,50	
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	2012.06.17 godz. 2:30	2013.07.07 godz. 5:00	94,95
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	5 999,00	11 135,20	185,62

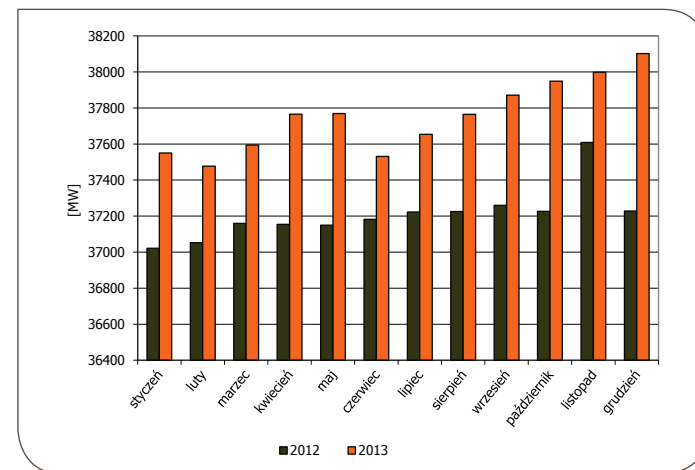
* 2013 r. /2012 r., gdzie 2012 r. =100

** 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 SA.

Rysunek 19. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2012 r. i 2013 r.

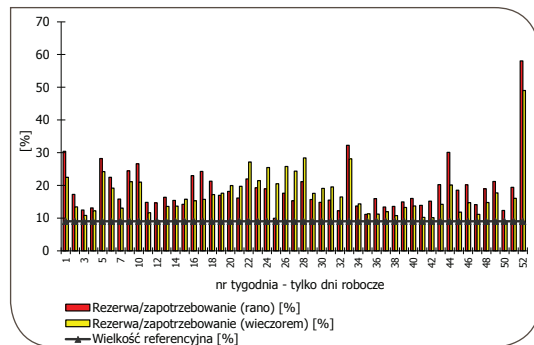


Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD) do zapotrzebowania na moc w poszczególnych tygodniach obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej), co zostało przedstawione na rys. 20 (str. 82).

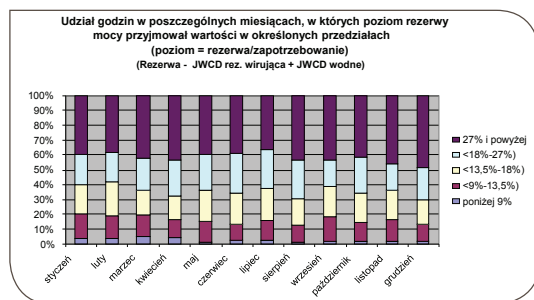
Na rys. 21 i 22 (str. 82) przedstawiono procentowy udział godzin w poszczególnych miesiącach, w których rezerwa mocy odniesiona do wielkości zapotrzebowania osiągała poziomy w określonych przedziałach (m.in. do 9%). Na rys. 21 przedstawione zostały poziomy rezerwy wyliczonej jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy JWCD wodnych, natomiast na rys. 22 – jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych.

Rysunek 20. Rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy wodnych JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD ciepłych) odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2013 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



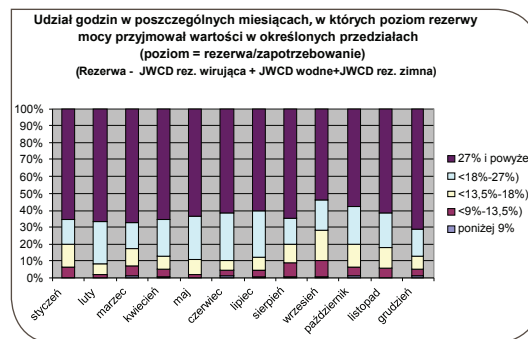
Źródło: URE na podstawie danych PSE SA

Rysunek 21. 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



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Rysunek 22. Procentowy udział godzin poszczególnych miesięcy, 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 SA.

Tabela 33. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy (uwzględniająca rezerwę zimną) w 2013 r. w szczytach porannych i wieczornych (na podstawie raportów dobowych PSE SA ze wszystkich dni roku)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 393	6,5	1 272	5,4
max	14 094	100,1	12 932	81,0

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Maksymalne rezerwy mocy w szczytach wystąpiły w dniu świątecznym: 25 grudnia 2013 r., kiedy zapotrzebowanie na moc nie było wysokie.

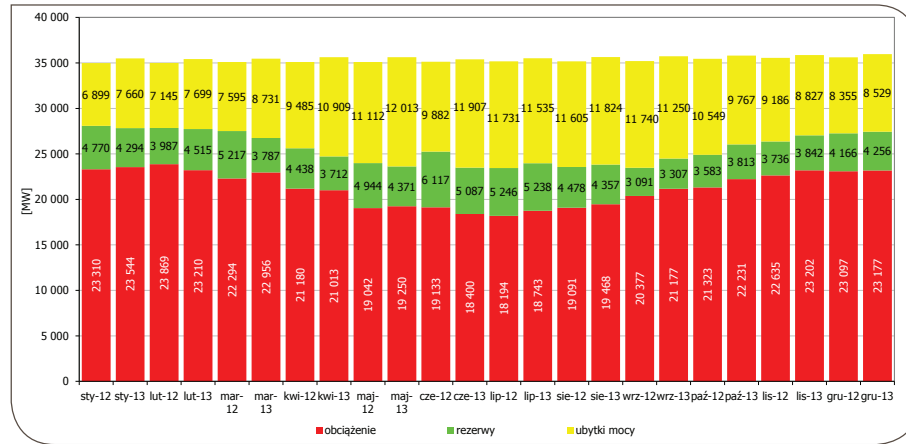
Okresy, w których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wystąpiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były krótkie, a w przypadku uwzględnienia w rezerwie także rezerwy zimnej w JWCD – incydentalne. Należy zauważyć, że w marcu 2013 r., w jednym kwadransie wystąpił najniższy poziom rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w roku, w wysokości poniżej 3%.

Na rys. 23 (str. 83) porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2012 r. i 2013 r. Z przedstawionych danych wynika, że w I półroczu 2013 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia kształtował się nieco niżej w porównaniu z I półroczem 2012 r., natomiast w II półroczu 2013 r. poziom średni był bardzo zbliżony do poziomu II półroczu 2012 r. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 23 można zauważyć, że w pierwszej połowie 2013 r. średnia wartość ubytków była nieznacznie większa w porównaniu z danymi dla analogicznego okresu 2012 r., natomiast w drugiej połowie roku nieco mniejsza.

W ujęciu średniorocznym w 2013 r. w porównaniu z 2012 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

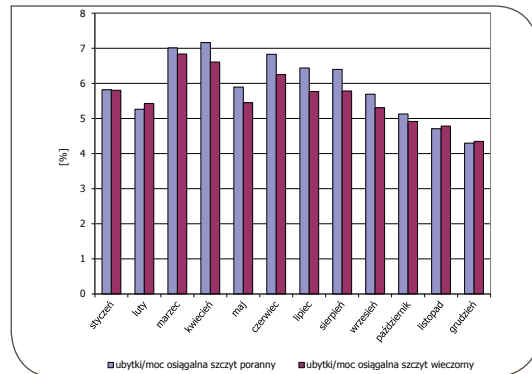
Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica:

Rysunek 23. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2012 r. i w 2013 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Rysunek 24. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2013 r.

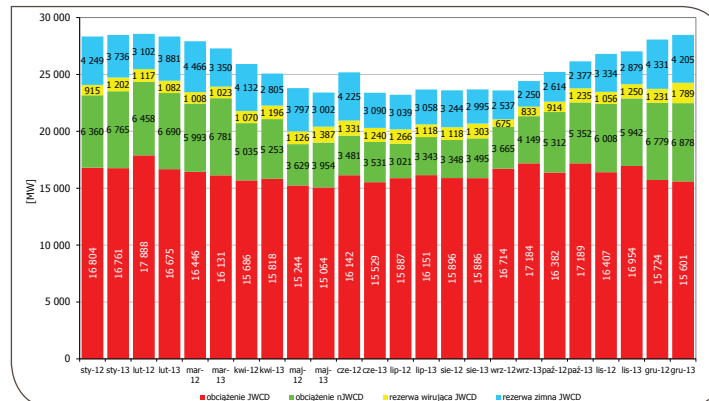


Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

0,7% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły: w szczycie porannym w kwietniu 2013 r. i wyniosły 7,2% oraz w szczycie wieczornym w marcu 2013 r. – 6,8% (rys. 24).

Na rys. 25 przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2012–2013, na podstawie których można stwierdzić, że średnie roczne obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) zmniejszyło się bardzo nieznacznie w porównaniu do 2012 r., z kolei obciążenie nJWCD zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,2%. 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 wzrósł z wartości 6,6% w 2012 r. do 7,6% w 2013 r., natomiast rezerwy zimnej zmalał z wartości 22,2% do 19,4%.

Rysunek 25. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2013 r. w odniesieniu do 2012 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

1.7.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

11 września 2013 r. weszła w życie ustawa nowelizująca, która nadała m.in. nowe brzmienie przepisom art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, określającym tryb oraz kryteria sporządzania, przedkładania oraz uzgadniania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię. Zmiany dotyczą m.in.: wprowadzenia terminu

na przedłożenie Prezesowi URE projektu planu rozwoju do uzgodnienia – do 31 marca, zmiany terminu przedłożenia Prezesowi URE sprawozdania z wykonania planu rozwoju – do 30 kwietnia, wydłużenia okresu obowiązywania projektu planu rozwoju OSP oraz obowiązek jego konsultacji z zainteresowanymi stronami (w terminie 2 lat od wejścia w życie niniejszej ustawy, OSP ma opracować nowy 10-letni plan rozwoju).

Na mocy art. 16 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zobowiązane są do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Plany te stanowią podstawowe źródło wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstw zarówno związanych z rozwojem sieci, jak również z utrzymaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług. Charakteryzują się wieloletnim cyklem inwestowania oraz zaangażowaniem znacznych środków finansowych. Powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstw i ich odbiorców, co ma bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych tarif przedsiębiorstw.

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 2013–2014, przedstawia tab. 34. W tabeli przedstawiono również poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2011–2012.

Tabela 34. Nakłady inwestycyjne największych OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2011 r. [mln zł]	Wykonanie 2012 r. [mln zł]	Plan 2013 r. [mln zł]	Plan 2014 r. [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	5 651*	6 348	6 652	6 463

* Wielkość zaktualizowana.

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W 2013 r. kontynuowano rozpoczęty w poprzednim roku proces uzgadniania aktualizacji planu rozwoju OSP na lata 2010–2025 w zakresie lat 2013–2017. W lutym 2013 r. Prezes URE uzgodnił aktualizację planu rozwoju na wnioskowany przez PSE SA okres, tj. na lata 2013–2017.

W związku z potrzebą uwzględnienia w planie rozwoju nowych zadań wynikających z wydanych warunków przyłączeniowych i podpisanych umów przyłączeniowych, a także koniecznością aktualizacji harmonogramów i zakresów rzeczowych zadań, w październiku 2013 r. OSP przedłożył do uzgodnienia projekt kolejnej aktualizacji planu rozwoju na lata 2010–2025 w zakresie lat 2014–2018. Do końca 2013 r. proces uzgodnieniowy nie został ukończony.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W pierwszej połowie 2013 r. kontynuowano rozpoczęte w poprzednim roku prace nad wytycznymi dla nowej edycji planów rozwoju pięciu największych OSD. W wyniku tych prac, wspólnie z OSD ustalono, że uzgadnianie planów rozwoju, począwszy od 2013 r., będzie odbywać się co trzy lata na okres sześciu lat – uznano, że sześcioletni horyzont jest najkorzystniejszy dla procesu planowania i realizacji inwestycji. W ramach serii spotkań, organizowanych przy udziale przedstawicieli OSD, zmodyfikowano tabele do planów rozwoju oraz doprecyzowano instrukcję ich wypełniania. Modyfikacja tabel wynikała z postulatów zgłoszonych przez

OSD i dotyczyła głównie ograniczenia ilości przekazywanych danych. Miała na celu poprawę jakości danych przedstawianych w planach rozwoju, a także poprawę jakości planowania OSD. W drugiej połowie 2013 r. pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD): ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator SA, TAURON Dystrybucja SA, PGE Dystrybucja SA i RWE Stoen Operator Sp. z o.o. dokonało oceny realizacji planów rozwoju uzgodnionych na lata 2011–2015 i opracowało nową edycję planów rozwoju na lata 2014–2019, gdzie lata 2014–2015 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów.

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.). Do końca 2013 r. proces uzgodnieniowy nie został ukończony.

Energetyka przemysłowa

W 2013 r. zostało przekazanych do Prezesa URE osiem projektów planów rozwoju oraz dwa 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 2013 r. uzgodnił trzynaście projektów planów rozwoju oraz dwa projekty aktualizacji planów rozwoju, z czego siedem planów rozwoju oraz

dwie aktualizacje planów rozwoju zostało przekazanych Prezesowi URE w 2012 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 powołanej 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 uwzględni 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 2013 r. do Prezesa URE wpłynął 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 sprawie przedłożonego wniosku nie zostało zakończone w 2013 r. i jest kontynuowane w 2014 r.

1.7.4. Uzgadnianie planu wprowadzenia 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 elektrycznej⁵²⁾,

⁵²⁾ 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 społecznych,
- 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.

- 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 ww. ustawy). W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z art. 11 ust. 7 tej ustawy, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

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 ciepła⁵³⁾, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi to 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.

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

uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (§ 8 ust. 3 pkt 2 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 podmiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 usta-

⁵³⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924, zwane dalej „rozporządzeniem”.

wy – Prawo energetyczne jest operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE SA.

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2013 r. do 31 sierpnia 2014 r., opracowanego przez OSP wpłynął do Prezesa URE 27 maja 2013 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 16 lipca 2013 r. decyzję, w której stwierdził, że przedstawiona mu aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2013 r. do 31 sierpnia 2014 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia i uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

Równocześnie przed Prezesem URE toczyło się postępowanie administracyjne w sprawie zmiany aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r., wszczęte na wniosek OSP, który wpłynął do Prezesa URE 31 maja 2013 r. Konieczność zmiany powyższej aktualizacji planu wprowadzania ograni-

czeń wynikała ze zmiany wielkości mocy umownej jednego z odbiorców. Prezes URE 2 lipca 2013 r. wydał w trybie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego decyzję zmieniającą decyzję z 31 lipca 2012 r., o zatwierdzeniu aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r.

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 2013 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 2013 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 energetycznych⁵⁴⁾.

⁵⁴⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem”.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2013 r. podejmował stosowne działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym. Działania te polegały na przeprowadzeniu badań problemowych oraz kontroli.

Badania problemowe polegały na badaniu zagadnienia stanu utrzymywanych zapasów paliw na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych 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 sześciokrotnie w ciągu 2013 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w odpowiedniej ilości odnośnie ponad 500 źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdują się źródła wytwarzania energii elektrycznej, w których przeprowadzono badanie w ciągu 2013 r. kilkakrotnie w związku z podejmowaniem przez Prezesa URE działań kontrolno-monitorujących wobec wytwórców systemowych posiadających Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane, jako jednostki wytwórcze o szczególnym znaczeniu dla KSE.

Działania Prezesa URE polegały na kontroli prawidłowości realizacji przez zobowiązane podmioty

obowiązku utrzymywania zapasów paliw, badaniu zasadności wpływających do urzędu informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie utrzymywania zapasów paliw, podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości (w szczególności ujawnionych w wyniku przeprowadzenia badań problemowych), a także na działaniach kontrolno-wyjaśniających w zakresie zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne obniżenia ilości zapasów paliw poniżej poziomu określonego w ww. rozporządzeniu.

Na podstawie art. 80a ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, który stanowi, że kontrola lub poszczególne czynności kontrolne, za zgodą kontrolowanego, mogą być przeprowadzane również w siedzibie organu kontroli, jeżeli może to usprawnić prowadzenie kontroli, w związku z art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, który upoważnia Prezesa URE do analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów, w 2013 r. prowadzono osiem kontroli dotyczących realizacji przez obowiązane podmioty obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Kontrole te wykazały wystąpienie nieprawidłowości w przypadku sześciu skontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych. Odnośnie powyższych przedsiębiorstw energetycznych wszczęto w 2013 r. jedno postępowanie o nałożenie kary pieniężnej (i zakończone), a pięć kolejnych postępowań zostanie wszczętych w 2014 r. W 2013 r. zostały zakończone cztery postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne wszczęte przed 2013 r.

Ponadto, w 2013 r. przez Prezesa URE zostały przeprowadzone dwie kontrole stanu zapasów paliw w siedzibie przedsiębiorstw energetycznych i w miejscu gromadzenia i 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 błędne przyjmowanie, że zapasy paliw mogą być gromadzone na składowisku centralnym, a nie zgodnie z rozporządzeniem w sąsiedztwie miejsca wytwarzania energii.

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, nieprzewidywanych, 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.

W odniesieniu do realizacji ww. obowiązku podkreślić należy, że informacja o obniżeniu zapasów paliw powinna być przekazana w formie pisemnej do Prezesa URE najpóźniej trzeciego dnia od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw. Uwzględnić przy tym należy, 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 bezwzględnego 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 2013 r. nastąpiło zmniejszenie liczby wniosków w wyżej opisanych sytuacjach. 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.

1.7.6. 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.:

- pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju tych 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 2012 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 38 GW, przy czym w 2013 r. nastąpił jej wzrost o ok. 1%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2013 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Nieznacznie – ok. 0,3% obniżyła się moc dyspozycyjna elektrowni krajowych (wyliczona na podstawie szczytów wieczornych z dni roboczych), niemniej należy mieć na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2013 r. było nieco niższe niż w 2012 r. (o ok. 4,2%), co wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. 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. Także operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres 10 lat, aktualizowany w cyklach trzyletnich. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

Istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być dodatkowe działania związane m.in. z wprowadzeniem modyfikacji zasad wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy w celu stworzenia mechanizmu wspie-

rającego utrzymywanie w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy – odpowiednie rozwiązania zawarto w karcie aktualizacji IREiSP, która została opracowana przez PSE SA i zatwierdzona przez Prezesa URE pod koniec 2013 r.

Należy w tym miejscu nadmienić, że pomimo podejmowanych działań, Prezes URE zwraca uwagę na możliwy w najbliższych latach niedobór dostępnych rezerw mocy w systemie. Jego przyczyną mogą być opóźnienia w realizacji planów inwestycyjnych budowy nowych jednostek wytwórczych i przewidywane odstawienia mocno wyeksploatowanych starych bloków. Jednocześnie kolejna bardziej szczegółowa ocena w tym zakresie zostanie dokonana po analizie zaktualizowanych planów inwestycyjnych wytwórców, które zostaną przekazane Prezesowi URE do 30 kwietnia 2014 r.



2. Gazownictwo

2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja

2.1.1. Rynek hurtowy

Hurtowy rynek gazu ziemnego jest nadal rozwinięty w stopniu niesatysfakcjonującym. Ze względu na pionowo skoncentrowaną strukturę sektora, obrót hurtowy na krajowym rynku (sprzedaż

gazu realizowana w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu oraz sprzedaż poprzez giełdę gazu) stanowi zaledwie 2,9% zużycia krajowego.

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Dostawy gazu z zagranicy, w ilości 124,9 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 46,2 TWh, co stanowiło blisko 24% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2013 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 w 1996 r. pomiędzy PGNiG SA a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 97,7 TWh gazu ziemnego, co stanowiło ok. 78,2% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Import ten uzupełniany był dostawami wewnątrzspółnotowymi. Wielkość sumaryczna dostaw wewnątrzspółnotowych, realizowanych w ramach umów wyniosła 27,2 TWh, co stanowiło 21,8% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Szczegółowe informacje o strukturze dostaw gazu w 2013 r. przedstawiono w tab. 35 (str. 91).

W 2013 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło znacznie więcej gazu, tj. 524,8 TWh. Większość z tego gazu została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym (tab. 36 str. 91).

Tabela 35. Struktura dostaw gazu w 2013 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
Import, z tego:	124,9
- Kontrakt „jamalski”	97,7
- Nabycie wewnątrzspółnotowe	27,2
Wydobycie	46,2
Magazyny gazu (zmiana stanu zapasów)*	-3,7*
Zakup ze źródeł krajowych (razem z obrotem wielokrotnym)	25,9

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

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

Tabela 36. Bilans przepływów handlowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2013 r. [TWh]

Wejście do systemu razem	524,8
z tego: kopalnie i odazotownie	38,6
magazyny	12,7
dostawy spoza UE	433,2
dostawy z UE	39,9
inne (wejścia z dystrybucji)	0,3
Wyjście z systemu razem	524,8
z tego: mieszalnie i odazotownie	4,5
magazyny	16,4
do sieci dystrybucyjnej	103,5
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	53,4
dostawy do UE	331,3
dostawy poza UE	10,3
potrzeby własne operatora	5,3

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

Rynek pozagiełdowy

Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, była zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA. Na koniec grudnia 2013 r. 120 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 36 przedsiębiorstw energetycznych aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Znacząca część obrotu hurtowego odbywa się nadal w fizycznych punktach sieci i dotyczy dostaw do spółek, które posiadają własne sieci dystrybucyjne.

Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza PGNiG SA pozyskały 8,3 TWh gazu ziemnego, z czego 56,3% stanowiły zakupy od PGNiG SA. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu uwzględnia też pozyskanie na potrzeby własne.

Tabela 37. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2013 r. [TWh] w ramach kontraktów OTC

	Łącznie	PGNiG SA	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu	175,5	167,2	8,3
Hurtowa sprzedaż gazu	4,0	3,7	0,3

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

Giełda gazu ziemnego

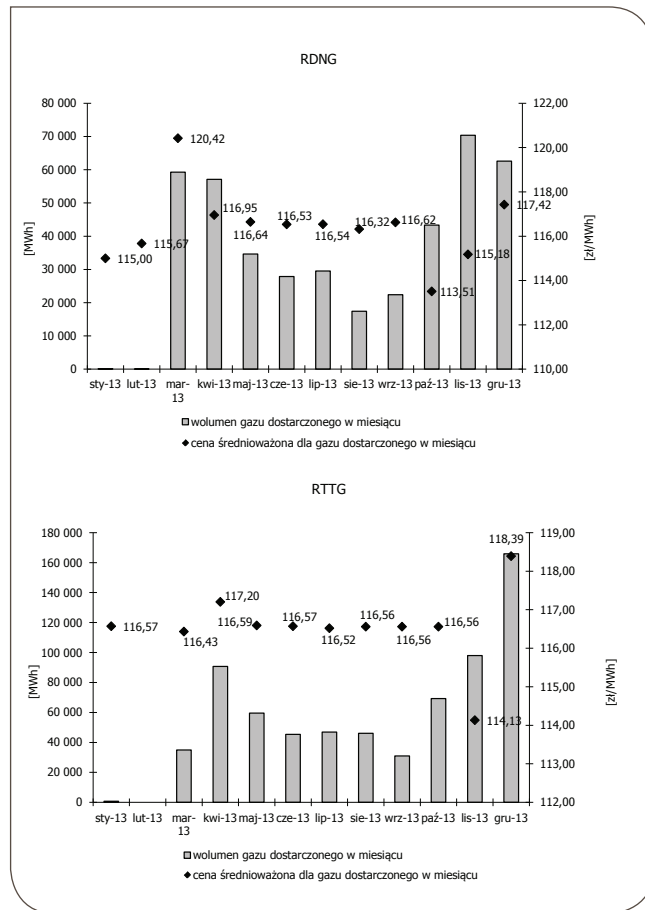
20 grudnia 2012 r. uruchomiono rynek terminowy towarowy gazu (RTTg). Poniżej przedstawiona jest charakterystyka tego rynku:

- przedmiotem obrotu jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (miesięczny, kwartalny i roczny),
- notowaniu podlegają instrumenty w seriach: M+3, Q+4, Y+2,
- 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,
- transakcje zawarte na giełdzie gazu podlegają realizacji przez OGP Gaz-System SA.

Pod koniec 2012 r. uruchomiono rynek dnia następnego gazu (RDNg). Poniżej przedstawiona jest charakterystyka tego rynku:

- przedmiotem obrotu jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*,
 - jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy,
 - obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy,
 - obrót na RDNg prowadzony jest w systemie notowań ciągłych,
 - informacje o zawartych transakcjach (nominałe) przekazywane są do OGP Gaz-System SA.
- Rys. 26 (str. 92) prezentuje wyniki obrotu gazem ziemnym w 2013 r.

Rysunek 26. 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 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

W miesiącach styczeń – grudzień 2013 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE SA dostarczone 1 113 042 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 116,73 zł/MWh. W tym okresie kontrakty zawarte zostały na wolumen 424 700 MWh na rynku spot i 1 959 790 MWh na rynku terminowym. Wyniki notowań poszczególnych kontraktów są na bieżąco podawane na stronie www.wyniki.tge.pl/pl.

Rozwój giełdowego rynku gazu m.in. jest 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 (zwany dalej „obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego”). W 2013 r. obowiązek ten wynosił 30% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym. Wolumen gazu objętego ww. obowiązkiem ulega w kolejnych latach zwiększeniu od 1 stycznia 2014 r. do 40%, a od 1 stycznia 2015 r. do 55%.

Należy podkreślić, że wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu

ma umożliwić utworzenie hurtowego rynku gazu ziemnego, charakteryzującego się wysoką transparentnością transakcji. Dzięki temu podmioty zajmujące się obrotem paliwami gazowymi zyskują możliwość dostępu do paliwa gazowego oferowanego na krajowym rynku w sposób transparentny w oparciu o ceny kształtujące się poprzez mechanizmy rynkowe.

2.1.2. Rynek detaliczny

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku paliw gazowych, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG SA, nadal wpływa na strukturę rynku detalicznego, a także tempo przemian w nim zachodzących. W 2013 r. około 94,42% sprzedaży gazu ziemnego realizowane było przez PGNiG SA, natomiast pozostałe 5,58% przez kilkadziesiąt innych przedsiębiorstw obrotu działających na rynku. Rok wcześniej, w 2012 r., udział PGNiG SA w sprzedaży gazu wyniósł 95,22% a pozostałych spółek obrotu 4,78%, co świadczy o powolnych zmianach dokonujących się na detalicznym rynku gazu.

Dokonując całościowej analizy rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego GK PGNiG SA w 2013 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, zużywające zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany. Ich udział stanowił 99,8% ogółu liczby odbiorców dla gazu wysokometanowego

Tabela 38. Wielkość i struktura sprzedaży gazu GK PGNiG SA odbiorcom końcowym w 2013 r.Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego (E) i zaazotowanego (L) dostarczanego siecią gazową [mln m³]

Wyszczególnienie	Ilość* [mln m ³]		Liczba odbiorców [liczba układów pomiarowych]	
	E	L	E	L
RAZEM	13 346,67	1 107,73	6 426 845	335 024
1. OSP	304,14	1,08	34	2
2. OSD**	42,88	5,56	7	21
3. Eksport	83,97	0,00	3	0
4. Odbiorcy końcowi – przemysł, z tego:	7 845,20	838,82	41 682	3 307
mali odbiorcy (o zużyciu do 2,5 mln m ³ /rok)	998,92	59,04	41 061	3 262
średni odbiorcy (o zużyciu od 2,5 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	2 059,51	120,33	594	37
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	4 786,77	659,45	27	8
5. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego:	1 338,88	74,54	153 204	11 335
mali odbiorcy (o zużyciu do 2,5 mln m ³ /rok)	1 229,40	72,07	153 165	11 332
średni odbiorcy (o zużyciu od 2,5 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	109,48	2,47	39	3
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,00	0,00	0	0
6. Odbiorcy końcowi – gospodarstwa domowe	3 731,60	187,73	6 231 915	320 359

* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

** Sprzedaż wyłącznie na potrzeby prowadzenia działalności dystrybucyjnej.

Źródło: Dane PGNiG SA.

i 95,6% dla gazu zaazotowanego, natomiast ich udział w wolumenie sprzedaży wyniósł odpowiednio: 27,3% dla gazu wysokometanowego i 15,9% dla gazu zaazotowanego. Największy udział – 35,86% w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy końcowi o wolumenie zużycia powyżej 25 mln m³. PGNiG SA oprócz zaopatrywania w gaz odbiorców końcowych sprzedaje również paliwo na potrzeby operatorów systemów gazowych.

Wielkość i strukturę sprzedaży gazu GK PGNiG SA do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 38.

Sprzedaż gazu GK PGNiG SA odbywała się zarówno w reżimie taryfowym, jak i pozataryfowym. Wolumen sprzedaży gazu, który był objęty obowiązkiem zatwierdzenia przez Prezesa URE wyniósł ponad 13,5 mln m³, natomiast jedynie ok. 1 mln m³ wolumenu gazu została sprzedana w transakcjach wolnorynkowych.

Największymi podmiotami pod względem wolumenu sprzedaży gazu, spoza GK PGNiG SA, prowadzącymi działalność na rynku detalicznym są:

Egesa Grupa Energetyczna SA	(1,17%),
HANDEN Sp. z o.o.	(0,69%),
Duon Dystrybucja SA	(0,54%),
G.EN. Gaz Energia SA	(0,46%),
Enesta Sp. z o.o.	(0,45%),
EWE energia Sp. z o.o.	(0,43%),
Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.	(0,32%),
Anwil SA	(0,28%),
Sime Polska Sp. z o.o.	(0,17%),
ArcelorMittal Poland SA	(0,17%),
Fenice Sp. z o.o.	(0,15%),
KGHM Polska Miedź SA	(0,12%),
Elsen SA	(0,08%),
Huta Pokój SA	(0,08%),
Energia Obrót SA	(0,01%).

Przedsiębiorstwa te prowadziły działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego z nabycia wewnątrzspółnotowego lub nabywanego w kraju, głównie od PGNiG SA.

Wymienione wyżej spółki obrotu sprzedały w 2013 r. łącznie do odbiorców końcowych 721 mln m³ wolumenu gazu, przy czym największy wolumen gazu został sprzedany do odbiorców o zużyciu od 2,5 do 25 mln m³.

Wielkość i strukturę sprzedaży gazu pozostałych spółek obrotu do odbiorców końcowych przedstawia tab. 39 (str. 94).

Jak wskazują dane z tab. 39, rynek detaliczny gazu podlega powolnym zmianom. W 2013 r. dziewiętnaście największych spółek obrotu, niezależnych od PGNiG SA, sprzedało łącznie ok. 721 mln m³ gazu obsługując 41 734 odbiorców.

Tabela 39. Struktura sprzedaży gazu dostarczanego siecią gazową

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]	Liczba odbiorców
RAZEM	709,27	44 920
1. Odbiorcy końcowi – przemysł	604,23	906
2. Odbiorcy końcowi – handel i usługi	50,05	2 280
3. Odbiorcy końcowi – gospodarstwa domowe	54,99	41 734

Źródło: URE.

Spółki obrotu zakupywały gaz w większości od PGNiG SA, jak również nabywały go u dostawców zagranicznych.

Poza dostarczaniem siecią gazem wysokometanowym i zaazotowanym PGNiG SA oraz spółki obrotu sprzedawały gaz w postaci skroplonej, tzw. gaz LNG. Łączny wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2013 r. wyniósł ok. 31 271 ton.

W 2013 r. w dalszym ciągu utrzymywana była regulacja cen gazu wysokometanowego i zaazotowanego dostarczanego siecią gazową na rynek detaliczny, natomiast ceny gazu LNG i CNG zostały zwolnione z taryfowania na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne.

2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.2.1. Koncesje

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

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:
 - 1) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro;
 - 2) 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 SA, oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt

Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych;

- 3) obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt 2, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA, lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające 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 2⁵⁵⁾.

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

⁵⁵⁾ Brzmienie przepisu nadane ustawą nowelizującą. Zmiana przepisu weszła w życie 11 września 2013 r.

(art. 35 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

W myśl zaś art. 32 ust. 2 koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, 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 wymienionej w pkt 2.

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 Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z ustawą o zapasach, lub zawierać informację o wydaniu przez ministra właściwego do spraw gospodar-

ki decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy wraz z dołączoną kopią tej decyzji.

Z kolei w świetle ust. 1b ww. artykułu wnioskodawca, który rozpoczyna prowadzenie działalności gospodarczej wyłącznie w zakresie wywozu gazu ziemnego, jest zwolniony z obowiązku dołączenia do wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą informacji o wydaniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a ustawy 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 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 właściwego do spraw gospodarki o wydanie decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy (art. 43 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne).

Udzielanie koncesji/promes koncesji

Na koniec grudnia 2013 r. przedsiębiorcy posiadali 218 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania⁵⁶⁾,

⁵⁶⁾ Koncesje na wytwarzanie paliw gazowych były udzielane przez Prezesa URE do 2 maja 2005 r.

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 2013 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych⁵⁷⁾.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2013 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają tab. 40 i 41 (str. 96).

W związku z rozpoczętą jeszcze w 2011 r. liberalizacją rynku gazu, a w szczególności z uruchomieniem w 2012 r. giełdy gazu, odnotowano znaczący wzrost liczby podmiotów zainteresowanych obrotem gazem ziemnym na polskim rynku, który obrazuje stale rosnąca liczba składanych wniosków, a następnie udzielonych koncesji i promes koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Jednocześnie w 2013 r. utrzymywała się tendencja wzrostowa liczby wniosków składanych do Prezesa URE oraz udzielonych koncesji w zakresie wykonywania działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami gazowymi (OPG).

Jak wskazano powyżej, art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne warunkuje udzielenie koncesji OGZ od posiadania przez wnioskodawcę

⁵⁷⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

Tabela 40. Liczba koncesji udzielonych w 2013 r. i koncesji ważnych na koniec 2013 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu DRG w 2013 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2013 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	0	1
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	1	53
Obrót	34*	120**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	18***	40****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	0	3
Razem	53	218

* W tym 10 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

** W tym 16 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

*** W tym 6 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

**** W tym 8 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

Tabela 41. Liczba udzielonych promes koncesji w 2013 r. w zakresie działania departamentu DRG

Paliwa gazowe	2013 r.
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	23
Razem	23

Źródło: URE.

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.

Zaznaczyć należy, że wszystkie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielone w 2013 r. przez Prezesa URE zostały wydane w oparciu o zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego udzielone przez Ministra Gospodarki na podstawie art. 24 ust. 5-5a ustawy o zapasach.

Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentrował się głównie na działalności związanej z obrotem zarówno gazem ziemnym sieciowym, jak i LNG. W stosunku do lat poprzednich zauważalny jest jednak wzrost zainteresowania obrotem skroplonym gazem ziemnym. W tym zakresie można przytoczyć przykład udzielenia koncesji na obrót paliwami gazowymi, na podstawie której sprzedaż LNG następuje przy użyciu mobilnej cysterny kriogenicznej. Ponadto odnotowano

przypadek udzielenia koncesji na wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu paliwami gazowymi polegającej na obrocie sprężonym gazem ziemnym (CNG) z wykorzystaniem stacji tankowania CNG.

Istotne znaczenie dla funkcjonowania rynku gazu miała konsolidacja segmentu dystrybucji paliw gazowych w ramach GK PGNiG SA. 1 lipca 2013 r. doszło do przejścia sześciu spółek dystrybucyjnych (Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze, Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku oraz Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu) przez spółkę PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Połączenie spółek nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, tj. przez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą w zamian za akcje spółki przejmującej (łączenie przez przejęcie). W myśl art. 494 § 2 Ksh, na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki. Przy czym stosownie do art. 618 ww. ustawy, przepisy art. 494 § 2 Ksh stosuje się do koncesji, zezwoleń i ulg przyznanych po dniu wejścia w życie ustawy, tj. po 1 stycznia 2001 r., chyba że przepisy dotychczasowe przewi-

dywały przejście takich uprawnień na spółkę przejmującą lub na spółkę nowo zawiązaną. W związku z brzmieniem ww. przepisów z dniem połączenia koncesje na dystrybucję paliw gazowych udzielone ww. spółkom dystrybucyjnym przeszły z mocy prawa na spółkę przejmującą. Mając powyższe na uwadze, koniecznym stało się doprecyzowanie i dostosowanie zapisów decyzji koncesyjnej do stanu prawnego i faktycznego, który zaistniał w momencie połączenia spółek. Przedmiotowa zmiana wymagała m.in. określenia obszaru, na którym spółka PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (we wrześniu 2013 r. podmiot zmienił nazwę na PSG Sp. z o.o.) wykonuje koncesjonowaną działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem obszarów, na których przedmiotową działalność wykonywały spółki przejmowane. W wyniku połączenia ww. przedsiębiorstwo energetyczne wykonuje działalność gospodarczą z zakresu dystrybucji paliw gazowych na terytorium całej Rzeczypospolitej Polskiej. Według wnioskodawcy celem, który przyświecał przeprowadzeniu procesu konsolidacji segmentu dystrybucji paliw gazowych było zagwarantowanie stabilności i efektywnego ekonomicznie funkcjonowania tego segmentu na obszarach objętych działalnością łączących się spółek dystrybucyjnych.

W kwietniu 2013 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 2014 r. (pierwotnie udzielonej do 1 lipca 2013 r.) posiadanej przez spółkę Polskie LNG SA z siedzibą w Świnoujściu.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2013 r. wydano 34 decyzje zmieniające koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności w związku z przejściem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej oraz w związku z planowaną realizacją inwestycji na nowych obszarach,
- ograniczenia zakresu udzielonych koncesji w związku z zaprzestaniem wykonywania działalności na danym obszarze spowodowanym wyzyciem się składników majątku na rzecz innego podmiotu bądź dokonaniem rozbiórki infrastruktury wykorzystywanej do wykonywania działalności koncesjonowanej,
- doprecyzowania i dostosowania zapisów decyzji koncesyjnych do stanu prawnego i faktycznego, który zaistniał w wyniku procesów łączenia czy przekształcania spółek prawa handlowego,
- przedłużenia terminu obowiązywania,
- zmiany nazwy lub siedziby koncesjonariusza.

Cofnięcia, uchYLENIA, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2013 r. Prezes URE cofnął dwie koncesje w zakresie paliw gazowych w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej objętej udzieloną koncesją. Ponadto

uchylono jedną decyzję koncesyjną z powodu niepodjęcia działalności objętej udzieloną koncesją. W ośmiu przypadkach stwierdzono wygaśnięcie decyzji koncesyjnych w związku z ich bezprzedmiotowością spowodowaną przejściem koncesji przysługujących koncesjonariuszom działającym w formie spółek kapitałowych na spółkę przejmującą w związku z połączeniem spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji/promes koncesji

W 2013 r. Prezes URE w trzech przypadkach odmówił udzielenia koncesji na obrót paliwami gazowymi. W dwóch sytuacjach 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. 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 energetyczne⁵⁸⁾.

Ponadto w dwóch przypadkach Prezes URE odmówił udzielenia promesy koncesji na obrót ga-

⁵⁸⁾ W myśl art. 38 ustawy – Prawo energetyczne udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnio-skodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

zem ziemnym z zagranicą z uwagi na niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. niedysponowanie środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udokumentowanie możliwości ich pozyskania.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia

W 2013 r. Prezes URE umorzył łącznie dwanaście postępowań, w tym dwa wszczęte z urzędu w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi z uwagi na ich bezprzedmiotowość oraz dziesięć postępowań wszczętych na wniosek w sprawie udzielenia oraz zmiany koncesji bądź promesy koncesji. W trzech przypadkach umorzono zawieszono postępowanie jako bezprzedmiotowe, ponieważ wnioskodawca nie zwrócił się w okresie 3 lat od zawieszenia postępowania o jego podjęcie, zaś w siedmiu przypadkach umorzenie nastąpiło na wniosek strony.

W dziewięciu przypadkach w związku z nieuzupełnieniem w wyznaczonym terminie brakującej dokumentacji pozostawiono wnioski przedsiębiorców bez rozpatrzenia. Postępowania te dotyczyły udzielenia koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz obrót gazem ziemnym z zagranicą, zmiany koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz udzielenia promesy na obrót gazem ziemnym z zagranicą⁵⁹⁾.

⁵⁹⁾ Zgodnie z art. 50 pkt 1 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2013 r. poz. 672, z późn. zm.)

2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

25 lipca 2013 r. weszło w życie długo oczekiwane rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, zwane dalej „nowym rozporządzeniem taryfowym”. Rozporządzenie to dostosowało prawo krajowe w zakresie kształtowania i kalkulacji taryf do postanowień rozporządzenia 715/2009.

W stosunku do przepisów określających zasady kształtowania taryf i prowadzenia rozliczeń z odbiorcami paliw gazowych, obowiązujących przed 25 lipca 2013 r.⁶⁰⁾, nowe rozporządzenie taryfowe wprowadziło zasadnicze zmiany m.in. w zakresie sposobu ustalania stawek opłat przez przedsiębiorstwa świadczące usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych (wcześniej grupowe lub dystansowe, obecnie stawki typu *entry-exit*); rodzaju usług oferowanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem gazu (ciągłe, przerywane, krótko- i długoterminowe, usługa przesyłania zwrotnego); produktów oferowanych przez przedsiębiorstwo świadczące usługi w zakresie magazynowania (usługa pakie-

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.

⁶⁰⁾ Do 24 lipca 2013 r. było to rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165).

towa, usługi rozdzielone). Ponadto nowe przepisy regulują sposób ustalania wysokości opłat w przypadku oferowania przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych przepustowości na połączeniach międzysystemowych w trybie aukcji. Wprowadzają także zmianę w odniesieniu do sposobu ustalania stawek opłat za przyłączenie odbiorców do sieci gazowej, polegającą na włączeniu do standardowych elementów przyłącza szafki przeznaczonej na kurek główny lub urządzenie pomiarowe a ponadto konstytuując rozszerzony katalog sytuacji, w których przedsiębiorstwo jest obowiązane do udzielenia odbiorcom bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych ich obsługi.

Większość z ww. zmian w przepisach nie miała istotnego wpływu na kształt taryf zatwierdzonych w 2013 r. z tego względu, że wynikają one wprost z rozporządzenia 715/2009, które – na mocy art. 288 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej⁶¹⁾ – zostało zastosowane w procesie taryfowania przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych już w 2012 r.

Oprócz zmian wyżej wymienionych, z nowego rozporządzenia taryfowego wynikają również istotne zmiany w zakresie sposobu alokacji kategorii kosztów stanowiących podstawę kalkulacji poszczególnych stawek opłat i cen ustalanych przez przedsiębiorstwa gazownicze. Koszty wykupu przepustowości w sieci OSP, dotychczas uwzględniane w stawkach sieciowych (za transport),

⁶¹⁾ Dz. Urz. UE C 115/47.

ustalanych przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem paliwami gazowymi i świadczące usługę kompleksową, w myśl zmienionych przepisów stanowią podstawę kalkulacji ceny paliwa gazowego. Podobnie koszty magazynowania gazu (związane z roczną nierównomiernością poboru), dotychczas obciążające zmienne stawki sieciowe, zostały włączone do podstawy kalkulacji cen.

Ponadto zmiana dotyczy struktury cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa zajmującego się obrotem paliwami gazowymi i świadczącego usługę kompleksową. Dotychczas przedsiębiorstwo to ustalało w taryfie cztery składowe opłaty: cenę paliwa gazowego, stawkę opłaty abonamentowej oraz zmienną i stałą stawkę opłaty sieciowej. Zgodnie z nowym rozporządzeniem taryfa przedsiębiorstwa obrotu zawiera ceny paliwa i stawki opłat abonamentowych oraz wskazuje na taryfę przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, mającą zastosowanie do ustalenia opłat za dostarczenie (transport) gazu do odbiorcy. Stawki opłat za transport gazu, ustalone przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, pokrywają wszystkie koszty związane z dostarczeniem gazu do odbiorcy, np. stawki opłat dystrybucyjnych pokrywają koszty transportu gazu również gazociągami przesyłowymi należącymi do Operatora Systemu Przesyłowego. Taki system zapewnia niezmienną wysokość opłat za transport gazu do odbiorcy niezależnie od tego, od jakiego sprzedawcy dokonywany będzie jego zakup, co powinno stanowić ułatwienie w procesie zmiany sprzedawcy. System ten został wpro-

wadzony już w 2012 r. – na mocy rozporządzenia 715/2009 – teraz doczekał się szczegółowych regulacji na gruncie prawa krajowego.

Nowe rozporządzenie taryfowe wprowadziło ponadto obowiązek stosowania w rozliczeniach za paliwo gazowe jednostek energii zamiast stosowanych obecnie jednostek objętości. Ze względu na zawarte w rozporządzeniu *vacatio legis* obowiązek ten zaistnieje od 1 sierpnia 2014 r., i nie miał zasadniczego wpływu na taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE w 2013 r.

W 2013 r. zmianie uległy również przepisy dotyczące podatku akcyzowego, których konsekwencją były zmiany taryf dla paliw gazowych. 31 października 2013 r. przestało obowiązywać generalne zwolnienie od akcyzy dotyczące czynności podlegających opodatkowaniu, których przedmiotem jest gaz ziemny, gaz propan-butan oraz pozostałe paliwa gazowe przeznaczone do celów opałowych, a także przestała obowiązywać zerowa stawka akcyzy dla gazu ziemnego oraz gazu propan-butan przeznaczonych do napędu silników spalinyowych⁶²). Wprawdzie 22 października 2013 r. została ogłoszona w Dzienniku Ustaw ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym, wprowadzająca zerową stawkę akcyzy na gaz ziemny przeznaczony dla celów opałowych, to jednak biorąc pod uwagę wynikający z przepisów ustawy – Prawo energetyczne, minimalny czas niezbędny do wprowadzenia w życie taryfy/zmiany, który od dnia pu-

⁶²) Powyższe wynikało z art. 163 ust. 2 i 3 oraz art. 164 ust. 1 ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2011 r. Nr 108, poz. 626, z późn. zm.).

blikacji wynosi 14 dni, konieczne było zatwierdzenie w 2013 r. dwóch korekt obowiązujących taryf, wynikających ze zmian w przepisach o akcyzie.

Taryfy 2013

Prezes URE realizował obowiązki w zakresie dotyczącym taryfowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych⁶³).

W 2013 r. w departamencie DRG, w którym prowadzone były postępowania o zatwierdzenie taryf przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem, magazynowaniem, dystrybucją (o ile ustalone przez nie plany rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE), skraplaniem gazu ziemnego i regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz obrotem paliwami gazowymi (w tym świadczących usługę kompleksową) prowadzone były 84 postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa gazownicze lub zmiany taryf, lub zmiany terminu ich obowiązywania. Spośród prowadzonych postępowań 66 zostało zakończonych.

Spośród wszczętych i prowadzonych w 2013 r. postępowań taryfowych, 20 dotyczyło zatwierdzenia taryfy, 30 – zmiany obowiązującej taryfy, 9 – zmiany taryfy i okresu jej obowiązywania, 5 – przedłużenia terminu obowiązywania taryfy.

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

Jedno postępowanie zakończyło się odmową zatwierdzenia zmiany taryfy, a w jednym przypadku postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy zostało umorzone.

Z punktu widzenia odbiorców kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG SA, gdyż przedsiębiorstwo to w dalszym ciągu dostarcza paliwa gazowe do ponad 95% odbiorców w Polsce na podstawie umów kompleksowych. W 2013 r. prowadzone były cztery postępowania dotyczące taryfy PGNiG SA. Trzy z nich dotyczyły zmiany taryfy, w tym dwa uwzględnienia w cenach gazu podatku akcyzowego, a jedno zmian w treści taryfy odnoszących się do zasad kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych.

Ze względu na skutki dla odbiorców istotne było czwarte postępowanie zakończone wydaniem 17 grudnia 2013 r. decyzji zatwierdzającej taryfę nr 6/2014 tego Przedsiębiorstwa.

Podstawą ustalenia taryfy nr 6/2014 były wyższe koszty prowadzenia działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi niż w przypadku taryfy nr 5/2012 (po zmianie, która zaczęła obowiązywać 1 stycznia 2013 r.). Wzrost kosztów był po pierwsze efektem zastosowania przepisów nowego rozporządzenia taryfowego, zgodnie z którym koszty rezerwacji przepustowości na punktach wejścia do polskiego systemu gazowego oraz koszty magazynowania gazu na potrzeby wyrównywania rocznej zmienności poboru, dotychczas obciążające stawki za transport gazu, zostały włączone do podstawy kalkulacji cen gazu. W wyniku zmiany miejsca alokacji ww. kosztów obniżeniu uległy natomiast opłaty za transport gazu do odbiorców, ustalone teraz przez operatora systemu dystrybucyjnego

lub operatora systemu przesyłowego. Drugą przyczyną wzrostu kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen gazu było wyczerpanie kwoty tzw. rabatu retroaktywnego, który PGNiG SA otrzymało od OOO Gazprom Export w związku ze zrenegocjowaniem w 2012 r. kontraktu zakupowego. Rabat retroaktywny polega na skorygowaniu kosztów zakupu gazu ponoszonych od daty rozpoczęcia negocjacji cenowych do daty ich zakończenia, do poziomu wynikającego z zastosowania nowych cen. Rabat ten ma charakter jednorazowy (raz przy każdej renowacji kontraktu) i po jego rozliczeniu⁶⁴, koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen paliw gazowych wzrastają do poziomu „sprzed rabatu”. W obniżce cen gazu, która miała miejsce 1 stycznia 2013 r. rabat retroaktywny został w całości przypisany do grup taryfowych W1-W4, co pozwoliło na większe obniżenie cen dla odbiorców rozliczanych w tych grupach niż dla odbiorców pozostałych. W związku z rozliczeniem kwoty rabatu w całości, koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen gazu w grupach W1-W4 wzrosły.

Na podstawie przepisów nowego rozporządzenia taryfowego, PGNiG SA ustaliło w taryfie tylko ceny gazu i stawki opłat abonamentowych oraz zawarło zapis, że w rozliczeniach z odbiorcami, którym Przedsiębiorstwo świadczy usługę kompleksową znajdują zastosowanie taryfy OSD i OSP, do których sieci odbiorca jest przyłączony.

W nowych warunkach zatem rozliczenie usług kompleksowych świadczonych przez PGNiG SA nie będzie się opierało tak jak dotychczas wyłącznie

na taryfie tego przedsiębiorstwa (w której ustalone były ceny gazu, stawki opłat abonamentowych oraz stałe i zmienne stawki opłat sieciowych); jego podstawą będzie taryfa PGNiG SA, w której Przedsiębiorstwo ustala ceny gazu i stawki opłat abonamentowych oraz taryfy przedsiębiorstw zajmujących się dostarczaniem gazu do odbiorcy, w których ustalone są stałe i zmienne stawki opłat za usługi dystrybucji lub przesyłania.

Z tego względu ocenę skutków wprowadzenia taryfy PGNiG SA nr 6/2014 należy rozpatrywać łącznie ze skutkami wprowadzenia nowych taryf operatora systemu dystrybucyjnego (należącego do GK PGNiG SA, tj. PSG Sp. z o.o.) oraz operatora systemu przesyłowego tj. OGP Gaz-System SA.

W taryfie zatwierdzonej 17 grudnia 2013 r. PGNiG SA zmieniło zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych. Dla odbiorców na sieci przesyłowej Przedsiębiorstwo, tak jak dotychczas, ustaliło grupy E1 i E2 różnicowane ze względu na poziom mocy zamówionej, wprowadziło jednak dodatkowe kryterium – „wskaźnik nierównomierności poboru [c]”, co wiąże się z obowiązkiem uwzględniania w kosztach stanowiących podstawę kalkulacji cen gazu kosztów magazynowania związanych właśnie z nierównomiernością poboru. W efekcie, w ramach obu grup utworzono trzy podgrupy A, B i C, ze zróżnicowanym poziomem cen. I tak np. w grupie E-1A cena jest najwyższa ze względu na najniższą wartość wskaźnika [c]. Ponadto Przedsiębiorstwo zrezygnowało z kryterium mocowego przy kwalifikacji odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa, w konsekwencji w miejsce dotychczasowych grup W-8, W-9, W-10

⁶⁴ Co ostatecznie miało miejsce w 2013 r.

i W-11 wprowadziło jedną grupę W-8, zróżnicowaną ze względu na wskaźnik nierównomierności poboru [c].

Kolejną ważną kwestią wynikającą z przepisów nowego rozporządzenia taryfowego jest zmiana jednostek, w jakich prezentowane są ceny i stawki opłat, wynikająca z przygotowania do rozliczeń w jednostkach energii. Bowiem dla ciepła spalania 39,5 MJ/m³, dla którego ustalane są ceny gazu wysokometanowego w taryfie PGNiG SA, ilości gazu równej 1 m³ odpowiada 10,97 kWh. Ze względu na fakt, że np. zmienne stawki opłat za przesyłanie lub dystrybucję wyrażane były dotychczas jako 0,0XXX zł/m³, przeliczenie ich na stawkę wyrażoną w zł/kWh powodowałoby ustalenie stawki w wysokości 0,00XX zł/kWh i oznaczało większe zaokrąglenie. Z tego względu ustawodawca zdecydował, że dla cen i stawek opłat odnoszących się do 1 kWh mianem będzie grosz a nie jak dotychczas złoty. Opłata na fakturze wystawionej odbiorcy będzie określona tak jak dotychczas w złotych. Ze względu na przepisy przejściowe zawarte w nowym rozporządzeniu taryfowym ceny i stawki opłat w zatwierdzonych taryfach, do czasu wprowadzenia rozliczeń w jednostkach energii prezentowane są w gr/m³ lub w gr/m³/h za h.

W 2013 r. prowadzone było jedno postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy OGP Gaz-System SA i jedno w sprawie taryfy PSG Sp. z o.o. Oba postępowania zakończyły się wydaniem 17 grudnia 2013 r. decyzji zatwierdzających taryfy tych przedsiębiorstw.

Zarówno nowa taryfa PGNiG SA, jak i taryfy operatora sieci przesyłowej i dystrybucyjnej z GK PGNiG SA, weszły w życie 1 stycznia 2014 r.

W efekcie zastosowania ww. taryf nastąpił wzrost średnich płatności kompleksowych związanych z dostawą gazu wysokometanowego o ok. (+1,5%), gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o (+4,7%) oraz gazu zaazotowanego GZ-35 (Ls) o (+7,4%). Najwyższy wzrost dotyczy odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy od stycznia 2013 r. otrzymali najwyższą obniżkę cen gazu. Kontynuowanie poziomu cen ustalonego w grudniu 2012 r. nie było możliwe ze względu na wyczerpanie „rabatu retroaktywnego”, otrzymanego przez PGNiG SA od OOO Gazprom Export.

Wzrost średnich miesięcznych płatności dla odbiorców grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 117 m³, wyniesie (+4,4%), co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o (1,07 zł).

Analogicznie, dla średniego statystycznego zużycia przez odbiorców grup W-2 i W-3 średniomiesięczny wzrost płatności wyniesie (3,7%) i (5,9%) – odpowiednio (3,58 zł) i (19,52 zł).

Wysokość cen paliw gazowych na poziomie sieci przesyłowej dla odbiorców obsługiwanych przez PGNiG SA do 31 grudnia 2013 r. i od 1 stycznia 2014 r. przedstawia poniższa tabela:

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [w %]
		do 31 grudnia 2013 r. [zł/m ³]	od 1 stycznia 2014 r. [zł/m ³]	
wysokometanowy	E-1A	1,2516	1,2898	3,05
	E-1B	1,2516	1,2718	1,61
	E-1C	1,2516	1,2656	1,12
	E-2A	1,2513	1,2886	2,98

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [w %]
		do 31 grudnia 2013 r. [zł/m ³]	od 1 stycznia 2014 r. [zł/m ³]	
wysokometanowy	E-2B	1,2513	1,2707	1,55
	E-2C	1,2513	1,2648	1,08
zaazotowany GZ-41,5	Lw-1	0,9851	1,0152	3,06
	Lw-2	0,9849	1,0143	2,99
zaazotowany GZ-35	Ls-1	0,8399	0,8655	3,05
	Ls-2	0,8397	0,8647	2,98

Źródło: URE.

Natomiast szczegółowe informacje w zakresie średnich cen dostawy paliw gazowych⁶⁵⁾ oraz dynamiki ich zmian prezentują poniższe tabele.

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
1	W-1	2,5140	2,6242	4,4
2	W-2	1,9429	2,0149	3,7
3	W-3	1,7426	1,8456	5,9
4	W-4	1,6932	1,7955	6,0
5	W-5	1,9078	1,9175	0,5
6	W-6A	1,7554	1,7689	0,8
7	W-6B	1,5544	1,5853	2,0
8	W-7A	1,6367	1,6334	-0,2
9	W-7B	1,4884	1,4957	0,5
10	W-7AA	1,5897	1,5980	0,5
11	W-7AB	1,5791	1,5841	0,3
12	W-7BA	1,5158	1,5344	1,2

⁶⁵⁾ Tj. uwzględniających zarówno gaz jako towar, jak i usługę jego dostarczenia i obsługi handlowej.

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
13	W-7BB	1,4970	1,5027	0,4
14	W-8A	1,4835	1,4929	0,6
15	W-8B	1,4705	1,4674	-0,2
16	W-9A	1,4952	1,4883	-0,5
17	W-9B	1,4031	1,4092	0,4
18	W-10A	1,3919	1,4080	1,2
19	W-10B	1,3548	1,3564	0,1
Razem W		1,7465	1,7939	2,7
1	E1A	1,3754	1,3401	-2,6
2	E1B	1,3366	1,3151	-1,6
3	E1C	1,3149	1,3045	-0,8
4	E2A	1,3568	1,3369	-1,5
5	E2B	1,3223	1,3106	-0,9
6	E2C	1,3213	1,3072	-1,1
Razem E		1,3302	1,3141	-1,2
Razem gaz wysokometanowy		1,5933	1,6179	1,5
dla odbiorców przyłączonych do sieci PSG Sp. z o.o.				
Oddział w Zabrze				
1	W-1.1	2,4999	2,6317	5,3
2	W-2.1	2,0462	2,1113	3,2
3	W-3.6	1,7652	1,8801	6,5
4	W-4	1,6870	1,8072	7,1
5	W-5	1,9234	1,9292	0,3
6	W-6A	1,7577	1,7636	0,3
7	W-7A	1,6384	1,6425	0,3
8	W-7B	1,5261	1,5337	0,5
9	W-8A	1,4969	1,4993	0,2
10	W-8B	1,4778	1,4730	-0,3
11	W-9A	1,5068	1,4992	-0,5
12	W-9B	1,4099	1,4120	0,1
Razem W		1,7787	1,8290	2,8

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
Oddział w Tarnowie				
1	W-1.1	2,3501	2,4573	4,6
2	W-2.1	1,9520	2,0166	3,3
3	W-3.6	1,7499	1,8417	5,2
4	W-4	1,7056	1,7944	5,2
5	W-5	1,9115	1,9372	1,3
6	W-6A	1,7411	1,7689	1,6
7	W-7AA	1,5897	1,5898	0,0
8	W-7AB	1,5791	1,5042	-4,7
9	W-7BA	1,5158	1,5880	4,8
10	W-7BB	1,4970	1,4954	-0,1
11	W-8A	1,4645	1,4841	1,3
12	W-8B	1,4581	1,4602	0,1
13	W-9B	1,3908	1,4021	0,8
14	W-10A	1,4040	1,4152	0,8
Razem W		1,7485	1,7968	2,8
Oddział w Warszawie				
1	W-1.1	2,7360	2,8185	3,0
2	W-2.1	1,8464	1,9198	4,0
3	W-3.6	1,6821	1,7877	6,3
4	W-4	1,6602	1,7551	5,7
5	W-5	1,8604	1,8897	1,6
6	W-6A	1,7315	1,7543	1,3
7	W-6B	1,5194	1,5523	2,2
8	W-7A	1,6110	1,6149	0,2
9	W-7B	1,4618	1,4723	0,7
10	W-8A	1,4221	1,4343	0,9
11	W-8B	1,4081	1,4072	-0,1
12	W-10A	1,3745	1,3983	1,7
13	W-10B	1,3548	1,3564	1,1
Razem W		1,7108	1,7679	3,3

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
Oddział w Gdańsku				
1	W-1.1	2,6433	2,7484	4,0
2	W-2.1	1,9858	2,0631	3,9
3	W-3.6	1,8000	1,9061	5,9
4	W-4	1,7563	1,8545	5,6
5	W-5	1,9352	1,9454	0,5
6	W-6A	1,8417	1,8594	1,0
7	W-6B	1,6407	1,6666	1,6
8	W-7A	1,6913	1,6961	0,3
9	W-7B	1,5561	1,5642	0,5
10	W-8A	1,4982	1,5044	0,4
11	W-8B	1,4876	1,4797	-0,5
12	W-9C	1,3393	1,3391	0,0
Razem W		1,7225	1,7642	2,4
Oddział w Poznaniu				
1	W-1.1	2,4161	2,5332	4,8
2	W-2.1	1,8778	1,9629	4,5
3	W-3.6	1,7796	1,8804	5,7
4	W-4	1,6925	1,8020	6,5
5	W-5	1,9400	1,9115	-1,5
6	W-6A	1,7459	1,7434	-0,1
7	W-7A	1,6324	1,6208	-0,7
8	W-7B	1,4766	1,4828	0,4
9	W-8A	1,7590	1,6626	-5,5
10	W-8B	1,7317	1,6213	-6,4
11	W-9A	1,4334	1,4301	-0,2
12	W-10A	1,4084	1,4146	0,4
Razem W		1,7542	1,7949	2,3
Oddział we Wrocławiu				
1	W-1.1	2,4980	2,6160	4,7
2	W-2.1	1,9141	1,9945	4,2
3	W-3.6	1,7949	1,8942	5,5
4	W-4	1,6885	1,8052	6,9

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
5	W-5	1,9196	1,9030	-0,9
6	W-6A	1,7577	1,7537	-0,2
7	W-7A	1,6580	1,6348	-1,4
8	W-7B	1,4447	1,4489	0,3
9	W-8A	1,5650	1,5569	-0,5
10	W-8B	1,5426	1,5190	-1,5
11	W-9B	1,4285	1,4283	0,0
Razem W		1,7936	1,8327	2,2

Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ-35 w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
1	Z-1.1	1,6306	1,7305	6,1
2	Z-2.1	1,2429	1,3512	8,7
3	Z-3.6	1,1216	1,2365	10,2
4	Z-4	1,0574	1,1749	11,1
5	Z-5	1,1453	1,1882	3,7
6	Z-6	1,1139	1,1455	2,8
7	Z-7A	1,0892	1,1030	1,3
Razem Z		1,1464	1,2310	7,4
dla odbiorców przyłączonych do sieci PSG Sp. z o.o.				
Oddział we Wrocławiu				
1	Z-1.1	1,4156	1,5102	6,7
2	Z-2.1	1,2888	1,3774	6,9
3	Z-3.6	1,1623	1,2508	7,6
4	Z-4	1,0841	1,1759	8,5
5	Z-6	1,1793	1,1772	-0,2
Razem		1,2167	1,2821	5,4

Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ-35 w skali całego kraju				
lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej		Zmiana w (%) kol.4/kol.3 *100-100
		do 31 grudnia 2013 r.	od 1 stycznia 2014 r.	
1	2	3	4	5
Oddział w Poznaniu				
1	Z-1.1	1,6422	1,7424	6,1
2	Z-2.1	1,2408	1,3500	8,8
3	Z-3.6	1,1208	1,2362	10,3
4	Z-4	1,0570	1,1749	11,1
5	Z-5	1,1453	1,1882	3,7
6	Z-6	1,1110	1,1441	3,0
7	Z-7A	1,0892	1,1030	1,3
Razem		1,1448	1,2298	7,4

Źródło: URE.

Taryfa OGP Gaz-System SA zatwierdzona w 2013 r. skalkulowana została na podstawie przychodu regulowanego w wysokości identycznej jak przychód stanowiący podstawę kalkulacji taryfy tego Przedsiębiorstwa zatwierdzonej w 2012 r.

Taryfa zawiera:

- stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego,
- stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z magazynów,
- zmienne stawki opłat dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego,
- zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (w tym umów jednodniowych),
- warunki świadczenia i zasady ustalania opłat za usługi przesyłania na zasadach przerywanych,

- zasady ustalania opłat za usługi wirtualnego przesyłania gazu.

W taryfie Przedsiębiorstwo ustaliło wyłącznie stałe i zmienne stawki opłat przesyłowych, co wynika z przepisów nowego rozporządzenia taryfowego, zgodnie z którym przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych nie ustala już w swojej taryfie stawek opłat abonamentowych.

Kalkulacja stawek przesyłowych oparta została, podobnie jak w taryfie poprzedniej, o strukturę podziału kosztów na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 50:50 i redukcję stawek do/z magazynów, w stosunku do stawek za wejście do i wyjście z sieci przesyłowej innych niż magazyny. Udział opłat stałych za świadczone usługi przesyłania w łącznych opłatach za te usługi wzrósł o kolejne 5% w stosunku do taryfy zatwierdzonej w 2012 r. i wynosi obecnie 85%.

Pomimo utrzymania przychodu regulowanego Przedsiębiorstwa na poziomie niezmienionym stawki opłat przesyłowych uległy zmianie, ze względu na zmianę wysokości mocy zamówionych przez użytkowników systemu gazowego, na rok gazowy rozpoczynający się 1 października 2013 r. i przesłanie w 2013 r. większej ilości gazu niż przyjęto do ustalenia taryfy, która obowiązywała w tym roku. Stawki stałe na wejściu i wyjściu do/z systemu przesyłowego oraz wejściu i wyjściu do/z podziemnych magazynów gazu wzrosły; obniżeniu uległy stawki zmienne na wyjściu z systemu przesyłowego.

Obniżeniu uległy współczynniki korygujące stałą stawkę przesyłową dla umów krótkoterminowych miesięcznych i kwartalnych, z wyjątkiem drugiego i trzeciego kwartału roku kalendarzowego, dla któ-

rych wartości ww. współczynników pozostały na niezmiennym poziomie, podobnie jak dla umów jednodniowych. OGP Gaz-System SA zrezygnował ze świadczenia usług przesyłowych w kontraktach półrocznych, co odpowiada normom unijnym.

Zgodnie z przepisami nowego rozporządzenia taryfowego w taryfie OGP Gaz-System SA zmienione zostały zasady rozliczania usług przesyłowych świadczonych na warunkach przerywanych. Obecnie opłata za te usługi uzależniona będzie od rzeczywistego czasu świadczenia usług w okresie rozliczeniowym.

Jak wskazano w pkt 2.2.1., 1 lipca w 2013 r. nastąpiła konsolidacja spółek dystrybucyjnych z GK PGNiG SA. W miejsce dotychczasowych sześciu spółek gazownictwa, tj. Górnośląskiej, Dolnośląskiej, Karpackiej, Mazowieckiej, Pomorskiej i Wielkopolskiej powstał jeden podmiot pod nazwą PSG Sp. z o.o., który dystrybuuje gaz do odbiorców. Ze względu na połączenie dotychczas odrębnych przedsiębiorstw nie było możliwe kontynuowanie Modelu Regulacji Spółek Gazownictwa, zapoczątkowanego w 2011 r. W Taryfie PSG Sp. z o.o., zatwierdzonej 17 grudnia 2013 r., zostało utrzymane obszarowe zróżnicowanie stawek dystrybucyjnych, a podstawą kalkulacji tych stawek były koszty własne ustalone na poziomie niezmiennym w stosunku do ostatnich taryf poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

W odniesieniu do Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM), w 2013 r. prowadzone były cztery postępowania dotyczące taryfy tego przedsiębiorstwa, których przedmiotem była zmiana taryfy obowiązującej. Trzy postępowania

zakończyły się wydaniem decyzji zmieniających taryfę OSM, przy czym jedna zmiana wynikała ze zmiany siedziby Przedsiębiorstwa, jedna związana była z dostosowaniem taryfy do przepisów nowego rozporządzenia taryfowego a kolejna dotyczyła wydłużenia okresu obowiązywania. W przypadku czwartego wniosku o zmianę taryfy OSM, polegającą na podwyższeniu stawek opłat, Prezes URE decyzją z 28 listopada 2013 r. odmówił zatwierdzenia proponowanej zmiany, uznając, że argumenty przedstawione przez Przedsiębiorstwo nie stanowią wystarczającego uzasadnienia do zmiany decyzji ostatecznej w trybie art. 155 Kpa.

Do kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zaliczany jest ponadto SGT EuRoPol GAZ SA, który również złożył w 2013 r. wniosek o zatwierdzenie nowej taryfy. Ze względu jednak na problemy natury prawnej, w zakresie legalnej reprezentacji Przedsiębiorstwa postępowanie to nie zostało zakończone w 2013 r.

2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

W 2013 r. proces wyznaczania operatorów systemów gazowych obejmował niewielką liczbę postępowań administracyjnych wszczętych bezpośrednio wskutek nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw⁶⁶⁾, która weszła

w życie 11 marca 2010 r. oraz postępowania toczące się w stosunku do podmiotów, które uzyskały stosowne koncesje w 2013 r.

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne, operatorów systemów gazowych 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 nowelizująca, która weszła w życie 11 września 2013 r., wprowadziła nowe zasady funkcjonowania 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.

Do dnia wejścia w życie ww. ustawy operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 tys. przyłączonych do swojej sieci odbiorców i sprzedający w ciągu roku powyżej 100 mln m³ paliw gazowych posiadali obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji.

Ustawa zmieniająca rozszerzyła wyłączenia ustawowe spod obowiązku *unbundlingu* OSD. W świetle nowych uregulowań obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbior-

⁶⁶⁾ Dz. U z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

ców 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 tys. 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 zmienionej ustawie 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.

Ustawa zmieniająca stanowi, że zapewnienie przez OSP, OSD oraz OSM spełnienia kryteriów niezależności, o których mowa w zmienionym art. 9d ustawy – Prawo energetyczne jest wymagane w terminie sześciu 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 wa-

runków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

W 2013 r. Prezes URE wyznaczył sześciu lokalnych OSD gazowych oraz przedłużył dwóm lokalnym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na OSD. W jednym przypadku wyznaczenie na OSD nastąpiło na okres od 1 stycznia 2014 r.

Zmiany w decyzjach wyznaczających operatorów systemów gazowych

W 2013 r. Prezes URE dokonał łącznie sześciu zmian w decyzjach wyznaczających operatorów systemów gazowych, w tym w trzech decyzjach wyznaczających lokalnych OSD gazowych, w jednej decyzji wyznaczającej operatora prawnie wydzielonego, formalnej zmiany w decyzji wyznaczającej systemu magazynowania paliw gazowych oraz w jednej decyzji wyznaczającej operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

Istotnym wydarzeniem 2013 r. była konsolidacja segmentu dystrybucji w ramach GK PGNiG SA, o czym była mowa w rozdziale poświęconym koncesjonowaniu przedsiębiorstw gazowniczych. W wyniku tego procesu, od 1 lipca 2013 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden

prawnie wydzielony operator systemu dystrybucyjnego w miejsce sześciu prawnie wydzielonych OSD.

W wyniku wyżej opisanych zdarzeń, według stanu na koniec 2013 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowało 40 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, w tym jeden prawnie wydzielony.

2.2.4. Certyfikaty niezależności

Jednym z najważniejszych rozwiązań systemowych zawartych w zmienionej ustawie – Prawo energetyczne jest wprowadzenie procedury certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym odrębnej procedury certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego będzie mógł zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania 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 systemy funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: system pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz system niezależnego operatora systemu (ISO). W systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale zarządzany ma być przez odrębne przedsiębiorstwo. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie, jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Natomiast w przypadku świadczenia usług przesyłania z wykorzystaniem gazociągu międzysystemowego stanowiącego nową infrastrukturę, tj. taką, której budowa nie została ukończona do 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu, przepisy przewidują procedurę zwolnienia z obowiązków spełniania kryteriów niezależności i wydania zgody na powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego.

Kwestie związane z postępowaniem mającym na celu udzielanie operatorom certyfikatu spełniania kryteriów niezależności uregulowane zostały w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne dodanymi ustawą nowelizującą. Jednocześnie, zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 14 ust. 1 tej ustawy, 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 sześciu miesięcy od dnia wej-

ścia w życie niniejszej ustawy. Na 31 grudnia 2013 r. do urzędu nie wpłynął żaden wniosek w sprawie przyznania certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego gazowego.

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 do 1 października 2013 r. nowych procedur zarządzania ograniczeniami systemowymi wynikających z rozporządzenia 715/2009 oraz decyzji Komisji 2012/490/UE z 24 sierpnia 2012 r., pojawiła się konieczność wprowadzenia zmian do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej krajowego systemu przesyłowego (IRiESP) oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej systemu gazociągów przesyłowych (IRiESP SGT). Prace nad zmianami IRiESP oraz IRiESP SGT rozpoczęły się pod koniec 2012 r. Decyzją Prezesa URE z 22 listopada 2013 r. została zatwierdzona IRiESP. Głównymi zmianami wprowadzonymi do IRiESP są: wprowadzenie mechanizmów zapobiegających powstawaniu ograniczeń kontraktowych w punktach połączeń międzysystemowych, tj. nadsubskrypcji i wykupu, rezygnacji z zakontraktowanej przepustowości, wprowadzenie procedury odbioru użytkownikowi niewykorzystywanej przepustowości, tzw. long term UIOLI.

OSP złożył wniosek o zatwierdzenie IRiESP SGT 16 grudnia 2013 r. Po przeprowadzeniu postępowania Prezes URE zatwierdził IRiESP SGT 3 lutego 2014 r. Oprócz ww. procedur zapobiegających powstawaniu ograniczeń kontraktowych głównymi zmianami wprowadzonymi do IRiESP SGT są: zastąpienie dotychczasowych umów przesyłowych umową ramową oraz przydziałem przepustowości (PP) i przydziałem zdolności (PZ) oraz przepisów umożliwiających dokonywanie rozliczeń w energii (kWh). W punktach wyjścia z systemu SGT do krajowego systemu przesyłowego został utworzony Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), dzięki czemu aktualnie użytkownicy mają możliwość rezerwacji zsumowanej przepustowości Lwówka i Włocławka bez konieczności precyzowania, którego z tych punktów dotyczy rezerwacja.

W pierwszej połowie 2013 r. rozpoczęły się prace nad zmianami do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych (IRiESD) sześciu operatorów dystrybucyjnych GK PGNiG SA wynikające z potrzeby dalszego dostosowania ich zapisów do nowego modelu rynku gazu i zmian wprowadzonych przez operatora systemu przesyłowego. Ponieważ 1 lipca 2013 r. działalność w segmencie dystrybucji w ramach GK PGNiG SA została połączona i powstała spółka PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (aktualnie: PSG Sp. z o.o.), prace nad zmianami instrukcji sześciu dystrybutorów, kontynuowane były w ramach jednej, ujednocionej instrukcji nowo powstałego podmiotu.

W 2013 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą nową IRiESD. Jej zapisy ujednolicają zasa-

dy świadczenia usług dystrybucyjnych na obszarze funkcjonowania OSD oraz wprowadzają m.in.:

- punkt o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, służący OSD do dokonywania korekt alokacji oraz zakupu i rozliczania paliwa gazowego na potrzeby bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- usługę dystrybucji zwrotnej na zasadach ciągłych,
- nowe terminy zgłaszania Zbiorczych Zgłoszeń Zapotrzebowania (ZZZ), dostosowane do zapisów IRIESP,
- wydłużenie minimalnego okresu obowiązywania warunków przyłączenia do 60 dni,
- doprecyzowanie zapisów dotyczących zmiany sprzedawcy tak, aby wprost odnosiły się do częściowego wypowiedzenia umowy dotychczasowemu sprzedawcy w ramach procedury zmiany sprzedawcy.

Instrukcja weszła w życie 1 stycznia 2014 r. o godz. 6:00.

W 2013 r. kontynuowany był również proces rozpatrywania wniosków w sprawie instrukcji tzw. „małych operatorów”, obsługujących poniżej 100 tys. odbiorców. Ponieważ 11 września 2013 r. weszła w życie ustawa nowelizująca, w której dodany został przepis ust. 8a, zgodnie z którym z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia instrukcji zostali wyłączeni operatorzy systemów dystrybucyjnych będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców, jeżeli sprzedaż gazu przez takie przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³ lub obsługujący mniej niż 100 tys. odbiorców, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz

ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową, Prezes URE umorzył postępowania prowadzone w sprawie zatwierdzenia tych instrukcji. Łącznie zostały umorzone 33 postępowania.

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. 2 i 3) oraz rozporządzenie 715/2009 nakładają na operatorów systemów przesyłowego, dystrybucyjnego oraz magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego szereg obowiązków, których monitorowanie jest ustawowym zadaniem Prezesa URE. Monitoring zgodności działań operatorów z ustawą – Prawo energetyczne obejmuje badanie, czy zadania operatorów wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników systemów oraz czy uwzględniają wymogi ochrony środowiska. W zakresie obowiązków wynikających z prawa unijnego, Prezes URE weryfikuje na podstawie delegacji przyznanej przez art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne prawidłowość realizacji uregulowań rozporządzenia 715/2009.

Monitorowanie wypełniania zadań OSP

W 2013 r. OGP Gaz-System SA zarządzał sieciami wysokiego ciśnienia o łącznej długości 10 761 km. Pełnił on również funkcję operatora dla SGT EuRoPol GAZ SA, co było zgodne z decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. w sprawie wyznaczenia OGP Gaz-System SA na operatora systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r. W tab. 42 (str. 108) przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA.

Polski odcinek gazociągu tranzytowego ma długość 683,9 km, a jego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ SA. W tab. 43 (str. 108) zawarto informacje dotyczące przesyłu gazu sporządzonego na podstawie pomiarów SGT EuRoPol GAZ SA.

Prezes URE na podstawie art. 9d ustawy – Prawo energetyczne monitorował realizację zadań wykonywanych przez OSP. Zakres obowiązków i zadań OSP został określony w art. 9c oraz 9g ustawy – Prawo energetyczne. W szczególności, monitoring wykazał, że w 2013 r. OSP wykonywał przypisane mu obowiązki związane z niedyskryminacyjnym traktowaniem użytkowników systemu, jak również prawidłową realizacją obowiązków sprawozdawczych oraz związanych z wypełnianiem zapisów IRIESP.

Zgodnie z art. 21 rozporządzenia 715/2009, OSP jest zobowiązany przestrzegać ściśle określonych

Tabela 42. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa* [mln m ³ /rok]		Zarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]	
				zdolność ciągła	zdolność przerywana	zdolność ciągła	zdolność przerywana	zdolność ciągła	zdolność przerywana
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers	Niemcy	–	1 380,46	–	0,00	–	1 380,46
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	1 509,58	1 509,58	1 552,75	20,37	0,00	1 509,58
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)	Polska	17,52	17,52	17,52	0,00	0,00	17,52
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	131,40	131,40	0,00	0,00	131,40	131,40
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	–	587,17	–	0,00	–	587,17
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	589,40	587,17	587,17	381,32	2,23	587,17
Severomoravské plynárenské	Czechy	Branice Czechy	Polska	1,40	1,40	0,81	0,60	0,59	1,40
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	4 375,20	5 689,20	4 328,20	1 034,60	47,00	5 689,20
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	236,52	236,52	236,52	0,00	0,00	236,52
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	5 475,00	5 475,00	3 255,09	1 660,38	2 219,91	5 475,00
OGP Gaz-System SA	Polska	Włocławek	Polska	3 040,80	3 040,80	1 740,68	2 693,00	1 300,12	3 040,80
OGP Gaz-System SA	Polska	Lwówek	Polska	2 283,18	2 283,18	1 208,24	1 688,30	1 074,94	2 283,18
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina	Ukraina	–	1 462,92	–	1 145,44	–	1 462,92

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

Źródło: URE.

zasad dotyczących bilansowania. OGP Gaz-System SA realizował zadania wymienione w przywołanym przepisie. W ciągu sześciu godzin po zakończeniu

doby gazowej, Zleceniodawcy Usługi Przesyłania otrzymywali informacje na temat szacunkowego niezbilansowania oraz wartości alokacji operatyw-

Tabela 43. Roczny bilans gazu – pomiary SGT EuRoPol GAZ SA

Punkt SGT EuRoPol GAZ SA	Ilość gazu wg. pomiaru [MWh/rok]	Ciepło spalania [kWh/m ³]
Kondratki	360 390 293	11,157
Włocławek	27 961 758	11,157
Lwówek*	18 041 989	11,160
Mallnow	310 019 930	11,156

* Ilość energii wyliczona na podstawie pomiaru objętości i średniego ciepła spalania.

Źródło: URE.

nej dla wszystkich punktów wejścia i punktów wyjścia, na które ma przydzieloną zdolność. Powyższe dane przekazywano za pośrednictwem Systemu Wymiany Informacji (SWI). Ponadto, OGP Gaz-System SA podejmował działania w celu harmonizacji systemów bilansowania z wytycznymi określonymi w projektowanym w UE kodeksie ds. bilansowania oraz minimalizacji struktury i poziomu opłat za bilansowanie. W szczególności, ustanowiono jeden dobowy limit niezbilansowania (dobowego limitu niezbilansowania i górnego dobowego limitu niezbilansowania). Zrezygnowano również z wyznaczania narastającej ilości niezbilansowania w trakcie miesiąca oraz sankcji dla Zleceniodawcy Usługi Przesyłania za przekroczenie maksymalnej narastającej ilości niezbilansowania. Ponadto, doba gazowa została uznana za podstawowy i jedyny okres bilansowania.

OGP Gaz-System SA realizował działania, do których jest zobligowany 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. Ponadto, OSP podawał do wiadomości publicznej dane o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia.

Monitorowanie wypełniania zadań OSM

W 2013 r. podmiotem, który realizował zadania przypisane OSM, była spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Przeprowadzony monitoring wykazał, że OSM prawidłowo wykonywał obowiązki wskazane w ustawie – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie usług związanych z dostępem stron trzecich (zasada TPA).

Funkcje operatorskie w 2013 r. były przez OSM realizowane przy wykorzystaniu instalacji magazynowych KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierchowice, PMG Strachocina, PMG Swarów oraz PMG Brzeźnica. Uczestnikom rynku zostały udostępnione zdolności magazynowe zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz zestandaryzowanymi procedurami zamieszczonymi w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM). Łączny stan magazynów na koniec okresu sprawozdawczego wyniósł 2 090,99 mln m³. W 2013 r. OSM udostępnił podmiotom trzecim w ramach umów długoterminowych 371,5 mln m³ pojemności magazynowej, w tym 256,5 mln m³ na warunkach ciągłych oraz 115 mln m³ na warunkach przerywanych. Ponadto,

w ramach kontraktów krótkoterminowych OSM udostępnił podmiotom trzecim 21,5 mln m³ pojemności magazynowej na warunkach przerywanych. OSM nie dysponował zdolnościami magazynowymi zwolnionymi z dostępu stron trzecich. Na koniec sezonu zatłaczania 2013 r. stopień napełnienia magazynów wyniósł 99,5%.

W zakresie przeciwdziałania akumulacji rezerw zdolności magazynowych w przypadku wystąpienia ograniczeń kontraktowych zastosowanie mają uregulowania art. 17 rozporządzenia 715/2009. Poprzez użycie instrumentów służących zarządzaniu ograniczeniami, OSM dokonywał oceny wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, dzięki czemu udostępniano niewykorzystane nominalne moce odbioru i nominalne moce zatłaczania w ramach dobowej usługi magazynowania, a także umożliwiono realizację obrotu wtórnego posiadany prawem do 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 2013 r. instalacje magazynowe były w pełni wykorzystywane, a ponadto nie wpłynął żaden wniosek o zbycie zamówionych zdolności magazynowych.

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 in-

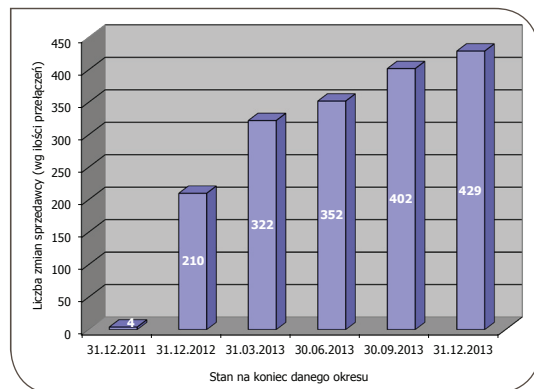
formacje o zakontraktowanych i dostępnych zdolnościach magazynowych oferowanych w ramach dobowej usługi magazynowania, a także zasady przydzielania zdolności magazynowych, zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, renominacje, alokacje), które zostały uregulowane w publikowanym na stronie internetowej OSM (www.osm.pgnig.pl) Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych.

2.2.6.2. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu kupionego 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 SA) oraz OSD (obecnie PSG Sp. z o.o.). Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w 2012 r. i 2013 r. w porównaniu do 2011 r., jednak ich liczba w stosunku do całkowitej liczby odbiorców jest w dalszym ciągu niska. W 2011 r. odnoto-

wano jedynie kilka takich przypadków, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca IV kw. 2013 r. wyniosła już 429.

Rysunek 27. Liczba zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) narastająco na koniec 2011 r., 2012 r. oraz I, II, III i IV kw. 2013 r.

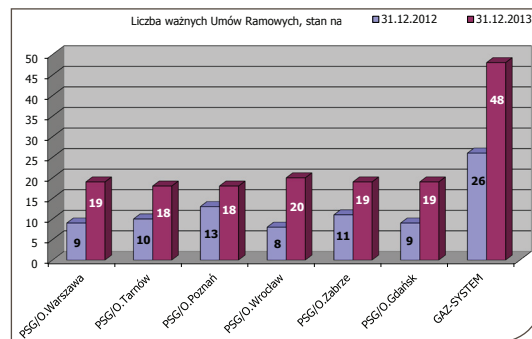


Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD i OSP.

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. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz współpracy z tym operatorem. Z końcem 2013 r. 50 sprzedawców

miało zawartych łącznie 161 umów z poszczególnymi Oddziałami OSD lub z OSP (większość sprzedawców posiadała ważne umowy jednocześnie w kilku Oddziałach OSD). Najwięcej umów posiadało OSP (48), natomiast w poszczególnych Oddziałach OSD występowało średnio 18-20 podmiotów z zawartymi Umowami Ramowymi.

Rysunek 28. Liczba Umów Ramowych na koniec 2012 r. i 2013 r., z podziałem na poszczególne Oddziały OSD oraz OSP



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD i OSP.

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 dostosują dotychczasowe umowy do przesłanego im przez OSD nowego wzorca umowy dystrybucyjnej. Podpisanie przez sprzedawcę takiej umowy będzie oznaczało,

że będzie on mógł oferować odbiorcom końcowym umowy kompleksowe wszystkim odbiorcom przyłączonym do sieci PSG Sp. z o.o.

W 2013 r. w instrukcji OSD uregulowano możliwość dokonywania częściowej zmiany sprzedawcy, polegającej na tym, że odbiorca końcowy, odbierając paliwo gazowe w punkcie wyjścia typu WR, może dokonać zmiany sprzedawcy polegającej na zawarciu kolejnej umowy kompleksowej z kolejnym sprzedawcą i jednoczesnym zmniejszeniu mocy umownej u dotychczasowego sprzedawcy. Wprowadzone zapisy będą przydatne przede wszystkim dla dużych odbiorców przemysłowych, w celu dywersyfikacji ich portfela zakupów.

2.2.6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Prezes URE monitorował w 2013 r. warunki przyłączania podmiotów zarówno do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Monitorowanie ww. warunków przyłączania 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 przypadku operatora systemu przesyłowego liczba zrealizowanych przyłączeń wyniosła 10, natomiast liczba odmów, tj. wniosków o przyłączenie

do sieci przesyłowej rozpatrzonych odmownie wyniosła 4. Odmienne sytuacja kształtuje się w przypadku sieci dystrybucyjnych, gdzie liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie była zdecydowanie większa i wyniosła 3 670, jednakże związane jest to ze znacznie większą siecią gazową oraz liczbą potencjalnych odbiorców. Wskazywanymi przez operatorów przyczynami udzielenia odmów były w szczególności: brak warunków technicznych, w tym brak przepustowości na istniejącej sieci gazowej, znaczna odległość od sieci gazowej lub brak gazociągu bazowego, brak zgód na wejście na teren, na którym miałyby być realizowana inwestycja, a także brak warunków ekonomicznych, niezbędnych do stworzenia warunków technicznych.

2.2.6.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 września 2013 r., 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 SA 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 zatem Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., który jest spółką celową w 100% zależną od PGNiG SA. W 2013 r. OSM Sp. z o.o. opracował i wprowadził do stosowania Program Zgodności, który został w 2014 r. przedłożony Prezesowi URE do zatwierdzenia. Począwszy od sprawozdania z realizacji Programu Zgodności za rok 2014, OSM Sp. z o.o. będzie zobowiązany do corocznego przedkładania Prezesowi URE tego dokumentu.

Jedynym OSD na rynku gazu, który zgodnie z ustawą jest zobowiązany do przedłożenia sprawozdania z realizacji Programu Zgodności Prezesowi URE za rok 2013 jest PSG Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo to, z uwagi na proces konsolidacji sześciu regionalnych OSD i przeniesienie ich praw i obowiązków na jeden podmiot od 1 lipca 2013 r., przedstawił Prezesowi URE sześć sprawozdań regionalnych OSD za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2013 r. oraz jedno sprawozdanie PSG Sp. z o.o. za okres od 1 lipca do 31 grudnia 2013 r.

Ww. sprawozdania odnoszą się do realizacji Programów Zgodności poszczególnych OSD, a w przypadku PSG Sp. z o.o. również do zatwierdzonego i zmienionego decyzjami Prezesa URE z 26 sierpnia oraz 14 października 2013 r. nowego Programu Zgodności, uwzględniającego konsolidację regionalnych OSD, jak i nowelizację ustawy – Prawo energetyczne.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2013 r. stwierdzono jeden przypadek naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego na terenie działalności dawnego regionalnego OSD. Sprawa dotyczyła automatycznego przekierowywania klientów z Wrocławia i okolic do spółki obrotu działającej w ramach tej samej co OSD grupy kapitałowej. W wyniku przeprowadzonego postępowania administracyjnego Prezes URE uznał, że OSD naruszył pkt 1.12.1 Programu Zgodności, jednak ze względu na fakt, że naruszenie było nieumyślne oraz charakteryzowało się znikomym stopniem szkodliwości popełnionego czynu, odstąpił od wymierzenia OSD kary pieniężnej.

Poza ww. przypadkiem w 2013 r. nie doszło do innych naruszeń, jak również nie zgłoszono żadnych uwag, skarg i wniosków dotyczących Programu Zgodności.

Rola Inspektora ds. zgodności

W celu wzmocnienia dotychczasowej roli Inspektora ds. zgodności, jego stanowisko zostało opisane w dokonanej w 2013 r. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 9d ust. 5 ww. 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 wszel-

kich 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 rzeczywistości do czasu konsolidacji sześciu regionalnych OSD w jeden podmiot, stanowisko Inspektora ds. zgodności było różnie umiejscowione w strukturze poszczególnych spółek. U części dawnych OSD występowało niezależnie w strukturze organizacyjnej i podlegało bezpośrednio Zarządom Spółek, u pozostałych było łączone z innymi funkcjami, w tym również ze stanowiskami kierowniczymi. Praktykę łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności ze stanowiskiem kierowniczym innego działu należy ocenić negatywnie, nawet jeżeli wiedza osoby zajmującej kierownicze stanowisko pozwala na wykorzystanie jej w aktywnym monitoringu realizacji Programu Zgodności.

Obecnie, po zakończeniu procesu konsolidacji regionalnych OSD 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 celem efektywnej i terminowej implementacji postanowień Programu Zgodności.

Dostępność Programu Zgodności

Program Zgodności został opublikowany na stronie internetowej OSD i jest łatwy do wyszukania przez użytkowników, gdyż widnieje na stronie głównej witryny. Na stronie internetowej opublikowany jest również adres e-mail, za pomocą którego osoby zainteresowane mogą zgłaszać pytania i uwagi dotyczące Programu Zgodności. Należy w tym miejscu zwrócić uwagę na praktykę stosowaną przed konsolidacją spółki u jednego z regionalnych OSD, który dodatkowo umieścił obowiązujący ówczesnie Program Zgodności na tablicach informacyjnych w swoich jednostkach terenowych. Powyższe rozwiązanie powinno stanowić dobrą praktykę do zastosowania na całym terenie działalności PSG Sp. z o.o., gdyż pozwala na zapoznanie się z postanowieniami Programu Zgodności również tym użytkownikom systemu, którzy nie posiadają dostępu do internetu.

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 zatwierdzonego w 2013 r. nowego Programów Zgodności dla PSG Sp. z o.o. Natomiast szkolenia dla nowo przyjętych

pracowników odbywały się w ciągu miesiąca od momentu podjęcia przez nich pracy.

Szkolenia były prowadzone w różnej formie, tj. zarówno z wykorzystaniem technologii e-learning, jak i w drodze bezpośrednich spotkań z uczestnikami. Zakres przedmiotowy szkoleń, poza szczegółowym omówieniem zapisów Programu obejmował również analizę zmian organizacyjnych na rynku usług dystrybucyjnych w 2013 r. wywołanych konsolidacją regionalnych OSD oraz przedstawienie najważniejszych zagadnień z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia dotyczące zapoznania się z Programem Zgodności i zobowiązaniem do przestrzegania jego postanowień.

Przyłączanie odbiorców, usługa dystrybucji, zmiana sprzedawcy

W związku z zakończeniem w 2013 r. procesu konsolidacji spółek dystrybucyjnych PSG Sp. z o.o. opracowała nową IRiESD, która ujednoliciła dotychczasowe zasady świadczenia usług dystrybucyjnych, przyłączania odbiorców i zmiany sprzedawcy. Zatwierdzona przez Prezesa URE nowa IRiESD weszła w życie 1 stycznia 2014 r.

Ponadto, w 2013 r. prowadzone były intensywne prace mające na celu wprowadzenie jednolitej dla całej spółki procedury przyłączania odbiorców do sieci gazowej, które zakończyły się w początkowych miesiącach 2014 r. opracowaniem dokumentu określającego standardy i zasady postępowania w procesie wydawania warunków przyłączenia oraz

zawierania umów o przyłączenie do sieci gazowej. Zmiany te należy ocenić pozytywnie – standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu.

Ochrona danych sensytywnych

Ochronę informacji sensytywnych realizowano w spółce w obszarach: administracyjnym, informatycznym i ochrony fizycznej. Do czasu przyjęcia nowych, ujednoczonych procedur wewnętrznych sposób ochrony informacji sensytywnych jest realizowany zgodnie z regulacjami wewnętrznymi dawnymi, regionalnych OSD.

Oddziały PSG Sp. z o.o. stosują umowy o zachowanie poufności w odniesieniu do współpracy z podmiotami zewnętrznymi.

W 2013 r. rozpoczęto integrację regulacji i systemów dotyczących ochrony danych sensytywnych poprzez optymalizację struktur organizacyjnych, ujednoczenie procesów zarządzania bezpieczeństwem i informacją, jak i wdrożenie najlepszych praktyk w obszarze bezpieczeństwa informacji. Planowany termin zakończenia ww. działań to I kw. 2015 r.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania uczestników systemu

Wśród istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program Zgodności, są reguły

prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu* (kwestie związane z niezależnością, oddzielną marką, logo bądź też siedzibami). W ramach przestrzegania tychże reguł, w 2013 r. miała miejsce zmiana znaku graficznego PSG Sp. z o.o., który obecnie istotnie różni się od znaku graficznego PGNiG SA. Wraz ze zmianą logo rozpoczęto proces wdrożenia Systemu Identyfikacji Wizualnej, określający zasady stosowania symboliki firmowej w komunikacji wewnętrznej i zewnętrznej.

2.3. Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego

Potrzeba zwiększenia wydajności, konkurencyjności, bezpieczeństwa dostaw, stabilności oraz podwyższenia standardów usług były podstawą podjęcia przez UE działań w kierunku budowy zintegrowanego rynku gazu ziemnego. Proces ten nabrał znacznego przyspieszenia po wejściu w życie 3 marca 2011 r. tzw. III pakietu energetycznego, na który składają się w zakresie dotyczącym gazu ziemnego: 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 oraz rozporządzenie 715/2009. Nad zapewnieniem prawidłowej realizacji przyjętych w aktach prawa unijnego celów stoi ACER, powołana do życia rozporządzeniem 713/2009. Agencja ma za zadanie koordynowanie prac regulatorów, monitorowanie współdziałania operatorów oraz procesów rynkowych i integracyjnych. Narzędziami do osiągnięcia

docelowych rezultatów są opracowywane kodeksy sieciowe, a etapem pośrednim prowadzącym do utworzenia wewnętrznego rynku gazu w Europie – inicjatywy regionalne.

2.3.1. Udział Polski w rynkach regionalnych gazu ziemnego

Komisja Europejska oraz Grupa Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (EREG) 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 prawidłowo funkcjonującego jednolitego rynku gazu w UE. Gazowe inicjatywy regionalne stanowią podejście oddolne do realizacji tego celu. Obecnie inicjatywy obejmują trzy rynki gazu: Rynek Północno-Zachodni (North-West Region), Rynek Południowy (South Region) oraz Rynek Południe, Południowo-Wschód (South/South-East Region). Polska jest członkiem Rynku Południowego/Południowo-Wschodniego.

ACER, który od 2011 r. koordynuje inicjatywy regionalne jest odpowiedzialna za zapewnienie spójności prac realizowanych w ramach poszczególnych inicjatyw gazowych. W tym celu we wrześniu 2012 r. powołany został koordynator ACER ds. gazowych inicjatyw regionalnych (tzw. GRI). ACER koordynuje i śledzi rozwój prac trzech re-

gionów w ramach Grupy Koordynacyjnej (*GRI Coordination Group* – GRI CG). W comiesięcznych spotkaniach GRI CG udział biorą wiodący regulatorzy poszczególnych regionów oraz przedstawiciele pozostałych organów regulacyjnych. W 2013 r., podobnie jak we wcześniejszych latach, przedstawiciele URE brali aktywny udział w spotkaniach Grupy Koordynacyjnej GRI.

Rynek Europy Południowej/ Południowo-Wschodniej (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 SEE od stycznia 2013 r. prace współkoordynują dwaj regulatorzy: włoski (AEEGSI) oraz polski (URE).

Spotkania regionu Południe Południowy-Wschód odbywają się zwyczajowo dwa razy w roku. Nadzór nad pracami w regionie oraz wyznaczanie priorytetów i monitoring realizacji postępów rynku 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 2013 r. odbyło się spotkanie RCC i SG w Warszawie, a w grudniu 2013 r. w Mediolanie.

W oparciu o otrzymany w kwietniu 2011 r. mandat Komisji Europejskiej, we wrześniu 2011 r. w ramach GRI SSE regulatorzy opracowali plan pracy dla regionu (*South South-East Gas Regional Initiative Work Plan 2011–2014*), w którym określają priorytetowe zadania do zrealizowania w latach 2011–2014, który był następnie aktualizowany.

Zgodnie z założeniami zaktualizowanego Planu Prac regionu SSE, Rynek Południe/Południowy-Wschód realizuje zadania z zakresu: alokacji zdolności przesyłowej i produktów powiązanych, integracji rynków, współpracy międzyoperatorskiej, monitorowania przejrzystości działań OSP, infrastruktury, inwestycji oraz bezpieczeństwa dostaw gazu. Plan Prac określa główne projekty pilotażowe do każdego z ww. założeń, wypełniając tym samym rekomendację Komisji Europejskiej z 2011 r., aby w ramach inicjatyw regionalnych realizowano projekty pilotażowe, które pozwolą na zbadanie proponowanych rozwiązań i ułatwią ich późniejsze wdrożenie w skali całej UE. W Planie Prac SSE podkreślono również konieczność wzmocnienia współpracy międzyregionalnej trzech regionalnych rynków gazu. W 2013 r. położono nacisk na projekty mające na celu wczesną implementację kodeksów sieciowych. Ponadto, uznano za niezbędne wzmocnienie zaangażowania członków SSE w proces wyboru Projektów Wspólnego Zainteresowania (*Project of Common Interest* – PCI) oraz wdrożenia modelu docelowego rynku gazu (*Gas Target Model*).

Region GRI SSE jest największym pod względem liczebności członków regionem GRI. W projekcie raportu ACER za 2013 rok z postępów w inicjatywach regionalnych, wysunięto postulat zrewidowania aktualnego kształtu regionu. Ankieta pomiędzy członkami GRI SSE została przeprowadzona na początku 2014 r.

Integracja Systemów w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4)

W okresie od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r. trwało polskie przewodnictwo w Grupie Wyszehradzkiej (V4). 16 czerwca 2013 r. przez Premierów państw członkowskich została zaakceptowana Mapa Drogowa 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 sieciowych UE poprzez zacieśnienie współpracy pomiędzy regulatorami i operatorami systemów przesyłowych w regionie. W dokumencie tym ustanowiono Forum V4 na rzecz integracji rynku gazu, które powinno zapewnić polityczne wsparcie dla tego procesu i koordynację działań między ministerstwami, krajowymi organami regulacyjnymi i operatorami sieci przesyłowych oraz zająć się harmonizacją prawodawstwa w celu ułatwienia wspólnego wdrażania stosownych kodeksów sieci i usprawnianiem współpracy dotyczącej możliwości wdrożenia ostatecznej koncepcji rynku dla regionu V4.

W styczniu 2014 r. w Budapeszcie odbyły się warsztaty dotyczące wspólnego wdrażania kodeksów sieciowych w Grupie Wyszehradzkiej, w trakcie których założenia Mapy Drogowej ewaluowały i regulatorzy postanowili w ramach prac V4 skupić się przede wszystkim na jednolitej implementacji kodeksów sieciowych UE oraz podjąć próbę stworzenia jednolitych wymogów koncesyjnych, tak aby umożliwić wzajemne honorowanie koncesji.

2.3.2. Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci

Kodeks sieciowy dotyczący Zarządzania Ograniczeniami Kontraktowymi (Congestion Management Procedures – CMP)

Zgodnie z Załącznikiem nr I do rozporządzenia 715/2009 ustanawiającym kodeks sieciowy dotyczący *Congestion Management Procedures* (Zarządzania Ograniczeniami Kontraktowymi), zwanym dalej CMP – operatorzy systemów przesyłowych mieli obowiązek wprowadzić do swoich systemów zasady zawarte w tymże kodeksie do 1 października 2013 r. Polski Operator Systemu Przesyłowego – OGP Gaz-System SA wprowadził mechanizmy wynikające z CMP zarówno do krajowego systemu przesyłowego, jak i do polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa, poprzez przedłożenie Prezesowi URE do zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Krajowego Systemu Przesyłowego oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej polskiego

odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa.

Głównym celem zastosowania mechanizmów opisanych w kodeksie CMP jest zapobieganie powstawaniu oraz niwelowanie istniejących ograniczeń kontraktowych na punktach połączeń międzysystemowych. Zasady wynikające z CMP mają bowiem zastosowanie do połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE. Poniżej zaprezentowane zostały w skrócie najważniejsze założenia i zmiany, które w związku z obowiązkiem wdrożenia CMP zostały wprowadzone do polskiego systemu przesyłowego.

Pierwszym z mechanizmów wprowadzonych przez CMP jest mechanizm nadsubskrypcji i wykupu. Przed wprowadzeniem tego mechanizmu OSP miał obowiązek przedłożyć Prezesowi URE do zatwierdzenia metodologię, zgodnie z którą będzie go stosował. W polskich realiach mechanizm ten został implementowany w następującej formie: w przypadku zaobserwowania przez OSP, że na danym punkcie połączenia międzysystemowego istnieje zarezerwowana zdolność ciągła, która regularnie nie jest wykorzystywana w danym okresie – OSP zaferuje tę zdolność na zasadach ciągłych innym uczestnikom rynku. Zdolność ta będzie oferowana jako produkt *day ahead* na zasadach ciągłych. W przypadku, gdyby jednak pierwotnie uprawniony podmiot chciał wykorzystać tę zdolność w dniu, w którym OSP sprzedał zdolność na zasadach nadsubskrypcji, OSP przeprowadzi aukcję wykupu, w trakcie której zaferuje użytkownikom możliwość odsprzedaży zarezerwowanej przepustowości. Pułap cenowy dla takiej

aukcji został ustalony na 1,5-krotność stawki za dobową zdolność przesyłową. W przypadku braku możliwości odkupu przez OSP zdolności, tak aby zrealizowane mogły zostać wszystkie nominacje – OSP zredukuje wszystkich nabywców produktu dobowego na zasadach ciągłych i wypłaci im odpowiednią bonifikatę. Dzięki zastosowaniu tego mechanizmu zwiększona zostanie zdolność punktów, w których dotychczas cała zdolność była zarezerwowana, chociaż nie zawsze w pełni wykorzystywana.

Kolejnym mechanizmem jest prawo użytkownika do rezygnacji z zarezerwowanej przepustowości. Każdy użytkownik ma prawo zrezygnować z zarezerwowanej zdolności i przekazać ją OSP. Użytkownik zachowuje wszelkie prawa i obowiązki związane z zarezerwowaną zdolnością do momentu ponownego zaalokowania jej przez OSP.

Ostatnim mechanizmem implementowanym z kodeksu CMP jest mechanizm odebrania niewykorzystywanej przepustowości (*long term use it or lose it*, dalej: LT UIOLI). Zgodnie z założeniem CMP mechanizm ten jest stosowany jako ostateczny środek przez OSP oraz Prezesa URE, aby przeciwdziałać długoterminowemu blokowaniu przepustowości. LT UIOLI zakłada, że w przypadku, gdy na połączeniach międzysystemowych użytkownik sieci wykorzystuje rocznie średnio mniej niż 80% swojej zakontraktowanej zdolności zarówno w okresie 1 kwietnia do 30 września, jak i w okresie od 1 października do 31 marca, przy efektywnym czasie trwania umowy wynoszącym ponad rok, czego nie może należycie uzasadnić oraz nie sprzedał ani nie zaferował na rozsądnych wa-

runkach swojej niewykorzystanej zdolności a inni użytkownicy sieci ubiegają się o zdolność ciągłą OSP – zgłasza to Prezesowi URE. W tej sytuacji Prezes URE po analizie danych przekazanych przez OSP wydaje decyzję, w której zobowiązuje OSP do odebrania użytkownikowi niewykorzystywanej części zdolności.

Kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu – kodeks CAM

W celu pełnej realizacji zamierzeń 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, przy czym dla każdego produktu z zakresu zdolności o określonym okresie trwania przewidziano inne okno czasowe. Produktami, które będą oferowane zgodnie z kodeksem CAM są: zdolność roczna, kwartalna, miesięczna, dzienna i śróddzienna. Ponadto maksymalny

okres, na który można złożyć ofertę wynosi 15 lat. 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 na ogólnoeuropejskiej platformie przeznaczonej do rezerwacji zdolności.

3 i 4 czerwca 2013 r. OGP Gaz-System SA wraz z ONTRAS-VNG Gastransport GmbH (operatorem niemieckim) przeprowadzili pilotażowy projekt alokacji zdolności powiązanej na okres 1 stycznia 2014 r. – 1 października 2014 r. w punkcie Lasów. Regulamin przeprowadzenia aukcji w ramach projektu pilotażowego został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 1 marca 2013 r. Operatorzy zaoferowali trzy produkty kwartalne w ilości 57 980 kWh/h. Aukcja przepustowości została przeprowadzona za pośrednictwem platformy do rezerwacji przepustowości PRISMA. W wyniku aukcji zostały zaalokowane:

- kwartał II roku gazowego 2013/2014 (styczeń 2014 r. – marzec 2014 r.) – 57 000 kWh/h,
- kwartał III roku gazowego 2013/2014 (kwiecień 2014 r. – czerwiec 2014 r.) – 20 100 kWh/h,
- kwartał IV roku gazowego 2013/2014 (lipiec 2014 r. – wrzesień 2014 r.) – 21 115 kWh/h.

Kodeks sieciowy w sprawie zasad dotyczących interoperacyjności i wymiany danych (*Interoperability and Data Exchange Rules*)

W projektowanym kodeksie sieciowym wskazany został minimalny zakres postanowień, które

sąsiadujący OSP będą zobowiązani zawrzeć w umowach dotyczących każdego punktu połączenia transgranicznego. Jako elementy obligatoryjne wskazano postanowienia dotyczące kontroli przepływu gazu, standardów pomiarów dot. ilości oraz jakości gazu, procesu synchronizacji systemów przesyłowych, zasad alokacji gazu, postępowania na wypadek zdarzeń wyjątkowych oraz rozwiązywania sporów pomiędzy operatorami.

Jednym z założeń kodeksu sieciowego jest stosowanie przez OSP jednolitego katalogu jednostek pomiarowych odnoszących się do ciśnienia, temperatury, objętości, wartości kalorycznej, jednostki energii oraz liczby Wobbego. Ma on mieć zastosowanie przy wymianie oraz publikacji informacji pozostających w związku z rozporządzeniem 715/2009.

Uregulowaniu podlegać będzie również monitoring jakości gazu, w ramach którego wyróżniono monitoring krótko- oraz długookresowy. Do obowiązków OSP będzie należała realizacja krótkookresowego monitoringu jakości gazu wpływającego do jego sieci przesyłowej w fizycznych punktach połączenia transgranicznego. Monitoring długookresowy będzie dokonywany przez stowarzyszenie operatorów ENTSO-G w formie wieloletniej prognozy jakości gazu.

W projekcie kodeksu sieciowego wskazano również środki zmierzające do synchronizacji standardów nawaniania gazu tak, aby nie stanowiły one bariery w handlu transgranicznym.

Ścisłe 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, a ponadto OSP zobowiązani będą przestrzegać norm dotyczących dostępności systemu.

Projekt kodeksu sieciowego został poddany w 2014 r. procedurze komitologii. Spodziewany termin wejścia jego w życie to 1 października 2015 r.

Kodeks sieci w sprawie bilansowania gazu (*Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks – BAL NC*)

W 2013 r. trwały również prace nad opracowaniem kodeksu sieci zawierającego przepisy dotyczące bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (*Network Code of Gas Balancing of Transmission Networks – BAL NC*), zakończone uzgodnieniem ostatecznej wersji rozporządzenia Komisji Europejskiej wprowadzającego kodeks. Mając na uwadze budowę wewnętrznego rynku gazu, kodeks ma na celu wprowadzenie rynkowych i zharmonizowanych zasad i środków w zakresie bilansowania, mających zastosowanie zarówno do sieci przesyłowych w ramach państw członkowskich UE, jak i w zakresie uzgodnień dotyczących bilansowania wymiany transgranicznej gazu, w tym m.in. zasad dotyczących bilansowania operacyjnego między sieciami OSP, procedur nominacji, opłat i procedur rozliczeniowych związanych z opłatą za niezbilansowanie dobowe oraz przekazywania informacji w zakresie bilansowania.

Kodeks BAL jasno definiuje i rozdziela obowiązki pomiędzy operatorów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz użytkowników sieci w zakresie bilansowania, w tym m.in. wprowadzając minimalne wymogi dotyczące dostarczania informacji, nakładając w tym zakresie odpowiednie obowiązki na operatorów sieci przesyłowych, dystrybucyjnych lub podmioty odpowiedzialne za prognozowanie. Docelowy system bilansowania, określony w kodeksie, ma na celu wspieranie rozwoju płynnego, hurtowego rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych, zachęcając użytkowników sieci do efektywnego bilansowania zapotrzebowania własnego oraz ułatwiając OSP bilansowanie całej sieci. Zasady i środki przyjęte na podstawie proponowanych przepisów, muszą odzwierciedlać faktyczne potrzeby systemu w oparciu o zasoby dostępne operatorom. Kodeks przewiduje ustanowienie systemu wejścia-wyjścia z wirtualnym punktem obrotu w obrębie każdego obszaru bilansującego w celu umożliwienia uczestnikom rynku dokonywania transakcji zakupu/sprzedaży gazu w każdym obszarze bilansującym.

Kodeks BAL koncentruje się również na:

- określeniu zasad transakcji na platformach obrotu (obróć 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, które mają zachęcać użytkow-

ków sieci do podejmowania działań mających na celu bilansowanie ilości gazu przez nich dostarczanych i ilości przez nich odbieranych (opłaty za niezbilansowania dobowe powinny odzwierciedlać koszty związane z ewentualnymi działaniami bilansującymi podejmowanymi przez OSP),

- podkreśleniu zasady neutralności OSP w odniesieniu do kosztów i przychodów wynikających z jego działalności bilansującej (operator 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).

Publikacja rozporządzenia Komisji Europejskiej, wprowadzającego przepisy zawarte w kodeksie BAL, jest przewidziana na 2014 r.

2.4. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

2.4.1. 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.

27 sierpnia 2013 r. opublikowana została ustawa nowelizująca mająca w szczególności na celu zapewnienie pełnej implementacji przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE⁶⁷⁾. Zmiany te w swojej zasadniczej części dotyczyły operatorów sieciowych i odnosiły się m.in. do obowiązków związanych z planami rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Z uwagi na szeroki zakres zmian wskazanej ustawy w zakresie dotyczącym planów rozwoju zamiast uzupełniania bądź zmieniania poszczególnych fragmentów artykułu dotyczącego ww. planów rozwoju, jednostce redakcyjnej regulującej tę kwestię nadano zupełnie nowe brzmienie. Zmiany objęły głównie następujące obszary tematyczne:

- zmieniono okres i częstotliwość sporządzania oraz aktualizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych planu rozwoju. Plan ma być sporządzany na okres 10 lat⁶⁸⁾ i poddawany aktualizacji co 2 lata, natomiast w przypadku operatora systemu przesyłowego gazowego wykonujące-

⁶⁷⁾ Dz. U. UE L z 2009 r. Nr 211.

⁶⁸⁾ Podstawową zmianą dotyczącą planów rozwoju, wynikającą z zapisów aktów prawnych wchodzących w skład III pakietu energetycznego, obowiązujących od 3 marca 2011 r., jest obowiązek sporządzania planów rozwoju w perspektywie dziesięcioletniej. Akty trzeciego pakietu przewidują opracowywanie planów rozwoju o zasięgu wspólnotowym i regionalnym oraz badanie ich spójności z planami krajowymi. Umożliwi to ujednoczenie okresów, na które opracowywane są plany operatorów systemów przesyłowych.

- go obowiązki operatora na podstawie umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego zawartej z właścicielem sieci przesyłowej⁶⁹⁾ o powierzenie, przewidziano aktualizację coroczną. Jest to znacząca zmiana w porównaniu z dotychczasową sytuacją, w której przewidziano obowiązek opracowywania planów na co najmniej trzyletnie okresy,
- operator systemu przesyłowego zobowiązany został do przeprowadzenia konsultacji projektu planu rozwoju z zainteresowanymi stronami, w tym z obecnymi i potencjalnymi użytkownikami systemu lub ich organizacjami przed przedłożeniem go Prezesowi URE do uzgodnienia. W dotychczasowym układzie plany były jedynie opiniowane przez zarządy województw.

Ponadto ustawa zmieniająca wprowadziła 11 września 2013 r. istotną zmianę w postaci zapisu art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, nakładającego na operatora systemu dystrybucyjnego gazowego obowiązek przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju i jego aktualizacji do 31 marca.

Zmianie procedur nie towarzyszyła zmiana obowiązujących wymagań co do samych zawartości planów, a zatem jak dotychczas w przypadku gazu ziemnego powinny one zawierać m.in.:

⁶⁹⁾ Dotyczy to pełnienia przez OGP Gaz-System SA funkcji operatora systemu przesyłowego na gazociągu jamajskim.

- przewidywany zakres dostarczania (wielkość dostaw),
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych,
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw,
- przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców,
- przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów oraz
- przewidywany harmonogram realizacji inwestycji.

Nie zmieniono również zakresu podmiotowego obowiązku – tak jak przed nowelizacją projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe

dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

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

W związku z szerokim zakresem nowelizacji ustawy w zakresie planów rozwoju opracowano komunikat Prezesa URE i zamieszczono go na stronach internetowych urzędu. Niezależnie od tego udzielano szczegółowych wyjaśnień pisemnych i ustnych w sprawach dotyczących sposobu realizacji obowiązków dotyczących planów rozwoju. Pytania w znacznej mierze dotyczyły sposobu oceny poszczególnych przypadków w kontekście przepisów przejściowych⁷⁰⁾, a także wymagań odnośnie aktualizacji planów rozwoju w układzie krocącym.

⁷⁰⁾ Przepisy przejściowe przewidują opracowanie planu rozwoju sieci przesyłowej zgodnie z nowymi wymogami po raz pierwszy w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie ustawy zmieniającej. Ponadto przewidują do czasu wygaśnięcia umów przesyłowych stosowanie przepisów dotychczasowych w odniesieniu do umów o powierzenie wykonywania obowiązków operatora systemu przesyłowego zawartych przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej.

Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System SA)

W 2013 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System SA uzgodniony na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r. Został on uzgodniony jeszcze w 2009 r. i szczegółowa informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2009 r.

Z uwagi na zbliżający się okres upływu terminu, na który został uzgodniony plan rozwoju OGP Gaz-System SA, w 2013 r. rozpoczęto przygotowania do opracowania nowego planu rozwoju. W tym celu już w kwietniu przekazano Spółce wytyczne dotyczące układu, struktury i zawartości przekazywanych informacji oraz wyznaczono termin na przedłożenie projektu planu rozwoju na lata 2014–2023.

OGP Gaz-System SA przed przedłożeniem projektu planu do uzgodnienia poinformował, na swojej stronie internetowej, o przystąpieniu do opracowywania planu rozwoju i przeprowadził konsultacje publiczne z zainteresowanymi podmiotami, w szczególności z operatorami innych systemów gazowych oraz użytkownikami systemu.

Po złożeniu projektu w toku prowadzonego postępowania kilkakrotnie wzywano Spółkę do przedstawienia dodatkowych informacji i wyjaśnień. Wyjaśnienia obejmowały m.in. zgodność projektu z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne nakazującej uwzględnienie przy opracowywaniu planu rozwoju polityki energetycznej państwa

i określonych w niej priorytetów⁷¹⁾, a także, zapewnienie długookresowej maksymalizacji 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.

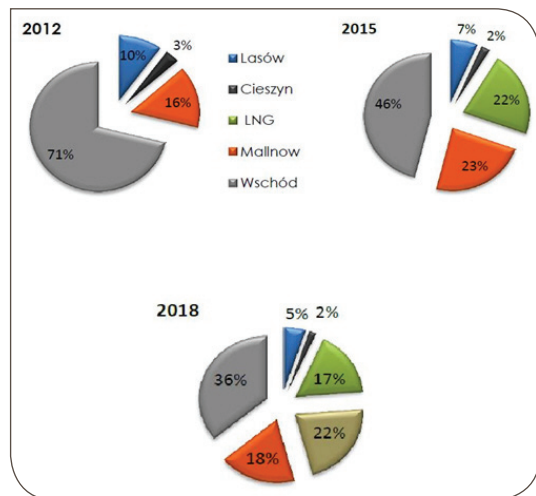
W rezultacie podjętych prac Spółka przedstawiła ostatecznie uzupełnioną wersję wniosku w styczniu 2014 r. i postępowanie w sprawie uzgodnienia planu rozwoju OGP Gaz-System SA było kontynuowane w 2014 r.

Podstawowym celem planu rozwoju OGP Gaz-System SA jest poprawa warunków do dywersyfikacji dostaw gazu. Na rys. 29 (str. 120) przedstawiono graficzne zobrazowanie możliwości dywersyfikacyjnych, jakie pojawiają się wskutek realizacji kolejnych inwestycji Spółki. Wybudowanie rewersu fizycznego w Mallnow (przewidziane na 2014 r.) zapewni faktyczny dostęp do źródeł gazu pochodzącego z różnych kierunków. Kolejnymi inwestycjami poprawiającymi strukturę dostaw są terminal LNG oraz interkonektor południowy.

⁷¹⁾ Zgodnie z Programem działań wykonawczych na lata 2009–2012, stanowiącym Załącznik 3 do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* OGP Gaz-System SA powierzono realizację działania 2.16 pn. Dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemu przesyłowego umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunków północnego, zachodniego i południowego oraz budowa połączeń realizujących w pierwszej kolejności postulat dywersyfikacji źródeł dostaw. Działanie to nie zostało ukończone, w związku z czym niezbędne jest skoncentrowanie środków w celu realizacji, bez zbędnej zwłoki, działań z Polityki i ich priorytetyzacji w planie rozwoju OGP Gaz-System SA.

Ostatni wykres kołowy pokazuje, że w 2018 r. możliwe jest osiągnięcie 36% udziału dostaw gazu z kierunku wschodniego w dostawach z zagranicy, natomiast pozostałe ilości mogłyby być sprowadzane z kierunków innych niż wschodnie.

Rysunek 29. Charakterystyka stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw gazu w kolejnych latach obowiązywania planu rozwoju OGP Gaz-System SA



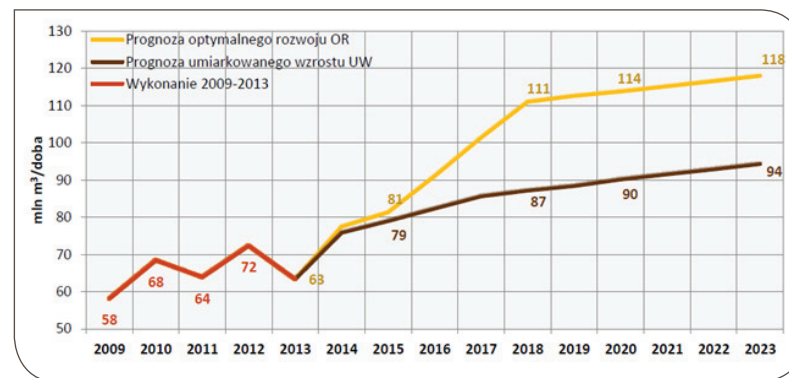
Źródło: Dokument z konsultacji publicznych Planu Rozwoju OGP Gaz-System SA. Lipiec 2013 r.

Istotnym celem planu rozwoju jest planowanie systemu gazowego w sposób pozwalający na zabezpieczenie prawidłowych dostaw w warunkach szczytowego zapotrzebowania na paliwo gazowe. Poniższy rysunek przedstawia prognozowa-

ny wzrost zapotrzebowania szczytowego w systemie dla lat obowiązywania nowego planu rozwoju OGP Gaz-System SA dla dwóch rozpatrywanych wariantów na tle danych historycznych (rys. 30).

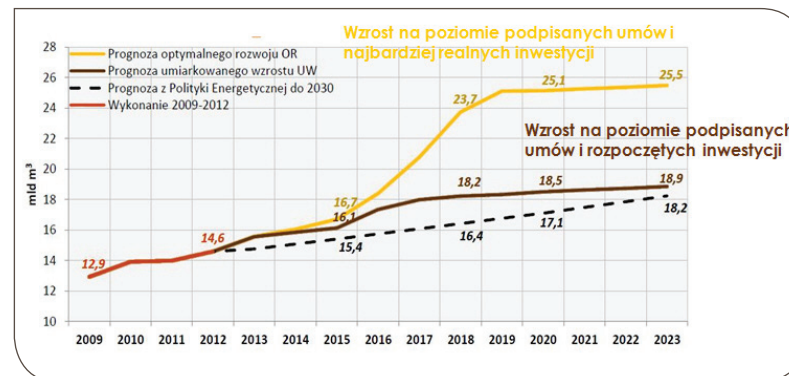
Zgodnie z założeniami *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* w obecnym planie rozwoju podstawową kwestią jest zapewnienie odpowiednich warunków do dywersyfikacji dostaw i poprawy ich bezpieczeństwa, natomiast sprawa zabezpieczenia popytu jest raczej efektem realizacji działań w obszarze różnicowania 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 (rys. 31).

Rysunek 30. Prognoza zapotrzebowanie szczytowego w systemie krajowym w kolejnych latach obowiązywania planu rozwoju OGP Gaz-System SA



Źródło: Dokument z konsultacji publicznych Planu Rozwoju OGP Gaz-System SA. Lipiec 2013 r.

Rysunek 31. Prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową wynikające z popytu krajowego w kolejnych latach obowiązywania planu rozwoju OGP Gaz-System SA



Źródło: Dokument z konsultacji publicznych Planu Rozwoju OGP Gaz-System SA. Lipiec 2013 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Operatorzy z GK PGNiG SA

W 2013 r. obowiązywały plany rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych wchodzących w skład GK PGNiG SA: Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. i Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., które zostały uzgodnione jeszcze w 2009 r.⁷²⁾ na okres do 1 grudnia 2013 r. Szczegółowa informacja na temat tych planów znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2009 r.

W związku z końcem okresu obowiązywania planu rozwoju⁷³⁾ przypadającym na koniec 2013 r., już w kwietniu przekazano Spółkom wytyczne dotyczące układu, struktury i zawartości przekazywanych informacji oraz wyznaczono termin na przedłożenie projektu planu rozwoju na lata 2014–2018. Wytyczne te⁷⁴⁾ wdrażały nową metodologię oceny

⁷²⁾ Po uzgodnieniu plany podlegały aktualizacji. W 2012 r. dla OSD uzgodniony został uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych na lata 2012–2013. Przy czym dla trzech spośród nich dotyczył on inwestycji, których zakres rzeczowy uzgodniony został w 2009 r. (i obejmował okres 2009–2013). Natomiast dla trzech pozostałych odnosił się do zaktualizowanych planów na lata 2012–2013.

⁷³⁾ Tj. pierwszego planu rozwoju opracowanego przez wyodrębnionych prawnie operatorów systemów dystrybucyjnych.

⁷⁴⁾ Przed rozpoczęciem procesu uzgadniania planów rozwoju ww. sześciu OSD przekazano wytyczne do opracowania projektu planu rozwoju na lata 2014–2018 wraz z Kwestionariuszem projektu planu rozwoju opracowanym z wykorzystaniem rezultatów prac wykonywanych w 2009 r. w ramach projektu doradczego.

i weryfikacji projektów planów, w związku z czym w porównaniu z wcześniejszymi okresami został zmieniony zakres i układ wymaganych informacji. Wykorzystano kwestionariusz opracowany z uwzględnieniem rezultatów prac wykonywanych w 2009 r. w ramach projektu doradczego, w którym uczestniczyło szereg interesariuszy funkcjonujących w obszarze energii elektrycznej i gazu ziemnego, z uwzględnieniem OSD. Na decyzję o wykorzystaniu dotychczasowych efektów prac w tegorocznym procesie uzgadniania planów rozwoju gazowych OSD mają wpływ obecne wymogi prawne, a także pozytywne doświadczenia pozyskane z obszaru elektroenergetyki.

W pierwszym podejściu projekty planów rozwoju zostały złożone przez poszczególne spółki pełniące rolę operatorów systemów dystrybucyjnych. Sześciu operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) z GK PGNiG SA 1 lipca 2013 r. uległo konsolidacji do jednego podmiotu funkcjonującego pn. PGNiG SPV 4 Sp. z o.o., będącego spółką przejmującą, która w toku prowadzonego postępowania zmieniła nazwę i obecnie funkcjonuje jako PSG Sp. z o.o.

Spółka ta posiada strukturę oddziałową z Oddziałami odpowiednio we Wrocławiu, Zabrze, Tarnowie, Warszawie, Gdańsku i Poznaniu. W postępowaniu analizowano informacje dotyczące zakresu terytorialnego poszczególnych Oddziałów.

Kwestionariusz ten obejmował formularze do wypełnienia przez OSD, instrukcję ich wypełniania oraz tzw. „list planistyczny” zawierający jednolite dla OSD dane makroekonomiczne do wykorzystania przy opracowaniu projektu planu rozwoju.

W ramach prac do PSG Sp. z o.o. skierowano trzy pisma o uzupełnienie i poprawienie przedłożonego projektu planu rozwoju, zasadniczo dotyczących struktury przekazywanych danych i ich szczegółowości, co miało uzasadnienie wynikające z konieczności wdrożenia modelu. Ostateczne materiały o uzgodnieniu projektu planu rozwoju PSG Sp. z o.o. wpłynęły 5 grudnia 2013 r. Postępowanie ws. uzgodnienia zostało zakończone w I kw. 2014 r.

Operatorzy spoza GK PGNiG SA

W odniesieniu do przedsiębiorstw gazowniczych obowiązek wynikający z art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, tj. przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju dotyczył ośmiu operatorów systemów dystrybucyjnych, przy czym czterech OSD posiadało uzgodnione plany rozwoju do 2014 r. i 2015 r.

W odniesieniu do pozostałych OSD, Prezes URE uzgodnił w 2013 r. dwa projekty planu rozwoju przedsiębiorstw gazowniczych na lata 2013–2015 (Enesta Sp. z o.o. i Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o.) w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe. Dodatkowo projekty planów rozwoju dwóch przedsiębiorstw gazowniczych będących OSD są nadal w fazie uzgodnień, przy czym jeden z nich dotyczy wniosku o uzgodnienie nowego planu rozwoju (Avrio Media Sp. z o.o.), natomiast drugi – wniosku o jego aktualizację (Ei. Invest Sp. z o.o.).

Przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego nie wyznaczone na OSD

W 2013 r. Prezes URE uzgodnił jeden projekt planu rozwoju przedsiębiorstwa gazowniczego (G.EN. Gaz Energia SA) nie wyznaczonego na operatora systemu dystrybucyjnego (w 2013 r. postępowanie administracyjne w tej sprawie było w toku). Wniosek o aktualizację planu rozwoju został przedłożony przez przedsiębiorstwo gazownicze w 2013 r. i uzgodniony na lata 2013–2015.

Realizacja zadań wynikających z przepisów rozporządzenia 347/2013

W 2013 r. weszło w życie rozporządzenie 347/2013 (dalej także rozporządzeniem TEN-E). Z uwagi na duży związek tego rozporządzenia z procesem uzgadniania planów rozwoju, zagadnienie to zostało omówione w niniejszym punkcie Sprawozdania. Art. 12 ust. 3 rozporządzenia przyznaje projektodawcom⁷⁵⁾ prawo do przedłożenia organom regulacyjnym wniosku inwestycyjnego, stanowiącego podstawę wydania decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów (*cross border cost allocation*, CBCA).

⁷⁵⁾ Czyli zasadniczo operatorom systemów przesyłowych, opracowującym projekt wspólnego zainteresowania, tj. projekt niezbędny do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej, wybrany przez Komisję Europejską w ramach sformalizowanej procedury zdefiniowanej w rozporządzeniu 347/2013.

Zgodnie z art. 12 ust. 4 rozporządzenia TEN-E, w terminie sześciu miesięcy od daty otrzymania przez zainteresowane krajowe organy regulacyjne wniosku (...), organy regulacyjne podejmują skoordynowane decyzje w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególni operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, oraz uwzględnienia tych kosztów w opłatach taryfowych. Krajowe organy regulacyjne mogą zadecydować o alokacji jedynie części kosztów lub o alokacji kosztów w ramach pakietu większej liczby projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. Oznacza to, że w określonych przypadkach⁷⁶⁾ 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 mają być ustalone we wskazanych powyżej skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych, wydawanych przez organy regulacji energetyki (NRA) zainteresowanych państw członkowskich. Dodatkowo rozporządzenie przewiduje, aby – w przypadku projektów spełniających ustalone kryteria – koszty inwestycyjne niemożliwe do pokrycia przez operatorów, w określonym zakresie,

⁷⁶⁾ Dotyczy efektywnie poniesionych kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją określonych rodzajów infrastruktury energetycznej (m.in. gazowej) o określonym statusie (tj. projektów wspólnego zainteresowania).

były pokrywane z funduszy unijnych (*Connecting Europe Facility*, CEF).

W celu wsparcia procesu wdrożenia rozporządzenia TEN-E Prezes URE pracował w ramach odrębnych zespołów zadaniowych powoływanych przez Komisję Europejską i ACER mających na celu wyłonienie szczególnych projektów, które powinny zasługiwać na wsparcie w kontekście realizowanych przez nie celów. Lista Komisji, stanowiąca kilkuletnie podsumowanie prac w ramach zespołów zadaniowych z udziałem przedstawicieli Prezesa URE, została opublikowana w 2013 r. w formie rozporządzenia implementacyjnego.

W celu wsparcia procesu wydawania skoordynowanych decyzji inwestycyjnych (CBCA) ACER opracowywała wytyczne i rekomendacje mające na celu ujednoczenie zasad dotyczących składania wniosków inwestycyjnych, ich oceny, a także samego wydawania decyzji. Koordynacja ze strony ACER była jak najbardziej wskazana, bowiem rozporządzenie przewiduje wydawanie przez organy regulacji energetyki skoordynowanych decyzji.

Rozporządzenie TEN-E 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 muszą być skoordynowane, implikuje konieczność

dokonania wcześniejszych ustaleń w wielu płaszczyznach i z uwzględnieniem szeregu wariantów. Koordynacja decyzji jest zatem konieczna, w zasadzie wdrożenie postanowień jednej z nich jest możliwe wyłącznie przy wejściu w życie pozostałych, które dotyczą rozliczeń związanych z tym samym wnioskiem transgranicznym. Przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach poprzez opiniowanie dokumentów opracowywanych w ramach zespołów roboczych a następnie analizę opracowań ACER pod kątem wykorzystania rekomendacji Agencji w konkretnych postępowaniach administracyjnych.

Prace przygotowawcze przełożyły się na konkretne wnioski inwestycyjne. Operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA realizując zapisy art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, wspólnie z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych zainteresowanych państw członkowskich UE, przedłożył do końca października 2013 r., Prezesowi URE (i regulatorom zainteresowanych państw członkowskich) wnioski inwestycyjne w zakresie:

- Projektu połączenia gazowego Polska-Czechy,
- Projektu połączenia gazowego Polska-Litwa,
- Projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja.

Pozwoliło to na rozpoczęcie oceny wniosków i dokonywanie wielostronnych uzgodnień. Zgodnie z zapisami rozporządzenia TEN-E Prezes URE ma sześć miesięcy na wydanie skoordynowanych decyzji. Stosowne postępowania nie zostały zakończone w 2013 r. i są kontynuowane w 2014 r.

2.4.2. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

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

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

W 2013 r. wpłynął jeden wniosek w sprawie wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego. Postępowanie było kontynuowane w 2014 r. Ponadto w 2013 r. udzielano wyjaśnień dotyczących gazociągów bezpośrednich.

Podsumowując prowadzone sprawy w tym zakresie można postawić następujące tezy:

- niemożność podłączenia gazociągu przeznaczanego na biogaz do sieci dystrybucyjnej może być przesłanką do złożenia wniosku o udzielenie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego,

- 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. Przepisy nie przewidują formalnych trybów (tzn. w formie decyzji lub postanowienia) dokonywania klasyfikacji już wybudowanych gazociągów bądź uznawania istniejącej infrastruktury gazowej za gazociąg bezpośredni.

2.4.3. Weryfikacja lub ustalanie w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych

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, ustalonemu w sposób określony w art. 25 ust. 2 tej ustawy. Celem tego obowiązku jest zapewnienie zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

Wyjątkiem od ww. zasady, tj. obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez podmioty wskazane w art. 24 ust. 1 usta-

wy, jest sytuacja, w której Minister Gospodarki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, w drodze decyzji, zwolni to przedsiębiorstwo z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. 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. Istotne jest, że zwolnienie to, co do zasady, ma na celu ułatwienie podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w ograniczonym zakresie, którego obszar wyznaczają wskazane powyżej limity i cezurą czasowa.

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.

W praktyce przedsiębiorstwa energetyczne są zwalniane z utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego decyzją Ministra Gospodarki na określony czas. Zatem w momencie utraty zwolnienia np. z tytułu przekroczenia jednego z limitów uprawniających je do korzystania z tego zwolnienia bądź też w sytuacji, gdy wygaśnie decyzja w sprawie zwolnienia, a Minister Gospodarki nie wyda kolejnej decyzji zwalniającej z utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, przedsiębiorstwo będzie obowiązane utrzymywać zapasy, na którą to okoliczność musi się przygotować, w szczególności ustalając ich wielkość. Istotne jest, że przedsiębiorstwo energetyczne w toku prowadzonej działalności gospodarczej może z wyprzedzeniem przewidzieć (oszacować) moment przekroczenia limitów uprawniających do zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

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. Natomiast w przypadku przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej

odsprzedaży odbiorcom, które w momencie rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego, posiadają zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do ustalenia poziomu zapasów obowiązkowych, stosuje się ust. 5 tego przepisu.

Zauważyć jednocześnie należy, że w świetle postanowień art. 24 i art. 25 ustawy o zapasach należy wyraźnie rozróżnić zagadnienie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dokonane na podstawie art. 24 ust. 5 i 5a ustawy o zapasach, od kwestii obowiązku corocznego ustalania wielkości zapasów obowiązkowych na podstawie art. 25 ust. 1, 2 i 5 tej ustawy. Rozróżnienie to jest szczególnie istotne w kontekście z jednej strony, powszechnego charakteru obowiązku określonego w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, z drugiej zaś – zwolnienia od tego obowiązku mającego, jak wskazano powyżej, charakter wyjątku od ogólnej zasady, który jest ograniczony zarówno w czasie, jak i rozmiarem prowadzonej działalności. W tym kontekście istotne jest bowiem, że przedsiębiorstwo zwolnione z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego musi z wyprzedzeniem znać wielkość zapasów obowiązkowych na wypadek utraty tego zwolnienia.

Oznacza to, że przedsiębiorstwo, które od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca danego roku przywoziło gaz ziemny w celu jego odsprzedaży odbiorcom, ustala wielkość ww. zapasów – stosownie do postanowień art. 25 ust. 1 ustawy o zapasach – do 30 kwietnia danego roku. Z kolei w myśl ust. 2 powołanego artykułu, w związku

z art. 24 ust. 2 pkt 1, w tym przypadku wielkość zapasów, które przedsiębiorstwo będzie zobowiązane gromadzić powinna odpowiadać co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu w okresie wskazanym wyżej, ustaloneму na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych sporządzonych przez to przedsiębiorstwo. Następnie informację o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przedkłada Prezesowi URE do 15 maja danego roku, w celu jej weryfikacji (art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach).

Z kolei w przypadku przedsiębiorstwa, które w momencie rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży, posiada zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, stosownie do postanowień art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach, wielkość tych zapasów ustala Prezes URE w drodze decyzji. Na okres od dnia przywozu do 30 września – na podstawie ilości gazu, które przedsiębiorstwo w tym okresie planuje przywieźć w celu dalszej odsprzedaży, natomiast na okres od 1 października następującego po dniu rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego do 30 września roku kolejnego (w odrębnej decyzji) – na podstawie danych statystycznych o średniej dziennej ilości jego przywozu w okresie od dnia przywozu do 30 września.

Co istotne, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom są obowiązane poinformować Prezesa URE o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego najpóźniej na 30 dni przed dniem

rozpoczęcia tego przywozu. Przy czym za dzień rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego przyjmuje się dzień, w którym po raz pierwszy gaz ziemny sprowadzono na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 25 ust. 6 i 7 ustawy o zapasach).

W 2013 r. prowadzonych było dwanaście postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, trzy z nich zostały wszczęte na wniosek strony, w dziewięciu przypadkach Prezes URE wszczął postępowanie z urzędu. Spośród prowadzonych postępowań, dwa zakończyły się wydaniem decyzji w sprawie weryfikacji zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ustalonych przez przedsiębiorstwo, w trzech przypadkach Prezes URE wydał decyzje o ustaleniu zapasów obowiązkowych, jedno postępowanie zostało umorzone.

2.4.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Podstawowymi 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 ziemnego⁷⁷⁾.

Art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach określa, że ograniczenia polegające na ograniczeniu mak-

symalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego, mogą zostać wprowadzone w przypadku:

- zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa,
- nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców,
- wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego,
- awarii w sieciach operatorów systemów gazowych,
- zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych,
- zagrożenia bezpieczeństwa osób,
- zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych,
- konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych.

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

⁷⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252, dalej „rozporządzenie”.

wadzenia ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji.

W ramach zatwierdzania planów ograniczeń na sezon 2013/2014, Prezes URE wydał 33 decyzje ws. 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 SA (OSP) został zatwierdzony decyzją z 5 grudnia 2013 r., a plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. – decyzją z 27 listopada 2013 r. Plan ograniczeń opracowany przez OSP obejmuje ok. 50 odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, natomiast plan ograniczeń opracowany przez PSG Sp. z o.o. obejmuje ok. 500 odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych tego Przedsiębiorstwa.

Pozostałe decyzje dotyczą planów ograniczeń opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych prowadzących działalność w znacznie mniejszej skali.

Sumaryczny efekt ograniczeń, wynikający z decyzji tych dwóch ww. przedsiębiorstw, możliwy do uzyskania w przeciętnych warunkach obciążenia systemu gazowniczego w sezonie 2013/2014 wynosi ok. 11 200 000 m³/dobę. W warunkach większego poboru gazu efekt wprowadzanych ograniczeń jest większy i rośnie wraz ze wzrostem obciążenia sieci.

Dla zobrazowania efektu wprowadzania możliwych ograniczeń należy dodać, że wielkość ta

odpowiada w przybliżeniu zdolności przesyłowej największego połączenia międzysystemowego z systemem ukraińskim zlokalizowanego w miejscowości Drozdowicze, o przepustowości technicznej 500 000 m³/h, za pośrednictwem którego można sprowadzić do Polski 5,7 mld m³ gazu rocznie. Oznacza to, że zatwierdzone plany wprowadzania ograniczeń stanowią istotne narzędzie mogące przeciwdziałać skutkom sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

Plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci danego operatora, dla poszczególnych stopni zasilania. 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 planu ograniczeń zawiera informacje o maksymalnych godzinowych i dobowych ilościach poboru gazu ziemnego, w stopniach zasilania od 2 do 10, dla poszczególnych odbiorców ujętych w planie, wraz ze wskazaniem punktów wyjścia z systemu gazowego, w których ww. odbiorcy pobierają gaz ziemny.

Zasady określania poszczególnych stopni zasilania zostały określone w rozporządzeniu, zgodnie z którym:

- drugi stopień zasilania odpowiada średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, jaką pobierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan, chyba że istnieją technicznie uzasadnione przesłanki innego sposobu określenia 2 stopnia zasilania,
- stopnie zasilania od 3 do 9 określa się w planie ograniczeń jako wartości godzinowe i dobowe – pośrednie między stopniem zasilania 2 a 10 – zmniejszające się proporcjonalnie, chyba że istnieją technicznie uzasadnione przesłanki innej zmienności stopni zasilania, przy zachowaniu zasady stopniowej redukcji poboru gazu ziemnego między 2 a 10 stopniem zasilania,
- dziesiąty stopień zasilania odpowiada minimalnej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, niepowodującej zagrożenia bezpieczeństwa osób ani uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych.

Plany ograniczeń dotyczą jedynie gazu ziemnego w rozumieniu określonym w art. 2 pkt 7 ustawy o zapasach, a nie ogółu paliw gazowych.

Rozporządzenie w § 5 ust. 1 wskazuje, że operatorzy lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów sporządzają plany dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 1 tego rozporządzenia, pobierających gaz ziemny w punktach wyjścia z systemu gazowego, tzn. odbiorców 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 ustawy (umowy kompleksowe) – 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 czy nie.

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.

Ograniczeniami w poborze gazu ziemnego objęci są odbiorcy spełniający łącznie następujące warunki: 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 ujęci w planach wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

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.

Ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Stosownie do art. 59 ust. 1 ustawy o zapasach, w okresie obowiązywania ograniczeń, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 56 ust. 1 tej ustawy, operator systemu przesyłowego gazowego, tj. OGP Gaz-System SA:

- 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 wprowadzo-

nych 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.

Należy przy tym podkreślić, że ograniczenia w poborze gazu ziemnego wprowadzane są w sytuacjach kryzysowych (por. art. 54 ustawy o zapasach), w oparciu o zatwierdzone plany ograniczeń. Istotne jest również to, że po wprowadzeniu ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów, zarządzanie operacyjne w zakresie koordynacji działań i dysponowania zapasami gazu ziemnego należy do OSP (art. 59 ust. 1 i 2 powołanej ustawy). W związku z tym OSP upoważniony jest w szczególności do pozyskiwania od OSD informacji o zatwierdzonych planach ograniczeń (art. 58 ust. 18 i art. 59 ust. 2 ustawy).

W 2013 r. nie były wprowadzane ograniczenia w poborze gazu ziemnego na podstawie ustawy o zapasach.

2.4.5. 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.

W związku z faktem, że powyższy przepis wszedł w życie 11 września 2013 r., zaś do 11 marca 2014 r. właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h¹ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązani zostali do wystąpienia z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności, Prezes URE uznał, że zbada nie kwestii, o których mowa w przywołanym art. 9h ust. 13 nastąpi w toku postępowań w sprawie przyznania certyfikatu niezależności.

2.4.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2013 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 30 ust. 1 ustawy o zapasach, przeprowadził kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Badaniem dotyczącym realizacji zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego – w związku z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach objęto 37 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży, jednocześnie posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Z przeprowadzonej analizy wynika, że przywóz gazu ziemnego w ramach posiadanej koncesji na OGZ dokonało dziewięć przedsiębiorstw gazowniczych. W ocenianym okresie⁷⁸⁾ jedno przedsiębiorstwo utrzymywało zapasy obowiązkowe gazu ziemnego (PGNiG SA); pozostałe zostały zwolnione z tego obowiązku. Zakończone badanie wykazało, że zapasy były utrzymywane w wymaganej wielkości w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego, zlokalizowanych na terenie Polski.

Należy również nadmienić, że opublikowana 27 sierpnia 2013 r. ustawa nowelizująca wprowadziła zmianę w ustawie o zapasach w art. 24a

⁷⁸⁾ Badaniem objęto okres od 1 czerwca 2013 r. do 30 września 2013 r.

ust. 1, zgodnie z którą zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – na terytorium innego państwa członkowskiego UE, w zlokalizowanych tam instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego. Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem możliwość taka dotyczyła utrzymywania zapasów obowiązkowych wyłącznie na terenie państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Dotychczas zapisy dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych poza granicami Polski nie miały praktycznego znaczenia, zapasy obowiązkowe były utrzymywane wyłącznie na terenie Polski.

2.4.7. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe, jest Minister Gospodarki. Niemniej, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które za pomocą przydzielonych narzędzi, jest stale monitorowane.

Prowadzone w 2013 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych działań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zapasów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Wnioskodawca takiej koncesji musi posiadać własne pojemności magazynowe, mieć zawartą umowę przedwstępną na świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych lub uzyskać zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych (w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Ministra Gospodarki). Ponadto Prezes URE, przy wydawaniu koncesji, informuje przedsiębiorcę o konieczności zapewnienia wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W wydawanych koncesjach OGZ zamieszczany jest warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

- **taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finanso-

wania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG SA oraz OGP Gaz-System SA wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

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

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

ust. 1 ustawy o zapasach). Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania (por. art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach).

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

Uzgodnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców.

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

Celem tych obowiązków jest zapewnienie zapotrzebowania Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

- **monitorowania stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego**

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja do-

staw 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 zagranicy⁷⁹⁾. 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 OGZ, przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. W koncesjach udzielanych przez Prezesa URE na OGZ zamieszczony został warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji.

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 2013 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2012 r. Badaniem objętych było 27 koncesjona-

riuszy, którzy w 2012 r. posiadali koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ustalono, że sześciu koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego. Przywóz ten obejmował zarówno import, jak i nabycie wewnątrzspółnotowe. Jednocześnie trzech koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego przy użyciu mechanizmu rewersu wirtualnego. Natomiast dwudziestu jeden koncesjonariuszy poinformowało, że nie dokonało w ramach posiadanych koncesji OGZ przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2012 r., ani w ramach importu, ani w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego.

Na podstawie informacji przedstawionych przez koncesjonariuszy stwierdzono, że czterech koncesjonariuszy nie wypełniło obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu. W stosunku do tych przedsiębiorców zostaną wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, a tym samym naruszenie warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Z uwagi na nie zakończenie na 31 grudnia 2012 r. badania poziomu realizacji obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w 2011 r. w odniesieniu do jednego koncesjonariusza z powodu niepełnych wyjaśnień przedsiębiorcy, w 2013 r. kontynuowano proces, a następnie wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzestrzeganiami obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu w 2011 r.

- **agregowania informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach Prezesowi URE 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.

W świetle przepisów ustawy o zapasach status „przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom” mają podmioty, które posiadają wydaną przez Prezesa URE koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą i w ramach tej koncesji dokonują przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom lub dopiero mają taki zamiar (por. wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 17 lutego 2010 r., sygn. akt II GSK 408/09).

Podkreślić przy tym należy, że:
– konieczność realizacji obowiązku określonego w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach nie jest za-

⁷⁹⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

leżna od dokonania przez dane koncesjonowane przedsiębiorstwo fizycznego przywozu gazu ziemnego w danym okresie sprawozdawczym, a zatem obowiązek ten ciąży również na podmiotach, które takiego przywozu nie dokonały,

- posiadanie przez dane koncesjonowane przedsiębiorstwo, 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, a 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.

• monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi

OGP Gaz-System SA wykorzystywał w 2013 r. narzędzia umożliwiające identyfikację fizycznych ograniczeń systemowych na połączeniach międzysystemowych oraz wewnątrz systemu przesyłowego. Pozwoliło to na podjęcie odpowiednich działań prowadzących do usunięcia zidentyfikowanych barier oraz efektywnego korzystania z sieci przesyłowej.

Zidentyfikowane zostały ograniczenia związane z brakiem rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego na obszarze Mory-Meszczce oraz na obszarze pierścienia warszawskiego, co uniemożliwia świadczenie usługi przesyłania w ramach dodatkowych przepustowości. Podjęto działania zmierzające do redukcji po-

wyższych ograniczeń poprzez realizację inwestycji. Brak rezerwy zdolności przesyłowej został również zidentyfikowany przez OGP Gaz-System SA w rejonie Gdańska. Świadczenie usługi przesyłania w ramach dodatkowych przepustowości warunkowane jest rozbudową systemu przesyłowego w tym obszarze. Obecnie trwają prace inwestycyjne zmierzające do poprawy tej sytuacji.

Ponadto stwierdzony został brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu zaazotowanego Lw. Powyższe ograniczenie zostanie usunięte po zakończeniu przez OGP Gaz-System SA odpowiednich inwestycji i zwiększeniu dostaw gazu do systemu Lw.

W 2013 r. OGP Gaz-System SA odnotował 45 awarii skutkujących niedostarczeniem 0,149 mln m³ gazu oraz jedno ograniczenie w dostawach gazu, w wyniku którego 4,016 mln m³ gazu nie zostało odebrane. Przeprowadzono również 139 prac planowych.

• ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego wprowadzone w 2013 r.

W 2013 r. nie były wprowadzane ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego.

Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Przeprowadzając ocenę stanu bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego w Polsce wzięto pod uwagę zarówno przepisy prawodawstwa krajowego, jak i wspólnotowego. W szczególności odniesiono się do bezpieczeństwa dostaw, w tym me-

chanizmów i procedur kryzysowych oraz zakresu dotyczącego wspierania inwestycji infrastrukturalnych, jak i polityki energetycznej Polski. Niezwykle istotny wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw miały takie czynniki, jak:

- zapotrzebowanie rynku na paliwa gazowe,
- stopień dywersyfikacji,
- kontrakty na dostawy gazu ziemnego do Polski,
- stan techniczny i funkcjonalność:
 - systemu przesyłowego (długość 10 077 km);
 - systemu magazynowego (pojemność czynna zbiorników magazynowych gazu ziemnego wysokometanowego – 1,8 mld m³, gazu zaazotowanego – 0,23 mld m³);
 - systemów dystrybucyjnych (długość sieci 157 448,74 km na podstawie monitoringu),
- stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim (zdolności importowe systemu przesyłowego 5,3 mln m³/h),
- potencjał wydobywczy (4,4 mld m³/rok).

Kluczowym czynnikiem dla oceny bezpieczeństwa dostaw jest charakterystyka popytu na gaz ziemny, który zależy od pory roku. Przyczyną zmienności zapotrzebowania są głównie wahania temperatur otoczenia. Największe nierównomierności zużycia gazu występują w okresie grzewczym, gdy gwałtownie wzrasta zapotrzebowanie na gaz ziemny. Infrastruktura gazowa musi więc być przygotowana do zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania.

Przygotowania do sezonu jesienno-zimowego 2012/2013 były poprzedzone napełnieniem podziemnych magazynów gazu, które odgrywają w systemie niezwykle istotną rolę regulatora nie-

równomierności zapotrzebowania. Większość z PMG to magazyny w byłych złożach gazu, charakteryzujące się niewielką, w stosunku do pojemności czynnej, zdolnością opróżniania. KPMG Mogilno to jedyny magazyn szczytowy dysponujący dużą zdolnością odbioru, zbudowany w kawernach solnych. Istotną jego cechą jest możliwość natychmiastowego przestawienia z cyklu odbioru na cykl zatłaczania i odwrotne, co jest często wykorzystywane w praktyce. OGP Gaz-System SA dysponuje w magazynie KPMG Mogilno pojemnością 50 mln m³, które są przeznaczone na potrzeby realizacji jego zadań jako operatora systemu przesyłowego, tj. na bilansowanie systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego. W 2013 r. realizowano prace inwestycyjne w PMG Kosakowo – oddano do użytku i przyłączono do sieci przesyłowej część tego magazynu o pojemności 50 mln m³. Dalsze prace zmierzające do osiągnięcia docelowej pojemności 250 mln m³ będą realizowane w kolejnych latach. Niestety nie udało się zakończyć prac nad rozbudową PMG Wierzchowice z pojemności 575 mln m³ do 1 200 mln m³. Jednakże są one na końcowym etapie realizacji, a planowany odbiór magazynu nastąpić ma w 2014 r.

Zgodnie z przyjętymi w Polsce rozwiązaniami na rzecz bezpieczeństwa dostaw wynikającymi z przepisów ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych

tego gazu⁸⁰). Na mocy wskazanych postanowień w 2013 r. obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych dotyczył dwóch przedsiębiorstw: PGNiG SA oraz Handen Sp. z o.o. W 2013 r. nie nastąpiło uruchomienie odbioru gazu ziemnego z zapasu obowiązkowego.

Stosownie do postanowień art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, zapasy obowiązkowe gazu ziemnego powinny być utrzymywane w instalacjach umożliwiających odbiór gazu w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Aktualnie mogą być uruchomiane dopiero w momencie jak zostaną wykorzystane pozostałe ilości gazu zgromadzone w magazynach. Sytuacja ta powinna ulec poprawie, gdy zostaną oddane do użytku rozbudowywane lub budowane obecnie podziemne magazyny gazu, w tym docelowa pojemność KPMG Kosakowo, który podobnie jak magazyn KPMG Mogilno będzie magazynem kawernowym.

Według planów PGNiG SA do 2015 r. pojemność czynna magazynowa w zakresie gazu wysokometanowego wzrośnie do wielkości ok. 2,8 mld m³.

Oprócz działań w zakresie rozbudowy instalacji magazynowych niezbędna jest równoległa rozbudowa sieci przesyłowej oraz połączeń międzysystemowych. Ma to swoje uzasadnienie zarówno ze

⁸⁰) Wyjątkiem od ww. zasady jest sytuacja, w której przedsiębiorstwo uzyska od Ministra Gospodarki, w drodze decyzji, zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów. Zwolnienie takie przyznawane jest wyłącznie po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo spełnia warunki wskazane w art. 24 ust. 5 ustawy o zapasach, tj. w ciągu roku kalendarzowego przywozi bądź zamierza przywieźć gaz ziemny w ilościach nie przekraczających 100 mln m³, a liczba jego odbiorców nie jest większa niż 100 tys.

względu na spodziewaną dynamikę wzrostu zapotrzebowania na gaz, jak i zmiany w strukturze dominujących odbiorców gazu, w związku z przewidywanym wejściem na rynek gazowy odbiorców z sektora elektroenergetycznego (obecnie energia elektryczna i ciepło sieciowe wytwarzane są jedynie w niewielkim zakresie przy udziale gazowych jednostek wytwórczych). W warunkach realizacji scenariusza niższych cen gazu lub wysokich cen uprawnień do emisji, gazowe jednostki wytwórcze (systemowe i rozproszone) mogą odgrywać większą rolę niż dotychczas w bilansie wytwarzania energii. Zatem w przypadku zwiększenia zapotrzebowania konieczne będzie wybudowanie nie tylko odpowiedniej infrastruktury magazynowej, ale także przesyłowej zapewniającej niezawodne dostawy gazu do tej grupy odbiorców. Tylko łączne działanie nad rozbudową całej infrastruktury przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i pozwoli na szybkie reagowanie w sytuacjach awaryjnych.

Odnosząc się do infrastruktury gazowej Polski należy stwierdzić, że obecny stopień jej rozwoju, choć ulegający stopniowej poprawie, uniemożliwia w pełni szybką i skuteczną reakcję na zakłócenia w dostawach. Szczególnego znaczenia nabiera tu konieczność intensyfikacji prac na rzecz dalszej rozbudowy połączeń wzajemnych oraz dywersyfikacji dróg i źródeł zaopatrzenia.

Obecny stan infrastruktury, nastawiony na przesyłanie gazu ze wschodu na zachód, a także dominujący udział importu z kierunku Rosji są istotnymi czynnikami uwzględnianymi w analizach rozwojowych. Dodatkowym elementem jest rosna-

ce zainteresowanie możliwościami przesyłania gazu z Polski do krajów sąsiednich. Dlatego też w ramach prac operatora systemu przesyłowego prowadzone są analizy celowości i uwarunkowań budowy nowych połączeń międzysystemowych. Analizy te, prowadzone w porozumieniu z Prezesem URE, uzupełniane są o pozyskiwane z rynku informacje na temat preferowanych kierunków transportu i spodziewanych ilości przesyłanego gazu.

W listopadzie 2013 r., decyzją Prezesa URE, zatwierdzona została nowa IRiESP, która reguluje prawa i obowiązki stron oraz zasady świadczenia usługi przesyłania. Instrukcja stanowi regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usług przesyłania paliwa gazowego, uwzględniając przy tym wszelkie wymagania prawne i techniczne zawarte w nadrzędnych regulacjach i przepisach dotyczących przesyłania gazu ziemnego. Zadaniem Instrukcji jest również ustanowienie zasad zapewniających bezpieczeństwo i niezawodność dostawy gazu ziemnego do odbiorców oraz utrzymanie równowagi pomiędzy dostawcami i odbiorcami korzystającymi z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Operatorzy świadczą usługi przesyłania gazu ziemnego zarówno na zasadach ciągłych, jak i przerywanych. To właśnie umowy na dostarczanie paliwa gazowego świadczone na zasadach przerywanych (przerwanie całkowite lub częściowe) są jednym z rynkowych instrumentów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Dzięki całkowitej deregulacji cen będzie możliwe wprowadzenie kolejnych mechanizmów rynkowych ograniczenia popytu.

Również tworzone przez operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystry-

bucyjnych plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych ułatwiają zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci.

Reasumując, w ramach prowadzonych prac, operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA w 2013 r. podejmował działania mające na celu:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia rozptyłów gazu ziemnego w sieci (rozwój sieci gazowej w Polsce północnej) oraz
- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (połączenie Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Polska-Litwa)

OGP Gaz-System SA, realizując zapisy art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, przedłożył Prezesowi URE wnioski inwestycyjne w zakresie:

- 1) *Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy,*
- 2) *Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja,*
- 3) *Projekt połączenia gazowego Polska-Litwa.*

Powyższe wnioski inwestycyjne (*Investment Requests*), w zakresie *Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy, Projekt połączenia gazowego Polska-Litwa* oraz *Projekt połącze-*

nia gazowego Polska-Słowacja znalazły się na przyjętej przez Komisję Europejską liście projektów wspólnego zainteresowania (*Projects of Common Interest*). Uzyskanie statusu projektów o znaczeniu wspólnotowym jest potwierdzeniem, że realizowane inwestycje infrastrukturalne mają kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, a także ich wkładu w poprawę bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw,

- zwiększenie zdolności przesyłowych na połączeniach z systemami przesyłowymi państw członkowskich UE,
- zwiększenie udziału środków rynkowych w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej. Działania te będą miały również kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Jak już wspomniano, ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest stopień dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski. W świetle przepisów maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie powinien być wyższy niż 70%. Prezes URE corocznie przeprowadza monitoring poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i analizuje przestrzeganie przepisów przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Głównym importerem gazu do Polski jest PGNiG SA, które importuje 10,85 mld m³ gazu, w tym 8,7 mld m³ z kierunku wschodniego na podstawie głównego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziem-

nego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 września 1996 r. z OOO Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 r. Drugim bardzo ważnym kontraktem jest kontrakt realizowany przez przejście w Lasowie na podstawie umowy sprzedaży gazu z 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do 1 października 2016 r.

Duży stopień uzależnienia Polski od dostaw gazu z jednego kierunku i występujące w ostatnich latach problemy dostawców z zapewnieniem ciągłości dostaw, wymuszają potrzebę podjęcia działań zmierzających do ograniczenia wpływu tego rodzaju zdarzeń na krajowy rynek gazu. Należy wymienić dwa główne ryzyka wynikające z niskiego wskaźnika dywersyfikacji dostaw, jak również związane z działalnością dostawców gazu: ryzyko rynkowe oraz ryzyka polityczno-rynkowe. Bardzo istotne dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego są działania na rzecz wdrażania w państwach członkowskich Wspólnoty, w tym w Polsce, przepisów wynikających z III pakietu energetycznego. Legislacja wspólnotowa dąży bowiem do ujednolicenia zasady funkcjonowania i rozwoju sieci oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2013 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie, mimo że nie pojawiły się nowe połączenia międzysystemowe. Operator systemu przesyłowego realizował intensywny program działań inwestycyjnych określony w obowiązującym planie rozwoju na lata 2009–2014. Działania te w szczególności związane były z budową i przyłączeniem do systemu przesyłowego terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnouj-

ściu oraz niezbędną w tym zakresie modernizacją i rozbudową systemu przesyłowego. Zadania te znajdują się w zaawansowanej fazie realizacji i powinny być zakończone w 2014 r.

Zatem wyniki obecnie prowadzonych inwestycji, w tym zakończenie budowy terminalu LNG będą odczuwalne w kolejnych latach. Ponadto, dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego i możliwość jego magazynowania pozwoli na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu tego surowca. W tym kontekście istotna może okazać się również możliwość eksportu gazu oraz posiadanie odpowiedniej do tego infrastruktury technicznej.

Niezwykle istotnego znaczenia nabiera zapewnienie dostępu do sieci gazowej Unii, w tym możliwość transportu gazu w obu kierunkach, wyrażone w art. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE. Jednym z najważniejszych działań w tym zakresie była prowadzona w 2013 r. przez OGP Gaz-System SA inwestycja, mająca na celu uruchomienie w 2014 r. w punkcie Mallnow na gazociągu Jamał-Europa fizycznego przepływu gazu w obu kierunkach, tzw. rewersu fizycznego i realizację obowiązku wdrożenia świadczenia usługi odwróconego przepływu gazu w rozumieniu ww. rozporządzenia. Uruchomienie fizycznego rewersu będzie dodatkowym elementem podwyższającym bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski z kierunku zachodniego, szczególnie w przypadkach nieoczekiwanych przerw w planowych dostawach gazu z innych kierunków. Jednocześnie,

możliwość przepływu gazu w obu kierunkach na gazociągu Jamał-Europa wzmocni usługę wirtualnego rewersu, która oferowana jest od listopada 2011 r. na zasadach przerywanych i umożliwia import gazu z kierunku zachodniego na poziomie 2,3 mld m³/rok. Dzięki inwestycji na stacji Mallnow usługa ta będzie mogła być oferowana na zasadach ciągłych, co zagwarantuje stałą pewność dostaw gazu także w ramach rewersu wirtualnego.

Kluczowym elementem dla zapewnienia bezpieczeństwa jest także rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, w tym zniesienie regulacji cen. W przypadku bowiem wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane stosować jak najdłużej instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych (np. ograniczenia handlowe). W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych powinny również mieć pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach gazu.

2.5. Wdrażanie Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce

W związku z potrzebą stopniowego odchodzenia od regulacji taryf na obrót paliwami gazowymi, w 2013 r. kontynuowane było wdrażanie działań określonych w dokumencie Prezesa URE pt. Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce.

Prezes URE 19 lutego 2013 r. poinformował, że wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi, po złożeniu wniosku, mogą uzyskać zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych, nabywających je w ramach obrotu paliwami gazowymi. W 2013 r. zostało wydanych 29 decyzji zwalniających w powyższym zakresie.

W założeniu dla przyspieszenia rozwoju hurtowego rynku gazu istotne znaczenie miało wprowadzenie 11 września 2013 r. obowiązku sprzedaży gazu na giełdzie towarowej. W 2013 r. obowiązek ten wynosił 30% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym. Wolumen gazu objętego ww. obowiązkiem ulegnie w kolejnych latach zwiększeniu od 1 stycznia 2014 r. do 40%, a od 1 stycznia 2015 r. do 55%.

Z raportu przedsiębiorstw zobowiązanych do realizacji ww. obowiązku za 2013 r. wynika, że obowiązek ten został zrealizowany w stopniu nieznacznym. Wśród przyczyn takiego stanu wskazywano przede wszystkim brak popytu na gaz na giełdzie towarowej. W ocenie Prezesa URE taki stan wynikał m.in. z warunków umów zawartych pomiędzy PGNiG SA, a odbiorcami końcowymi, które uniemożliwiały odbiorcom dokonanie szybkiej zmiany sprzedawcy lub samodzielne zaopatrywanie się w paliwo gazowe za pośrednictwem giełdy.

W 2013 r. doszło do zmiany w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. Wszyst-

kie przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi mają możliwość uzyskania statusu członka giełdy towarowej i zawierania transakcji na giełdzie na własny rachunek, a nie za pośrednictwem domów maklerskich. W związku z powyższym od 1 listopada 2013 r. obowiązuje nowy regulamin TGE SA, który umożliwi uczestnictwo na giełdzie gazu bez pośrednictwa domów maklerskich, co pozwoli uniknąć dodatkowych kosztów uczestnictwa w tym segmencie rynku.

4 listopada 2013 r. TGE SA poinformowała, że PGNiG SA zostało animatorem na rynku terminowym towarowym gazu. Prowadzone są też rozmowy na temat możliwości animowania rynku spot.

W kwietniu 2013 r. URE wdrożył cykliczny monitoring hurtowego rynku gazu ziemnego w związku ze stopniową liberalizacją tego rynku oraz deregulacją taryf. Ma on zwiększyć dostęp do informacji rynkowej i stanowić dodatkową przesłankę uzasadniającą zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na rynku hurtowym. Za rok 2013 na stronie internetowej URE opublikowano dziesięć informacji „O obrocie gazem ziemnym i jego przesyłce”: pierwsza kwartalna informacja ukazała się z końcem kwietnia 2013 r., natomiast następne informacje były publikowane w cyklu miesięcznym.

Zgodnie z założeniami wynikającymi z Mapy dot. opracowania standardu umowy na rynku hurtowym, w ramach działającego przy TOE Zespołu ds. Rynku Gazu, została powołana grupa zadaniowa ds. gazowej umowy ramowej EFET. Celem grupy było przyjęcie finalnej wersji Polish VP Appendix, która

będzie stosowana przy umowach EFET w Punkcie Wirtualnym w Polsce. Prace nad tym standardem znajdują się na finalnym etapie.

W 2013 r. działanie wynikające z Mapy drogowej dotyczące zagwarantowania niezależności regulatora rynku gazu zostało częściowo zrealizowane. Ustawa nowelizująca przywróciła kadencyjność Prezesa i Wiceprezesa URE (5-letnie kadencje z możliwością ponownego powołania tylko raz) oraz rozszerzyła kompetencje Prezesa URE i zmieniła tryb jego powoływania.

Jednym z działań dotyczących obszaru rozwoju konkurencji jest wdrożenie zasad wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT). Celem tego rozporządzenia jest zapobieganie nieuczciwym praktykom na hurtowym rynku energii elektrycznej i gazu. Rozporządzenie wprowadza obowiązek podawania informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej. Zakazane są również takie praktyki, jak: wykorzystywanie poufnych informacji wewnętrznych w procesie zawierania transakcji handlowych, a także manipulowanie rynkiem poprzez m.in. dokonywanie transakcji oraz publikowanie fałszywych informacji, które mogłyby istotnie zakłócić funkcjonowanie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Zakazy te są stosowane zarówno w odniesieniu do handlu energią elektryczną i gazem ziemnym, jak również w stosunku do kontraktów na przesył w UE.

Dla skutecznego wdrożenia zasad wynikających z tego rozporządzenia zostaną podjęte następu-

jące działania (głównie na poziomie europejskim – we współpracy z ACER):

- stworzenie ogólnoeuropejskiego rejestru informacji o uczestnikach rynku,
- stworzenie europejskiej platformy monitorowania transakcji zawieranych na rynku,
- przygotowanie wytycznych dotyczących zakresu informacji wewnętrznych, które powinny być opublikowane przed zawarciem transakcji na rynku,
- przygotowanie wytycznych dotyczących monitorowania transakcji oraz wykrywania i karania nieuczciwych praktyk na rynku.

Przygotowanie instrumentów wdrażania REMIT oraz proces stosowania przepisów tego rozporządzenia będą koordynowane na poziomie UE przez ACER. Dla skutecznego wdrożenia tego rozporządzenia konieczne jest przygotowanie i wdrożenie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która zapewni Prezesowi URE kompetencje w zakresie wykrywania i sankcjonowania nieuczciwych praktyk na rynku gazu.

Realizacja wynikających z Mapy drogowej zadań w zakresie rozbudowy infrastruktury sieciowej i wdrażania kodeksów sieciowych została opisana w innych rozdziałach tego Sprawozdania. Generalnie Prezes URE ocenia, że na skutek realizacji tych zadań od 2014 r. zostanie ograniczona w stopniu znacznym bariera związana z niewystarczającymi dla rozwoju konkurencji zdolnościami przesyłowymi na połączeniach z rynkami UE i pojemnościami magazynowymi dostępnymi na potrzeby handlowe. W zakresie wypracowania zasad docelowego

modelu rynku gazu, realizacja tego zadania jest realizowana w ramach Grupy Wyszehradzkiej, którą to współpracę omówiono we wcześniejszych rozdziałach niniejszego Sprawozdania.

W 2013 r. w obszarze detalicznym paliw gazowych kontynuowane były działania zmierzające do stworzenia warunków dla funkcjonowania mechanizmów konkurencji. Priorytetowe działanie, wyznaczone w Mapie drogowej, dotyczące realizacji prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę końcowego, zostało częściowo zrealizowane poprzez wprowadzenie przejrzystych zasad w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRIESD operatora systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o. Zmiany te dotyczyły przede wszystkim standaryzacji umów i dokumentów związanych ze zmianą sprzedawcy poprzez wypracowanie jednolitego formularza zgłoszenia zmiany sprzedawcy do operatora sieci dystrybucyjnej.

Istotnym krokiem w kierunku uwolnienia rynku detalicznego paliw gazowych, wynikającym z zapisów Mapy drogowej, było wydanie przez Prezesa URE komunikatu w sprawie harmonogramu zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwie domowym.

W komunikacie tym Prezes URE określił przesłanki dla zwolnienia przedsiębiorstw z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych. Główną przesłan-

ką, która miała zdecydować o podjęciu decyzji o uwolnieniu cen gazu było wejściem w życie przepisów gwarantujących objęcie obowiązkiem publicznej sprzedaży co najmniej 30% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzanego do sieci przesyłowej (tzw. obligo giełdowe). Założono, że zaistnieją wówczas warunki dla zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego, którzy zużyli co najmniej 25 mln m³ gazu wysokometanowego w poprzednim roku kalendarzowym oraz do przedsiębiorstw energetycznych nabywających gaz ziemny wysokometanowy na potrzeby wykonywania działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Decyzje indywidualne o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia miały być wydawane po dniu wejścia w życie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej, wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym posiadającym koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą, na ich wnioski. Jednocześnie komunikat informował, że zwiększenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu wysokometanowego do poziomu 40%, a następnie 55% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej dawać będzie podstawy do zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf dla pozostałych

grup komercyjnych odbiorców gazu wysokometanowego. Po zwiększeniu obowiązku sprzedaży na giełdzie do poziomu 40% gazu wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej zwolnienie może objąć dużych odbiorców gazu wysokometanowego (tj. odbiorców zużywających powyżej 2,5 mln m³ gazu rocznie), natomiast po wprowadzeniu obowiązku na poziomie 55% oraz przy jednoczesnym rozwoju pozagiełdowego hurtowego rynku gazu (OTC) – również pozostałych odbiorców przyłączonych do sieci gazu wysokometanowego, nie będących gospodarstwami domowymi. Zwolnienie z obowiązku ustalania taryf dla odbiorców z tych grup zostanie poprzedzone ponowną analizą spełnienia warunków określonych w art. 49 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem skutków wprowadzenia obowiązku sprzedaży na giełdzie na poziomie 30%. Do końca 2013 r. 30 podmiotów wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania na sprzedaż paliw gazowych odbiorcom detalicznym, jednocześnie żadna indywidualna decyzja w tej sprawie nie została wydana.

Prowadzony monitoring realizacji obliiga giełdowego nie dał podstaw dla zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych sprzedających do największych odbiorców z przedstawiania cen do zatwierdzania. Do Prezesa URE wpłynęły dokumenty, które wykazywały, że mimo pojawienia się oferty gazu na giełdzie, najwięksi odbiorcy gazu nie mają możliwości skorzystania z niej ze względu na postanowienia zawartych umów lub ze względu na brak ekonomicznej opłacalności.

W międzyczasie zidentyfikowane zostały najistotniejsze bariery, wpływające na brak rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. Wśród barier obrotu gazem z zagranicą wymienić należy: obowiązek dywersyfikacji dostaw, obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych i niewystarczający dostęp do połączeń transgranicznych. Do barier w zakresie obrotu gazem w kraju należą: utrzymywanie regulacji taryf obrotowych, niska marża na obrocie, brak oferty produktu w zakresie bilansowania handlowego, niewystarczająca przewidywalność cen i podaży gazu na giełdzie i rynku OTC, niewystarczająca dostępność magazynów na cele handlowe i wysokie koszty tej usługi. Niektóre z barier takie jak: formuła *take or pay*, brak możliwości odsprzedaży gazu zakupionego w umowach kompleksowych, brak możliwości rozdzielenia umowy kompleksowej wg taryfy PGNiG SA oraz brak możliwości częściowej zmiany sprzedawcy zostały ocenione jako niedopuszczalne w decyzji zobowiązaniowej nałożonej na PGNiG SA przez Prezesa UOKiK, jednak faktyczna eliminacja kwestionowanych postanowień umownych przez monopolistę zostanie dokonana w horyzoncie najbliższego roku i może zostać oceniona w późniejszym okresie czasowym.

Sytuacja ta powoduje, że w obszarze detalicznym gazu nie pojawiły się mechanizmy, które dałyby podstawy do zwolnienia cen dla grupy odbiorców przemysłowych, którzy zużyli co najmniej 25 mln m³ na bazie obowiązującego brzmienia art. 49.

Powyższa sytuacja będzie miała wpływ na terminy i realizację zadań określonych w Mapie dro-

gowej. Przewidziany w niej termin uwolnienia gospodarstw domowych na dzień 1 stycznia 2016 r. prawdopodobnie nie zostanie dotrzymany z uwagi na niskie tempo zmian stanu konkurencji na rynku gazu.

Warto zaznaczyć, że niektóre działania na rzecz stworzenia warunków do uwolnienia cen dla gospodarstw domowych zostały już zrealizowane tj. wprowadzony został system pomocy odbiorcy wrażliwemu, który zacznie funkcjonować już w 2014 r. W ramach systemu wsparcia odbiorca w gospodarstwie domowym, który jest uprawniony do otrzymywania dodatku mieszkaniowego będzie mógł otrzymać ryczałt na zakup opału. Niektóre zaś działania nie zostały zrealizowane zgodnie z harmonogramem, przewidzianym w Mapie jak np. ustawowe uregulowanie sprzedaży awaryjnej. Podjęta została w tym zakresie inicjatywa Prezesa URE na rzecz wpisania zasad i warunków cenowych sprzedaży awaryjnej podczas postępowania administracyjnego w zakresie zatwierdzania IRIESD, jednak z uwagi na brak podstawy prawnej w ustawie – Prawo energetyczne regulacje w tym zakresie nie zostały przyjęte przez operatora na poziomie Instrukcji.



3. Ciepłownictwo

3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja

3.1.1. Lokalne rynki ciepła

Sektor usług ciepłowniczych charakteryzuje się lokalnym zasięgiem podmiotów prowadzących działalność w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło. Specyfika zaopatrzenia w ciepło wynika stąd, że ciepło jest dostarczane do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary, a jego podatność na zmiany podstawowych parametrów (temperatury i ciśnienia) skutkujących obniżeniem jakości w czasie transportu, determinuje jego dostawę rurociągami na bliskie odległości. Powoduje to, że poszczególne źródła i sieci ciepłownicze działają na ogół w obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji.

Na lokalnym rynku ciepła konkurencja pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi możliwa jest praktycznie tylko na etapie podejmowania decyzji o budowie nowych lub rozbudowie istniejących systemów ciepłowniczych. Możliwość budowy źródła lokalnego w nowo projektowanych i budowanych obiektach, a więc rezygnację z ciepła systemowego znacznie ograniczają przepisy ustawy – Prawo energetyczne.

Ostatnio zaobserwowaną tendencją są projekty budowy dodatkowych mocy wytwórczych, w tym, w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko budowa dwunastu nowoczesnych instalacji termicznego przekształcania odpadów

komunalnych. Zostały rozpoczęte inwestycje w Szczecinie, Bydgoszczy, Białymstoku, Poznaniu, Koninie i Krakowie, których pełną realizację deklaruje się do 2015 r. Powstaną dodatkowe źródła wykorzystujące energię ze spalania odpadów, wytwarzające energię elektryczną oraz ciepło, które będzie zagospodarowane w miejskich sieciach ciepłowniczych. Mogą zdarzyć się przypadki nadwyżki podaży wytworzonego ciepła na lokalnych rynkach, przy czym obowiązek optymalizacji kosztów zakupu ciepła i jego dostawy będzie spoczywał na dyspozytorze sieci ciepłowniczej. Dodatkowo należy wspomnieć o istniejących ograniczeniach, które wynikają przede wszystkim z uwarunkowań technicznych (m.in. układ i parametry istniejących sieci). Powyższe uwarunkowania są istotnym elementem działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, która co do zasady ma charakter monopolu naturalnego.

Pojawiają się także nowe rodzaje paliw, które mogą być wykorzystane do wytwarzania ciepła, jak i nowe sposoby zagospodarowania tej energii, w tym innowacyjne sposoby wykorzystania ciepła na potrzeby produkcji chłodu pozwalające na wykorzystanie istniejących rezerw wytwórczych.

W 2013 r. pojawiły się dedykowane do współpracy z siecią ciepłowniczą urządzenia, które mogą stanowić część wężła cieplnego zainstalowanego u odbiorcy – adsorpcyjne agregaty chłodnicze, wytwarzające wodę lodową do celów chłodniczych przy wykorzystaniu ciepła o niskiej temperaturze, wynoszącej jedynie 65°C – 75°C, a więc o parametry tego nośnika na potrzeby przygotowania cie-

płej wody. Tym samym przedsiębiorstwa ciepłownicze zyskały możliwość oferowania swoim klientom nowej jakości usług, opartej o ciepło sieciowe – zapewnienie całorocznego komfortu cieplnego. W minionym roku w systemach ciepłowniczych zainstalowano dwa takie urządzenia, obydwa o mocy 90 kW. Zastosowanie tego typu urządzeń do wytwarzania chłodu z ciepła sieciowego daje wymierne korzyści w postaci poprawy efektywności ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych, poprzez zwiększenie sprzedaży ciepła oraz ograniczenie strat na przesył i optymalizację pracy sieci ciepłowniczej w okresie letnim. Dodatkowo, wykorzystanie ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu pozwala na zwiększenia produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną, co zwiększa efektywności wykorzystania energii pierwotnej i zmniejszenie emisji CO₂, a jednocześnie umożliwia zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną na cele klimatyzacyjne. Prezes URE dostrzegając korzyści, jakie przynosi wykorzystanie ciepła sieciowego do produkcji chłodu dla rynków zarówno ciepła, jak i energii elektrycznej, wskazał w październiku 2013 r. ramy regulacyjne dla wytwarzania chłodu z ciepła.

Prezes URE, w zakresie swoich kompetencji wspiera działania mające na celu zagospodarowanie nowych źródeł energii pierwotnej, jak i zwiększające efektywność wykorzystania ciepła.

Stan bezpieczeństwa energetycznego na lokalnych rynkach ciepła to przede wszystkim

zdolność przedsiębiorstw energetycznych do bieżącego i przyszłego zaspokojenia potrzeb ciepłych odbiorców. Zdolność ta zależy od stanu infrastruktury technicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz od możliwości jej modernizacji i rozwoju, będących pochodną zwłaszcza sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych i kompetencji kadry zarządzającej. Z uwagi na lokalny wymiar działalności ciepłowniczej, istotnym czynnikiem wpływającym na poziom kondycji finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych, który w sposób szczególny w przypadku ciepłownictwa musi być brany pod uwagę, jest dostępność cenowa ciepła systemowego dla odbiorców, z którą bezpośrednio związana jest regularność wnoszenia opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze odbiorców wobec przedsiębiorstw ciepłowniczych mogą powodować trudności w zgromadzeniu środków niezbędnych do utrzymania należytego stanu technicznego urządzeń i instalacji, co w konsekwencji wymaga od tych podmiotów dołożenia szczególnej staranności w działaniach zapobiegających potencjalnym zagrożeniom w utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

Silna zależność od warunków lokalnych, a także zaszczości historycznych ma niewątpliwie bezpośredni wpływ na zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych obserwowanych w systemach ciepłowniczych w Polsce. Właścicielami poszczególnych elementów systemów ciepłowniczych (źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych, węzłów ciepłych) mogą być różne podmioty, a ich eksploatacją mogą zajmować się różne przedsiębiorstwa.

Zaprezentowany poniżej **opis sektora ciepłowniczego** został przygotowany w oparciu o **dane za 2012 r.** zebrane w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych przeprowadzonym przez Prezesa URE w I kwartale 2013 r.⁸¹⁾ **Dane za 2013 r. dostępne będą** po przetworzeniu zgromadzonych danych z badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych za poprzedni rok kalendarzowy i opracowaniu publikacji „Energetyka ciepła w liczbach”, a więc **po 30 kwietnia 2014 r.**

⁸¹⁾ W ramach badania koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą w 2012 r. gromadzone były dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa odnośnie działalności ciepłowniczej,
- sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci), sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych oraz sprzedaży ciepła zakupionego (bez świadczenia usługi przesyłowej), tzw. czystego obrotu,
- zakupu ciepła (bez ciepła kupowanego na potrzeby własne),
- przychodów i kosztów związanych z działalnością koncesjonowaną,
- paliw zużytych do produkcji ciepła,
- nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska oraz źródeł finansowania tych nakładów.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniały formularz URE-C1 – *Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2012 r.* Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone były na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasilily bazę urzędu oraz zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasilily krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki badania przedstawiono obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2012”, które zamieszczone zostało na stronach internetowych URE w lipcu 2013 r. W publikacji, będącej przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również syntetyczna charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w 2012 r., oraz informacje o sposobie badania i szczegółowe uwagi metodyczne.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2012 r. na regulowanym rynku ciepła funkcjonowało 466 przedsiębiorstw posiadających koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, z czego w badaniu wzięło udział 463, tj. 99,4%. Różnica pomiędzy liczbą przedsiębiorstw koncesjonowanych a tymi, które nadsyłały wypełnione formularze sprawozdawcze wynikała z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje, zajmowały się w 2012 r. koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą. Ponadto, niektóre z nich, w okresie sprawozdawczym występowały o cofnięcie koncesji w związku z zaprzestaniem działalności lub znacznym jej ograniczeniem i tym samym odmawiały złożenia sprawozdania.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (*na potrzeby niniejszego rozdziału: przedsiębiorstwo ciepłownicze, to każde przedsiębiorstwo zajmujące się dostawą ciepła*) były w większości przypadków zintegrowane pionowo i zajmowały się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją a także obrotem, w związku z tym posiadały koncesje na różne rodzaje działalności ciepłowniczej. W 2012 r. wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej prowadziło 13,0% badanych przedsiębiorstw, 67,0% łączyło wytwarzanie ciepła z przesyłaniem i dystrybucją, 7,8% podmiotów prowadziło wyłącznie działalność wytwórczą, a 12,2% zajmowało się przesyłaniem i dystrybucją połączonymi z obrotem. Część z tych ostatnich wytwarzała zazwyczaj ciepło we własnych źródłach, ale takich, które nie podlegały koncesjonowaniu (suma mocy zainstalowanej w tych źródłach nie przekraczała 5 MW). Z całej

badanej grupy przedsiębiorstw 87,6% zajmowało się wytwarzaniem ciepła, a 92,2% świadczyło usługi dystrybucyjne.

Zgodnie z Polską Klasyfikacją Działalności⁽⁸²⁾ sektor usług ciepłowniczych stanowią trzy zasadnicze grupy przedsiębiorstw:

- przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (grupa PKD 35.3), w skład której wchodzi zarówno zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne, zajmujące się dostarczaniem do odbiorców ciepła produkowanego we własnych ciepłowniach i elektrociepłowniach oraz ciepła kupowanego od innych producentów, jak również przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła,
- przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej (grupa PKD 35.1), zajmujące się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, w których produkcja ciepła jest działalnością dodatkową,
- grupa elektrociepłowni oraz ciepłowni należących do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.

W 2012 r. przedsiębiorstwa należące do grupy PKD 35.3 stanowiły 71,9% badanych koncesjo-

nowanych przedsiębiorstw, należące do grupy PKD 35.1 – 6,9%, a pozostałe – 21,2%.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze cechuje duża różnorodność zarówno pod względem form organizacyjno-prawnych, jak i własnościowych oraz stopnia zaangażowania w działalność ciepłowniczą, a także wielkości produkcji i sprzedaży ciepła pochodzącego zarówno ze źródeł własnych, jak i kupowanego od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych w celu dalszej odsprzedaży.

W 2012 r. prawie 72% koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadało jednolitą strukturę właścicielską, z czego 2/3 było własnością sektora publicznego (67%), a pozostałe pozostawały w rękach sektora prywatnego, zarówno inwestorów krajowych, jak i zagranicznych. W zdecydowanej większości przedsiębiorstw sektora publicznego funkcje właścicielskie sprawowały organy samorządu terytorialnego (93%). Wśród podmiotów należących do sektora prywatnego zdecydowanie przeważała własność prywatnych inwestorów krajowych – 84% wszystkich podmiotów będących własnością sektora prywatnego. W rękach inwestorów zagranicznych pozostawało tylko 16% podmiotów sektora prywatnego.

Pod względem form organizacyjno-prawnych, w strukturze koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2012 r., podobnie jak w latach poprzednich, zdecydowanie przeważały podmioty prawa handlowego, w tym: spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (73,7%) i spółki akcyjne (20,1%); 5,8% stanowiły łącznie przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdziel-

nie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne, natomiast udział przedsiębiorstw państwowych wynosił tylko 0,4%.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponują bardzo zróżnicowanym i rozdrobnionym potencjałem technicznym określanym przez dwie podstawowe wielkości, tj. zainstalowaną moc cieplną i długość sieci ciepłowniczej.

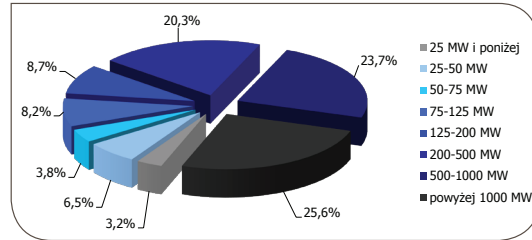
W 2012 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców ciepła wynosiła 58 147,9 MW, a osiągalna – 57 262,9 MW. Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości, jednak zdecydowaną przewagę ilościową mają źródła małe. W 2012 r. 11,4% koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwórczych dysponowało źródłami o mocy osiągalnej do 10 MW, dalsze 46,7% eksploatowało źródła o mocy od 10 do 50 MW. Tylko siedem przedsiębiorstw miało w swoich źródłach moc osiągalną powyżej 1 000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła ponad 1/4 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Były to podmioty działające również w obszarze produkcji energii elektrycznej (rys. 32 str. 141).

W źródłach ciepła podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła był nadal węgiel kamienny, pomimo że udział ciepła produkowanego z wykorzystaniem węgla kamiennego systematycznie maleje, w 2012 r. wynosił on 74,5%. Zwiększa się natomiast udział ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy – w 2012 r. wynosił on 6,5%.

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła była zdecydowanie bardziej zróżnicowana

⁽⁸²⁾ Polska Klasyfikacja Działalności 2007 wprowadzona rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 grudnia 2007 r. w sprawie Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) (Dz. U. Nr 251, poz. 1885, z późn. zm.).

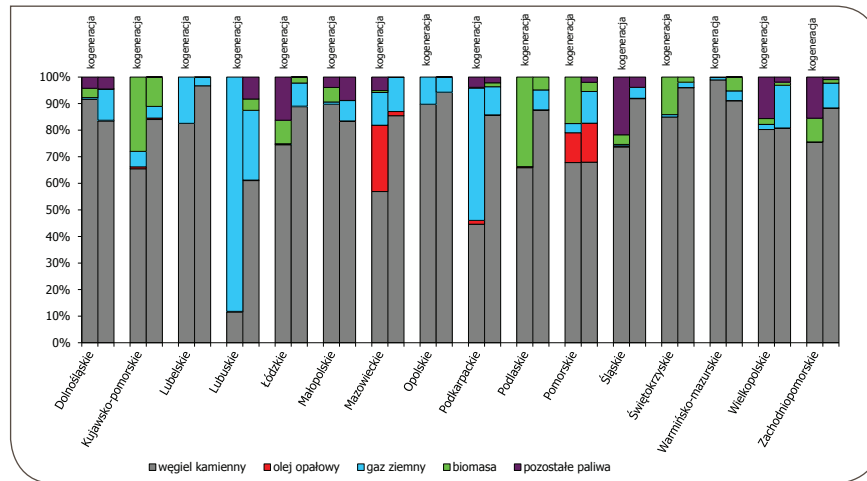
Rysunek 32. Struktura mocy zainstalowanej według wielkości źródeł w 2012 r.



Źródło: URE.

w grupie koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w procesie kogeneracji. W przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło bez

Rysunek 33. Struktura produkcji ciepła według województw i stosowanych paliw w 2012 r.



Źródło: URE.

kogeneracji nadal dominującym paliwem używanym do produkcji ciepła był węgiel kamienny – 87,2% (rys. 33).

Zróżnicowanie udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest także duże pod względem terytorialnym. W trzech województwach ponad 90% ciepła wytwarzane było z węgla kamiennego: w warmińsko-mazurskim (94,0%), opolskim (93,0%) i świętokrzyskim (91,9%), natomiast w województwie lubuskim najmniej, bo tylko 16,9%. W województwie mazowieckim 21,6% ciepła wytwarzane było z oleju opałowego ciężkiego, natomiast w województwie lubuskim aż 81,5% ciepła wytworzone zostało w oparciu o gaz ziemny. Gaz ziemny w znaczących ilościach

używany był do wytwarzania ciepła jeszcze w województwach: podkarpackim (31,6%), lubelskim (14,2%) i mazowieckim (12,4%). Najwięcej ciepła z biomasy wytwarzane było w województwach: kujawsko-pomorskim (25,3%), podlaskim (20,9%) oraz pomorskim (14,3%).

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały w 2012 r. sieciami o łącznej

długości 19 794 km⁸³). Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dystrybucji ciepła 16,9% przedsiębiorstw posiadało sieci krótkie o długości do 5 km, a najdłuższe sieci, o długości powyżej 50 km posiadało tylko 17,4%.

Wielkością charakteryzującą potencjał sektora jest również zatrudnienie. W latach 2002–2012 średnie zatrudnienie mierzone liczbą etatów przypadających na jedno koncesjonowane przedsiębiorstwo wzrosło o około 10%, tj. z 71 etatów w 2002 r. do 78 etatów w 2012 r. Koncesjonowane ciepłownictwo zatrudniało łącznie w 2012 r. około 36,1 tys. osób w przeliczeniu na pełne etaty.

Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem terytorialnym. Ponad 1/3 wartości majątku ciepłowniczego netto skupiona jest w dwóch województwach: mazowieckim i śląskim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale ciepłowniczym charakteryzują się województwa: lubuskie, opolskie, podkarpackie, warmińsko-mazurskie i świętokrzyskie (tab. 44 str. 142).

W 2012 r. łączna wartość majątku trwałego koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła brutto 42,8 mld zł, natomiast netto – 20,4 mld zł. Ponad 75% całego majątku ciepłowniczego netto było w posiadaniu przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (grupa PKD 35.3), a około 10% majątku należało do przedsiębiorstw

⁸³) Wielkość ta obejmuje sieci ciepłownicze łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi oraz sieci niskoparametrowe – zewnętrzne instalacje odbiorcze.

Tabela 44. Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa według województw w 2012 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]	Długość sieci [km]	Zatrudnienie [etat]	Aktywa trwałe brutto	Aktywa trwałe netto
				[tys. zł]	
Polska	58 147,9	19 794,1	36 084	42 764 310,4	20 398 404,1
Dolnośląskie	3 879,2	1 665,1	2 094	4 070 784,8	2 026 482,7
Kujawsko-pomorskie	5 193,0	1 222,6	2 453	2 565 709,0	1 358 977,4
Lubelskie	2 819,1	999,9	2 275	1 381 303,1	609 248,1
Lubuskie	1 169,8	274,4	489	651 373,4	393 456,6
Łódzkie	3 410,8	1 494,0	2 631	2 361 127,0	888 042,3
Małopolskie	4 284,6	1 471,0	2 572	3 427 108,1	1 596 895,4
Mazowieckie	9 706,8	3 005,5	4 157	8 128 675,9	4 125 157,3
Opolskie	1 593,4	581,0	1 056	843 975,9	384 202,0
Podkarpackie	1 616,1	732,9	1 527	959 608,0	439 628,9
Podlaskie	1 288,1	604,1	1 471	1 476 427,7	798 241,6
Pomorskie	3 772,8	1 437,6	2 081	3 552 466,4	1 487 309,1
Śląskie	10 791,1	3 133,7	6 481	7 113 329,8	3 407 431,6
Świętokrzyskie	1 369,3	438,6	1 476	915 965,5	494 327,1
Warmińsko-mazurskie	1 531,5	680,8	1 642	1 042 688,2	466 336,9
Wielkopolskie	3 331,9	1 233,1	2 063	2 691 034,8	1 144 163,6
Zachodniopomorskie	2 390,5	819,8	1 615	1 582 732,7	778 503,4

Źródło: URE.

spoza energetyki. Majątek przedsiębiorstw sieciowych i wytwórców ciepła charakteryzuje się dosyć wysokim stopniem dekapitalizacji. Jednak w ostatnich latach odnotowano wyraźne zahamowanie wzrostu wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego⁸⁴⁾, który w 2012 r. ukształtował się na poziomie 52,30% i był niższy o 4,49 punktu procentowego od wskaźnika dekapitalizacji w 2011 r. Reproduk-

⁸⁴⁾ Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony ilorazem wartości umorzenia majątku do wartości księgowej aktywów trwałych brutto.

cja majątku trwałego dokonywana była w 2012 r. znacznie powyżej poziomu amortyzacji, o czym świadczyła wartość wskaźnika reprodukcji majątku trwałego w sektorze⁸⁵⁾, który ukształtował się na poziomie 1,50.

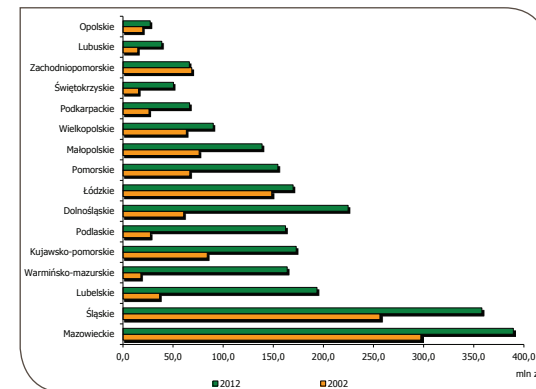
Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2012 r. ponad 77% poniosło nakłady związane z działalnością ciepłowniczą. W 2012 r. przedsiębiorstwa poniosły łącznie nakłady w wyso-

⁸⁵⁾ Wskaźnik reprodukcji majątku trwałego liczony ilorazem nakładów inwestycyjnych do amortyzacji.

kości 2 466,4 mln zł. Około 60% nakładów przedsiębiorstwa przeznaczyły na inwestycje w źródła ciepła, pozostałą część w sieci dystrybucyjne. Od 2002 r. nakłady w źródła ciepła wzrosły 2-krotnie, podczas gdy inwestycje w sieci wzrosły o 84%.

Ponad połowa nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez koncesjonowane ciepłownictwo w 2012 r. przypadała na sektor prywatny (56,8%). Średnio jedno przedsiębiorstwo w sektorze prywatnym ponosiło nakłady prawie dwa razy większe niż przedsiębiorstwo należące do sektora publicznego.

Poziom nakładów w latach 2002–2012 w poszczególnych województwach został przedstawiony na rys. 34.

Rysunek 34. Nakłady inwestycyjne według województw w 2002 r. i 2012 r. [mln zł]

Źródło: URE.

Przychody sektora ciepłowniczego w 2012 r. wzrosły o 8,8% w stosunku do roku ubiegłego

przy takim samym poziomie wzrostu kosztów. Przychody z działalności ciepłowniczej ukształtowały się na poziomie 16 789,1 mln zł, natomiast koszty 17 063,9 mln zł. Udział przychodów z wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz z obrotu ciepłem w przychodach ogółem całego sektora kształtuje się od lat na bardzo zbliżonym poziomie i wyniósł w 2012 r. odpowiednio: 54,8%, 22,7%, 22,5%. W 2012 r. przeciętne przychody jednego koncesjonowanego przedsiębiorstwa kształtowały się na poziomie 36,3 mln zł przy 32,4 mln zł w 2011 r.

Podstawowymi elementami kształtującymi poziom przychodów w przedsiębiorstwach ciepłowniczych są: wielkość sprzedaży ciepła oraz jego ceny. Niewątpliwie największy wpływ na wzrost przychodów sektora miał wzrost wolumenu sprzedawanego ciepła przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w 2012 r. Pomimo, że rok 2012 zapisał się jako ciepły, a moc zamówiona przez odbiorców ciągle jest redukowana, to sprzedaż ciepła w stosunku do 2011 r. wzrosła o 3,1%.

Kondycja finansowa sektora mierzona wynikiem finansowym brutto, uległa nieznacznemu pogorszeniu w stosunku do roku ubiegłego. W 2012 r. wynik ukształtował się na poziomie (-) 274 777,3 tys. zł. Ujemny wynik wiąże się również z obniżeniem rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych. Rok 2012 był kolejnym, w którym odnotowano dalsze obniżanie wartości wskaźnika rentowności koncesjonowanego ciepłownictwa – w 2012 r. uległ on obniżeniu w stosunku do roku ubiegłego o 0,08 punktu

procentowego i ukształtował się na poziomie (-) 1,64%⁸⁶⁾.

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Podażowa strona rynku

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły w 2012 r. ponad 431,4 PJ ciepła, łącznie z ciepłem wytworzonym w procesach technologicznych (odzysk). Ponad 62% wyprodukowanego ciepła, tj. 250 tys. TJ zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Tylko 22% wszystkich badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzało ciepło w kogeneracji. Są to w większości duże elektrociepłownie należące do elektroenergetyki zawodowej oraz ciepłownictwa zawodowego, elektrownie po tzw. „ucieplwieniu”⁸⁷⁾, a także elektrociepłownie należące do

⁸⁶⁾ Zdecydowany wpływ na wynik finansowy koncesjonowanego sektora ciepłowniczego ma wynik finansowy na działalności ciepłowniczej w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji. W tych przedsiębiorstwach nie da się jednoznacznie rozdzielić łącznych kosztów wytwarzania na część dotyczącą ciepła i część dotyczącą energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa te same ustalają klucz podziału kosztów wspólnych, aby przedstawić wynik finansowy tylko w zakresie działalności ciepłowniczej, w tym na potrzeby badania Prezesa URE. Zmiany w sposobie podziału łącznych kosztów, dokonane przez te przedsiębiorstwa w ostatnich latach, powodują zaniżoną rentowność na działalności ciepłowniczej także w przypadku wzrostu rentowności na całej działalności (łącznego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji).

⁸⁷⁾ Ucieplwienie turbiny kondensacyjnej (skonstruowanej na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej bez kogeneracji) to pobór pary (upust) zwykle na niskich parametrach, do wykorzystania jako ciepło użytkowe, np. do zasilenia miejskiego systemu ciepłowniczego.

przedsiębiorstw spoza energetyki. Najczęściej były to źródła zaopatrujące w ciepło duże miasta.

Znaczną część wyprodukowanego ciepła koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze zużywały na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych – 34,2% w 2012 r. Pozostała część ciepła wprowadzona była do sieci ciepłowniczych zarówno własnych, jak również sieci będących własnością innych przedsiębiorstw. Przy czym ostatecznie do odbiorców przyłączonych do sieci, po uwzględnieniu strat podczas przesyłania, trafiło około 57,5% wyprodukowanego ciepła. Prawie 50,0% ciepła oddanego do sieci w 2012 r. było przedmiotem dalszego obrotu.

W 2012 r. wolumen sprzedanego ciepła ogółem (łącznie z odsprzedażą innym przedsiębiorstwom) wyniósł 389 364,5 TJ, a więc kształtował się na nieznacznie wyższym poziomie niż w roku 2011 (377 794,2 TJ) – wzrost o 3,1%. Ponad 40% wolumenu sprzedawanego ciepła realizowane było bezpośrednio ze źródeł, natomiast pozostała część za pośrednictwem sieci ciepłowniczej. Tylko 12,1% ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł zostało dostarczone do odbiorców końcowych, natomiast w przypadku sprzedaży ciepła za pośrednictwem sieci ciepłowniczej udział ten ukształtował się na poziomie 95,8%.

W 2012 r. średnia jednoskładnikowa cena ciepła w kraju, stosowana przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, ukształtowała się na poziomie 41,30 zł/GJ i wzrosła o 5,4% w stosunku do poprzedniego roku.

W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc cieplną, ceny cie-

pła, nośnika ciepła, stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłania i dystrybucji określone w taryfie przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma podpisaną umowę regulującą kwestie związane z dostarczaniem ciepła. Zakres usług świadczonych odbiorcom przez przedsiębiorstwa ciepłownicze ma bezpośredni wpływ na poziom cen ciepła stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, co prezentuje poniższa tabela.

Tabela 45. Ceny ciepła w 2012 r.

Województwa	Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł ⁸⁸⁾	Średnia jednostkowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych ⁸⁹⁾
	[zł/GJ]	
Polska	29,72	48,71
Dolnośląskie	33,43	50,19
Kujawsko-pomorskie	32,90	52,03
Lubelskie	29,48	45,35
Lubuskie	37,17	41,96
Łódzkie	30,21	45,45
Małopolskie	26,84	46,85
Mazowieckie	24,28	41,95
Opolskie	47,46	55,44
Podkarpackie	38,31	52,34
Podlaskie	35,69	52,21

⁸⁸⁾ Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł obliczona została jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł.

⁸⁹⁾ Średnia jednostkowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych obliczona została jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła, nośnika ciepła, przychodów z przesyłania i dystrybucji oraz sumy wolumenu ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczych.

Województwa	Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł ⁸⁸⁾	Średnia jednostkowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych ⁸⁹⁾
	[zł/GJ]	
Pomorskie	30,29	54,54
Śląskie	31,64	51,09
Świętokrzyskie	28,80	55,54
Warmińsko-mazurskie	35,14	49,63
Wielkopolskie	31,46	52,33
Zachodniopomorskie	36,25	54,86

Źródło: URE.

Tabela 46. Ceny ciepła wytwarzanego z różnych rodzajów paliw w 2012 r.

Województwo	Średnia cena ciepła							
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	gaz ziemny wysokometanowy	gaz ziemny zaazotowany	biomasa	inne odnawialne źródła energii
[zł/GJ]								
Polska	32,31	22,31	83,20	28,40	49,48	37,01	33,41	39,03
Dolnośląskie	33,86	23,97	92,33	82,02	68,58	74,37	31,58	–
Kujawsko-pomorskie	34,94	–	99,74	51,43	61,56	–	38,34	–
Lubelskie	33,59	–	–	–	28,50	–	56,83	–
Lubuskie	37,93	49,37	44,44	–	79,19	32,07	65,94	–
Łódzkie	33,60	18,67	56,57	55,71	64,79	–	30,84	74,68
Małopolskie	29,68	–	105,75	–	56,61	–	24,31	34,01
Mazowieckie	26,29	–	108,27	27,54	46,41	71,28	36,07	61,75
Opolskie	39,48	–	82,92	–	58,11	70,91	–	40,51
Podkarpackie	37,93	–	92,41	46,35	41,23	–	48,34	33,19
Podlaskie	35,25	–	40,78	–	57,66	–	36,79	–
Pomorskie	31,85	–	103,22	31,01	65,46	–	39,60	–
Śląskie	34,48	–	102,88	32,39	55,93	–	29,46	–
Świętokrzyskie	33,99	–	91,91	–	64,78	–	26,27	–
Warmińsko-mazurskie	35,34	–	88,74	–	64,07	–	42,23	45,31
Wielkopolskie	33,34	25,37	99,94	–	63,45	69,03	37,44	–
Zachodniopomorskie	37,03	–	56,41	–	71,31	65,61	38,15	58,71

Źródło: URE.

Poziom cen i stawek opłat zależy od wielu czynników, np. wielkości i rodzaju źródła ciepła, poziomu stałych i zmiennych kosztów, kosztów strat mocy, ciepła i nośnika ciepła, charakterystyki potrzeb cieplnych odbiorców. Istotny wpływ na kształtowanie cen ciepła ma rodzaj paliwa używanego do produkcji ciepła. W 2012 r., podobnie jak w latach poprzednich, najdroższe było ciepło ze źródeł opalanych olejem opałowym lekkim (tab. 46).

Odbiorcy ciepła

Podaż usług ciepłowniczych na lokalnych rynkach ciepła uwarunkowana jest zapotrzebowaniem odbiorców na dostawę ciepła. W ostatnich latach obserwowana jest spadkowa tendencja zapotrzebowania na ciepło, wynikająca m.in. z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji, ze znacznego ograniczenia produkcji przemysłowej i rezygnacji z energochłonnych technologii oraz ograniczania udziału powierzchni ogrzewanych za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło w łącznej powierzchni ogrzewanej (przede wszystkim na skutek wyboru indywidualnych sposobów ogrzewania nowych obiektów na etapie decyzji inwestycyjnych).

Głównym odbiorcą ciepła pozostaje obecnie sektor bytowo-komunalny, chociaż zużycie ciepła przez odbiorców z tego sektora ulega również zmniejszeniu. Związane jest to z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła – nowoczesne, energooszczędne systemy budownictwa, przedsięwzięcia termomodernizacyjne i racjonalizatorskie. Odbiorcy lub inwestorzy budujący osiedla domów wielolokalowych, często już na etapie podejmowania decyzji o wyborze sposobu zasilania nowych obiektów, w niektórych przypadkach rezygnują z dostaw ciepła oferowanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Potrzeby cieplne odbiorców pokrywane są zarówno przez ciepło wytwarzane w scentralizowanych źródłach ciepła (i dostarczane za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców), jak też w źródłach lokalnych.

Do sieci ciepłowniczych przyłączeni są przede wszystkim odbiorcy końcowi, ale też i podmioty, które pośredniczą w sprzedaży ciepła. Wzajemne relacje między przedsiębiorstwami i odbiorcami ciepła zależą od organizacji systemu zaopatrzenia w ciepło, a w szczególności od zakresu działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze, jak też od zastosowanych rozwiązań technicznych w zakresie układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsca dostarczania ciepła do odbiorcy. Przedsiębiorstwa dokonują rozliczeń z odbiorcami na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczania eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

Ciepło dostarczane do odbiorców jest użytkowane do różnych celów, w zależności od charakteru potrzeb cieplnych. Potrzeby cieplne odbiorców to przede wszystkim ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń, podgrzewanie wody wodociągowej oraz potrzeby technologiczne u odbiorców przemysłowych a także ciepło na potrzeby innowacyjnych rozwiązań w zakresie produkcji ciepła. Określenie ilości ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego na pokrycie kilku rodzajów potrzeb cieplnych wymaga dokonania podziału łącznej ilości dostarczonego ciepła na poszczególne potrzeby oraz instalacje odbiorcze (np. instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody użytkowej) a także, w szczególnych przypadkach na poszczególne budynki, lokale mieszkalne i niemieszkalne.

Podziałów tych zwykle dokonują właściciele lub zarządcy zasobów mieszkaniowych i to oni ustalają poziom opłat za ciepło dla konsumentów ciepła – mieszkańców w budynku wielolokalowym, realizowanych zazwyczaj w systemie zaliczkowym.

W związku z powyższym opłat ponoszonych przez indywidualnych konsumentów ciepła w lokalach nie można ustalić w prosty sposób na podstawie cen i stawek opłat stosowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Wynika to także z faktu, że ustalone dla danej grupy odbiorców ceny i stawki opłat za ciepło są kalkulowane dla średnich warunków zużycia ciepła dla całej grupy, podczas gdy poszczególni odbiorcy z tej grupy mają indywidualną charakterystykę poboru ciepła. W 2012 r. wskaźnik wzrostu cen ciepła u odbiorców bytowo-komunalnych odnotowany przez GUS wynosił 5,8%, co oznacza, że ukształtował się nieco powyżej wskaźnika wzrostu cen ciepła stosowanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (5,4%), jednak obydwa wskaźniki wzrostu cen ciepła ukształtowały się zdecydowanie powyżej wskaźnika inflacji, który wynosił w 2012 r. 3,7%⁹⁰⁾.

3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Regulacja prawno-ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych ze względu na lokalny charakter rynku realizowana jest w oddziałach te-

⁹⁰⁾ Biuletyn Statystyczny GUS, Nr 2, marzec 2013.

renowych URE (OT URE). Szczegółowe dane liczbowe przedstawione są w Aneksie do niniejszego Sprawozdania.

3.2.1. Koncesjonowanie

W 2013 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności polegającej na dostarczaniu ciepła do odbiorców. Obowiązkiem uzyskania koncesji objęta jest cała działalność gospodarcza związana z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej nie przekraczającej 5 MW, wytwarzania ciepła użytkowanego 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 2013 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby koncesjonariuszy zajmujących się tą działalnością gospodarczą. Według stanu na 31 grudnia 2013 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 452 przedsiębiorstw wobec 456 w 2012 r.

Pewną stabilizację liczby koncesjonariuszy obserwuje się od kilku lat, tj. od 2005 r., gdy graniczna wartość mocy działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji wzrosła z 1 MW do 5 MW. Od

tęgo roku zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych – przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidację przedsiębiorstw oraz ograniczanie zakresu działalności skutkujące brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się zainteresowanie podmiotów funkcjonujących na rynku ciepła nowymi obszarami działalności. Przedsiębiorstwa energetyczne szukają możliwości wejścia na nowe lokalne rynki ciepła bez względu na ich wielkość. Zakres działalności niektórych firm ciepłowniczych wyraźnie przekracza tereny ich pierwotnego funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa – często wykracza poza województwa ościennie. Pozyskiwanie nowych rynków ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Mając na uwadze stale zmniejszające się zużycie ciepła przez odbiorców komunalnych, związane m.in. z termomodernizacją, firmy ciepłownicze zmuszone są szukać rozwiązań optymalizujących zasady ich funkcjonowania. Wykorzystanie wiedzy technicznej, ekonomicznej i organizacyjnej firm ciepłowniczych mających ugruntowaną pozycję na rynku ciepła, sprzyja zmianom na lokalnych rynkach ciepła.

3.2.2. Zatwierdzenie taryf

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wy-

tworzeniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE (art. 47 ustawy – Prawo energetyczne).

Ostatnia zmiana przepisów prawa regulujących sposób kształtowania taryf dla ciepła dotycząca przede wszystkim przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji z energią elektryczną, weszła w życie w listopadzie 2010 r.⁹¹⁾ Przepisy te wprowadziły uproszczony sposób kształtowania taryf oraz doprecyzowały kryteria, jakie należy uwzględniać przy ustalaniu wysokości zwrotu z kapitału.

W kwietniu 2013 r. zakończony został kolejny etap prac Zespołu roboczego powołanego w sprawie ustalenia zasad zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła. Prezes URE opublikował Informację Nr 9/2013 z 4 kwietnia 2013 r. w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2015 określającą model zwrotu z kapitału stanowiący realizację obowiązujących norm prawnych dotyczących oceny poziomu kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału, przy wykorzystaniu wystandaryzowanych kryteriów ich oceny. Kolejną Informacją Nr 10/2013 z 8 kwietnia 2013 r. Prezes URE opublikował wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła w 2013 r. oraz w pierwszym kwartale 2014 r.

⁹¹⁾ 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).

W związku ze zmianą niektórych wskaźników do obliczenia średnioważonego kosztu kapitału, przez Prezesa URE zostały przedstawione wielkości wskaźników do wyznaczenia średnioważonego kosztu kapitału, który należy uwzględnić przy ustaleniu wielkości uzasadnionego zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła zatwierdzanych w roku 2014 w Informacji Nr 39/2013 z 6 grudnia 2013 r. w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zatwierdzanych w 2014 r. zwrotu z kapitału (kosztu kapitału).

W 2013 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 (ceny za rok 2012 zostały opublikowane przez Prezesa URE do końca I kwartału 2013 r.). Wskaźniki wzrostu średnich cen ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji miały bezpośrednie przełożenie na kształtowanie wysokości wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła. Przedsiębiorstwa mogły zaplanować swoje przychody na odpowiednio wyższym poziomie, co w dalszej konsekwencji zapewniło im oczekiwane efekty w postaci generowania dodatkowych, znaczących środków na działania inwestycyjne i mo-

dernizacyjne. Dodatkowo, w okresie objętym sprawozdaniem, tj. od 1 kwietnia 2013 r. do 31 grudnia 2013 r., taryfy kształtowane w sposób uproszczony miały możliwość zwiększenia wzrostu planowanego przychodu, w związku z uwzględnieniem kosztu zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla

w pierwszym roku trzeciego okresu rozliczeniowego kosztów emisji.

W 2013 r. Prezes URE zatwierdził 120 taryf dla źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, w tym 102 taryfy dla ciepła ukształtowane w sposób uproszczony, o którym mowa w § 13

ww. rozporządzenia.

W pozostałym zakresie (w odniesieniu do źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, a więc nie korzystających z uproszczonego sposobu kształtowania taryf), z uwagi na zmiany warunków prowadzenia działalności ciepłowniczej nastąpiły zmiany cen i stawek opłat za dostawę ciepła w zatwierdzanych taryfach, a także konieczność systematycznych (niekiedy nawet kilkukrotnych) zmian cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, celem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia wyłącznie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności.

W 2013 r. zatwierdzono ogółem 362 taryfy dla przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz przeprowadzono 232 postępowania dotyczące zmian taryf dla ciepła, w tym w 197 przypadkach

Tabela 47. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2013 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	26	30,12	30	13,50
Dolnośląskie	21	37,59	23	17,26
Opolskie	9	44,98	8	14,39
Kujawsko-pomorskie	25	40,00	26	17,03
Wielkopolskie	27	36,01	24	15,38
Pomorskie	20	37,25	19	22,80
Warmińsko-mazurskie	23	37,86	22	15,79
Małopolskie	19	33,49	18	18,08
Podkarpackie	17	43,91	17	17,59
Śląskie	35	38,17	40	16,39
Łódzkie	19	37,06	19	14,42
Świętokrzyskie	19	35,76	18	16,84
Zachodniopomorskie	20	40,60	20	18,33
Lubuskie	9	37,72	7	17,71
Lubelskie	12	32,29	16	15,48
Podlaskie	9	38,24	10	17,76
Ogółem kraj	310	35,85	317	16,33

Źródło: URE.

zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła. Połowa tych zmian (prawie 53%) związana była ze zmianą cen w wyniku zmiany kosztów wytwarzania ciepła.

Pomimo stosowania jednolitych kryteriów oceny wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, dynamika i poziom cen i stawek opłat za dostarczane odbiorcom ciepło, determinowane były warunkami panującymi na lokalnych rynkach ciepła (tab. 47 str. 147).

Oddziały terenowe URE prowadziły monitoring remontów, napraw, a także modernizacji sieci ciepłowniczej, a jego efekty zostały wykorzystane dla celów postępowań z obszaru taryfowania ciepła. Na etapie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie nowych taryf wnikliwie analizowane były koszty remontów i napraw sieci, a także każdorazowo sprawdzane było wykonanie nakładów inwestycyjnych w roku poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy będącej przedmiotem danego postępowania administracyjnego w sprawie jej zatwierdzenia.

3.2.3. Inne działania Prezesa URE

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa załatwianych w oddziałach terenowych URE, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębiorców odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Oddziały systematycznie monitorują warunki przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej.

W 2013 r., podobnie jak w roku ubiegłym, zaobserwowano duże zainteresowanie odbiorców ciepła, jak również właścicieli bądź najemców lokali

mieszkalnych, kwestiami związanymi z prawidłowością rozliczania na poszczególnych użytkownikach mieszkań kosztów dostarczania ciepła do budynków, w tym w szczególności budynków mieszkalnych. Pracownicy OT URE udzielali wyjaśnień na liczne zapytania kierowane w tym zakresie do poszczególnych oddziałów. Wśród innych zagadnień stanowiących przedmiot pytań i wątpliwości zgłaszanych do OT URE, należy w szczególności wymienić kwestie dotyczące sposobu ustalania cen w taryfach, trybu weryfikacji kosztów dokonywanej przez OT w trakcie postępowania administracyjnego w zakresie taryfowania ciepła, odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Wyżej wymienione zagadnienia stanowiły również przedmiot bezpośrednich spotkań w siedzibach OT URE, które najczęściej odbywały się z inicjatywy przedsiębiorstw energetycznych i pozostałych uczestników rynku.

Oddziały terenowe kontynuowały współpracę z Powiatowymi Rzecznikami Konsumentów, którzy informowani są na bieżąco o wszczętych postępowaniach w zakresie zatwierdzenia kolejnych taryf dla ciepła, o wydawanych decyzjach dotyczących zatwierdzonych taryf oraz o wynikach postępowań wyjaśniających prowadzonych na wnioski odbiorców z rejonu działania rzecznika i OT.

Ponadto przedstawiciele OT kontynuowali swoją działalność w wojewódzkich zespołach/radach ds. bezpieczeństwa energetycznego powołanych przez poszczególnych Wojewodów. W trakcie posiedzeń tych zespołów poruszane są m.in. zagadnienia związane z oceną stanu

wykonania i uchwalenia gminnych projektów do planu zaopatrzenia w ciepło, dokonywana jest również ocena stanu technicznego infrastruktury ciepłowniczej poszczególnych województw i jej wpływu na ciągłość i niezawodność dostaw. Omawiane są również problemy w realizowaniu planowanych inwestycji w zakresie ciepłownictwa.

Przedstawiciele OT URE wzięli udział w licznych konferencjach, seminariach, spotkaniach i szkoleniach dotyczących problematyki związanej z dostarczaniem ciepła, organizowanych w szczególności przez przedsiębiorstwa ciepłownicze oraz stowarzyszenia skupiające jednostki samorządu terytorialnego.

W 2013 r. OT URE podejmowały również szereg przedsięwzięć o charakterze informacyjno-edukacyjnym. Pracownicy OT URE brali udział w projektach i warsztatach edukacyjnych, nad którymi niejednokrotnie sprawował patronat honorowy Prezes URE. Projekty te, skierowane do różnych grup odbiorców (zarówno przedsiębiorców, jak i odbiorców w gospodarstwach domowych), dotyczyły m.in. zagadnień z zakresu efektywności energetycznej, w tym kwestii związanych z oszczędzaniem energii oraz zagadnień z zakresu praw i obowiązków odbiorców energii, sposobu dokonywania rozliczeń za dostarczone 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 SA oraz Grupy Lotos SA. 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. Odwrotna proporcja miała miejsce w przypadku rynku LPG, który był głównie 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 nie zmieniła się znacząco w stosunku do 2012 r. Na terenie kraju funkcjonuje ok. 6 750 stacji paliw, z czego ok. 2 940 to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, posiadający obecnie ok. 1 780 stacji (w tym pod logo BLISKA). Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw jest Grupa Lotos SA, która posiada łącznie ok. 440 stacji w całej Polsce (także pod logo Optima).

Koncerny zagraniczne posiadają natomiast ok. 1 420 stacje paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP i Shell. W barwach BP działa w sumie ok. 460 stacji paliw. W wyniku przejścia przez Shell stacji działających uprzednio w barwach Neste, ten pierwszy zrównał się z BP pod względem potencjału dystrybucji detalicznej paliw w Polsce. Na trzecim miejscu niezmiennie 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. 2 940 stacjach paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to ponad 700 obiektów. Wzrasta również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to ok. 170 obiektów⁹².

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.

⁹² Dane zaczerpnięte z www.popihn.pl – Stacje paliw w Polsce w latach 2006–2013.

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczane 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 2013 r. do URE wpłynęło łącznie 65 informacji, przekazanych przez Prezesa UOKiK, dotyczących 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 podobna, jak w 2012 r., w którym Prezes URE otrzymał informacje o 75 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 koncesję Prezesa URE, mające na celu zapewnienie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami udzielonej koncesji i przepisami różnych gałęzi prawa (przykładowo można wskazać tu na przepisy szeroko rozumianego Prawa budowlanego, przeciwpożarowe, metrologiczne, ochrony środowiska i Prawa wodnego, bezpieczeństwa i higieny pracy, regulacje dotyczące zapewnienia właściwej jakości paliw ciekłych). Działania te mają na celu wyegzekwowanie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami koncesji i przepisami prawa, niejednokrotnie konkretyzując się w postaci kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, bądź też, w razie potrzeby, polegają na wyeliminowaniu z rynku paliw ciekłych przed-

siębiorców, którzy dopuścili się rażących nieprawidłowości w trakcie wykonywania działalności (cofnięcie koncesji).

Kwestie dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych zostały uregulowane w art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, przy czym regulacje prawne dotyczące obowiązku koncesjonowania w zakresie paliw ciekłych nie uległy zmianie w odniesieniu do 2012 r. W dalszym ciągu, zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne, nie wymaga uzyskania koncesji wykonywanie działalności w zakresie obrotu gazem płynnym (LPG), jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro (art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – Prawo energetyczne) oraz działalność gospodarcza w zakresie obrotu benzyną lotniczą oznaczoną symbolem PKWiU 23.20.11-40 oraz objętą kodem CN 2710 11 31, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 1 000 000 euro (art. 32 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne).

Regulacje prawne dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych, co do zasady nie sprawiały przedsiębiorcom trudności w ich interpretacji i stosowaniu, co przejawiało się w skutecznym identyfikowaniu działalności, której wykonywanie wymaga posiadania koncesji.

Niemniej wnioskodawcy sygnalizowali pewne trudności dotyczące identyfikacji działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie 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 technologiczne, bez względu na stopień ich skomplikowania, zmierzające do uzyskania substancji wypełniającej definicję paliwa ciekłego. Zatem każde połączenie co najmniej dwóch różnych substancji (w tym produktów będących paliwami ciekłymi) o różnych właściwościach fizykochemicznych i/lub przeznaczeniu, które powoduje powstanie paliwa ciekłego o parametrach innych niż przynajmniej jeden z półproduktów/produktów skomponowanych, jest wytwarzaniem paliwa ciekłego. Istotne jest również to, z czego nie zawsze zdają sobie sprawę przedsiębiorcy, że w przypadku posiadania koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, dla wprowadzania do obrotu wytworzonego paliwa, brak jest 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 paliw nie różnicuje. 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 powoduje jednocześnie możliwości uznania tego produktu jako paliwa ciekłego w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Rynek paliw ciekłych charakteryzuje się dużą dynamiką dotyczącą zarówno form, jak i sposobów prowadzenia działalności. Skutkuje to zmianami w przedsiębiorstwach wykonujących tę działalność gospodarczą. Dlatego też w 2013 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), zmiana nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności koncesjonowanej. Pojawiały się także wnioski o zmianę koncesji spowodowane połączeniem lub przejściem podmiotów gospodarczych w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych.

W nielicznych przypadkach postępowania w sprawie zmiany koncesji zakończyły się wydaniem decyzji o odmowie zmiany koncesji, bądź też pozostawieniem wniosku bez rozpatrzenia. Najczęstszą przyczyną odmowy udzielenia koncesji lub odmowy jej zmiany, podobnie jak w latach ubiegłych, był brak posiadania lub brak możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych lub możliwości technicznych pozwalających na prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie, w jakim przedsiębiorca wnioskował o udzielenie lub zmianę koncesji.

W minionym roku, podobnie jak w roku poprzednim, złożonych zostało wiele wniosków dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania koncesji. 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 złożyć wniosek o udzielenie nowej koncesji.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2013 r. stwierdzono wzrost wpływu wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw w porównaniu do roku poprzedniego. Łącznie udzielono sześć koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmian ośmiu koncesji, obejmujących zmiany siedziby koncesjonariusza lub zmia-

ny przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej. Ponadto, w 2013 r. utraciło moc obowiązującą trzynaście 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.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2013 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 48 (str. 152).

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W 2013 r. po przeszło czterech latach udzielono kolejnej koncesji na przesyłanie paliw ciekłych. Koncesję w tym zakresie posiadają zatem dwaj przedsiębiorcy.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2013 r. Prezes URE udzielił dwóch koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano również czternastu zmian decyzji. W 2013 r. utraciły moc obowiązującą cztery koncesje na magazynowanie paliw ciekłych wobec ich cofnięcia lub upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2013 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 48 (str. 152).

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2013 r. skoncentrowane było przede wszystkim na udzieleniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy rozpoczynają wykonywanie działalności w powyższym zakresie, bądź w wyniku przekształceń obowiązani byli uzyskać nową koncesję, albo złożyli wnioski o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

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. Umożnienie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpatrzenia, zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2013 r. udzielił 780 koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Równocześnie odmówił udzielenia koncesji w 73 przypadkach. Dokona-

no również 798 zmian obowiązujących koncesji, w tym w 271 przypadkach dokonano zmiany okresu ich obowiązywania.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2013 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 48.

Tabela 48. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2013 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2013 r.* [szt.]
Wytwarzanie	6	69
Magazynowanie	2	52
Przesyłanie	1	2
Obrót	702	8 747
Razem	711	8 870

* 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 dowiaduje 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 2013 r. utraciły moc obowiązującą 408 koncesje na obrót paliwami ciekłymi. Należy przy tym podkreślić, że liczba ta obejmuje zarówno koncesje cofnięte na wniosek przedsiębiorcy, wygasłe z uwagi na wykreślenie koncesjonariusza z właściwego rejestru lub ewidencji, jak i koncesje, których okres ważności zakończył się w 2013 r. Tym samym liczba ta obejmuje 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 w którymkolwiek z opisanych sposobów 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 koncesję⁹³).

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje trojakiimi 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

⁹³ 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.

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 sankcją, 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 2013 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE, pomimo, że działanie takie stanowi wykroczenie z art. 60¹ Kodeksu wykroczeń i co do zasady nie podlega kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie przedsiębiorcy wykonującego działalność bez stosownej koncesji Prezesa URE w zakresie wymagającym jej uzyskania, do sądu powszechnego. Jednocześnie jednak istotną

z punktu widzenia Prezesa URE informacją jest wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy nieposiadającemu wymaganej prawem koncesji. Zgodnie bowiem z warunkami koncesji na obrót paliwami ciekłymi koncesjonariusz nie może zawierać umów kupna – sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami energetycznymi, które nie posiadają koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka jest wymagana przepisami Prawa energetycznego. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE wobec tego koncesjonariusza postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

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.

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 2013 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 biokomponentów⁹⁴⁾, 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 ciekłych⁹⁵⁾, 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 im-

portowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych⁹⁶⁾.

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 2013 r. informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych od Ministra Finansów były sporządzone wyłącznie według kodów CN i nie uwzględniały podziału na biokomponenty, paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe, zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 3-11 i pkt 23 oraz ust. 2 ustawy o biopaliwach. Powyższe powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach jest ograniczona. Taki stan rzeczy jest wysoce niepokojący. Doświadczenia Prezesa URE związane z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie monitorowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) wskazują, 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 obowiązującego 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 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.

⁹⁴⁾ 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.

⁹⁵⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- b) importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego biokomponentów.

⁹⁶⁾ 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).

4.2.2. Biokomponenty

W 2013 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzone przez wytwórców biokomponentów. Zgromadzone dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2013 r. zawarte zostało w tab. 49.

Tabela 49. Biokomponenty – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Bioetanol	Ester
Biokomponenty wytworzone przez ogół wytwórców	[tona]	833 673	185 669	648 004
Biokomponenty sprzedane przez wytwórców na terytorium kraju	[tona]	586 309	37 700	548 609
Biokomponenty sprzedane przez wytwórców podmiotom zagranicznym	[tona]	22 699	0	22 699

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych: w I, II, III i IV kwartale 2013 r., odpowiednio od 29, 27, 26 i 24 wytwórców, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

4.2.3. Biopaliwa ciekłe

W 2013 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzone przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych. Zebrane dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2013 r. zawarte zostało w tab. 50.

Tabela 50. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samostne paliwo)
Biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[tona]	44 863	0	0	44 863
Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	82 875	0	0	82 875
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 2013 r., odpowiednio od 37, 33, 32 i 32 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. za-

pewnienia 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 zakresie⁹⁷⁾. Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r.⁹⁸⁾, zastąpione rozporządzeniem z 23 lipca 2013 r.⁹⁹⁾, stanowi, że wysokość NCW w 2013 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

⁹⁷⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

⁹⁸⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008–2013 (Dz. U. Nr 110, poz. 757).

⁹⁹⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2013–2018 (Dz. U. z 2013 r. poz. 918).

na potrzeby własne¹⁰⁰). 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 ustaw¹⁰¹), 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 2012–2013 została przy tym ustalona na poziomie 0,85, 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 2013 r. w trybie art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach od 24 spośród 26 podmiotów, zidenty-

fikowanych jako obowiązane do realizacji NCW w 2012 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 2012 r. wyniósł:

- 6,81% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 5,68% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ogólny poziom realizacji NCW w 2012 r., wliczając realizację zredukowanego NCW, wyniósł 5,79%. 22 spośród 26 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, wykazało wykonanie tego obowiązku na wymaganym prawem poziomie.

Z kolei na podstawie sprawozdań rocznych przekazanych w 2014 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 2013 r. wyniósł ogółem 6,14%, w tym:

- 7,29% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,05% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ponadto, w 2013 r. do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach skierowano wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji i dokumentów w zakresie realizacji NCW w 2012 r. Na podstawie przekazanych od ww. przedsiębiorców infor-

macji i dokumentów prowadzone były czynności rozliczeniowe w powyższym zakresie, jak również czynności rozliczeniowe za rok 2011. W stosunku do podmiotów, które nie zrealizowały w latach 2011–2012 Narodowego Celu Wskaźnikowego na wymaganym prawem poziomie, bądź nie wykazały jego realizacji prowadzono postępowania zmierzające do zastosowania sankcji przewidzianych w przepisach ustawy o biopaliwach.

.....

5. Inne zadania Prezesa URE

5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

5.1.1. Kontrola stosowania taryf

Prezes URE sprawuje bieżącą kontrolę nad posiadaniem taryf dla energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa, które uzyskały koncesje na prowadzenie działalności w tym zakresie. W związku z tym, działając na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa te proszone są o przedstawienie ogólnych informacji nt. prowadzonej działalności, tj. podanie w szczególności:

- czy została podjęta działalność gospodarcza w zakresie objętym koncesjami,
- czy Przedsiębiorstwo posiada zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfę na prowadzenie da-

¹⁰⁰) Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

¹⁰¹) 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.).

nej działalności lub wystąpiło z wnioskiem o jej zatwierdzenie,

- planowanej liczby odbiorców energii elektrycznej,
- planowanej rocznej dostawy energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa pouczane są o konieczności ustalania taryf i przedłożenia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, jak również o sankcjach wynikających z art. 56 ust. 1 pkt 5 i 5a ustawy – Prawo energetyczne za stosowanie cen i taryf, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.

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:

- 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),
- sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia

ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,

- ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- sprawdzanie czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- 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 stałą, bieżącą nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności w związku z wątpliwościami odbiorców, co do prawidłowości ich stosowania.

W celu zidentyfikowania najczęściej występujących problemów dotyczących odbiorców energii elektrycznej w zakresie nieprawidłowości stosowania taryf przez OSD, w 2013 r. wystąpiono do OT URE o przedstawienie informacji dotyczących powyższego zagadnienia.

Wystąpienia odbiorców w przeważającej liczbie dotyczyły niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz zasad rozliczeń za energię elektryczną, w szczególności rozliczeń prognozowanego zużycia energii elektrycznej w oparciu o rzeczywiste

odczyty wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

W związku z powyższym, Prezes URE wystąpił do pięciu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności oraz do sześciu spółek obrotu pełniących funkcje sprzedawców z urzędu w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci tych OSD o przedstawienie informacji w zakresie wniosków odbiorców o wypłatę bonifikat z tytułu:

- niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, określonych w § 38 ust. 1 i ust. 3 oraz w § 40 ust. 4 i ust. 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁰²⁾,
- niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w § 42 rozporządzenia systemowego.

Z informacji przedstawionych przez poszczególne przedsiębiorstwa wynika, że w okresie od 1 stycznia 2012 r. do 31 marca 2013 r., odbiorcy wystąpili z 695 wnioskami o wypłatę bonifikat, w tym jeden wniosek jedno z przedsiębiorstw zakwalifikowało jako trudny do określenia oraz 11 wniosków inne przedsiębiorstwo przedstawiło jako wnioski w trakcie realizacji.

Przedsiębiorstwa rozpatrzyły ogółem 683 wnioski, w tym z tytułu:

- § 38 ust. 1 i ust. 3 – 273 wnioski,
- § 40 ust. 4 i ust. 5 – 250 wniosków,
- § 42 – 160 wniosków.

¹⁰²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem systemowym”.

Pozytywnie załatwiono 361 wystąpień, z tytułu których wypłacono odbiorcom bonifikaty w wysokości 123 645,27 zł, w tym z:

- § 38 ust. 1 i ust. 3 – 61 wniosków, z tytułu których wypłacono odbiorcom 5 467,22 zł,
- § 40 ust. 4 i ust. 5 – 156 wniosków, z tytułu których wypłacono odbiorcom 27 015,35 zł,
- § 42 – 144 wnioski, z tytułu których wypłacono odbiorcom 91 162,70 zł.

Wniosków rozpatrzonych negatywnie było 322.

Głównymi powodami nie uznania wniosków odbiorców o wypłatę bonifikat były: przeprowadzane badania, w wyniku których stwierdzano prawidłowość parametrów jakościowych energii oraz nieprzekraczalnie dopuszczalnych czasów trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

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 urząd podejmował 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 nieznamomości tematu przez odbiorcę, natomiast w pozostałych przypadkach podejmowano interwencje.

Działania interwencyjne w zakresie energii elektrycznej

1. W związku z pismem odbiorcy, przesłanym przy piśmie Ministerstwa Gospodarki, dotyczącym zasad naliczania opłat dystrybucyjnych i eksploatacyjnych oświetlenia ulicznego, urząd wystąpił w tej sprawie do przedsiębiorstwa energetycznego. W odpowiedzi przedsiębiorstwo poinformowało, że w księgach majątkowych dokonało rozdziału majątku sieciowego od majątku oświetleniowego, tak więc zasadnym jest uwzględnianie obciążeń podatkowych od infrastruktury oświetleniowej jako jednego z elementów kosztowych w kalkulacji opłat eksploatacyjnych oświetlenia ulicznego, w szczególności w sytuacji, gdy stawki opłat zawarte w taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej, zatwierdzonej przez Prezesa URE, nie zawierają kosztów eksploatacji instalacji oświetleniowych ulic, placów i dróg publicznych.
2. Wskutek wystąpień trzech odbiorców, dotyczących odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne przyjęcia zamówienia mocy umownej w niejednakowych wysokościach na poszczególne miesiące roku, urząd podjął interwencję w sprawie i przeprowadził postępowanie wyjaśniające. W konsekwencji, oprócz odpowiedzi do odbiorców, zostało także skierowane do przedsiębiorstwa energetycznego pismo, w którym m.in. wskazano, że obowiązujące przepisy prawa, jak i zapisy w taryfach dla usług dystrybucji energii elektrycznej przewidują możliwość zamawiania przez odbiorców mocy w różnych

wysokościach na poszczególne miesiące roku. Wielkość mocy umownej, warunki jej zamawiania i zmiany określone są w umowie łączącej strony, a Prezes URE nie posiada uprawnień do kwestionowania postanowień umów już zawartych. Ponadto zwrócono uwagę, że choć deklarowanie przez odbiorców jednakowej na cały rok mocy umownej, niezależnie od przebiegu profilu obciążenia wydaje się być uzasadnione zarówno rachunkiem ekonomicznym, jak i względami technicznymi, niemniej w przypadku odbiorców *stricto* sezonowych, nie można doprowadzać do sytuacji, gdy będą oni ponosić koszty na poziomie nieuzasadnionym, szczególnie w sytuacji, gdy w latach poprzednich przedsiębiorstwo zgadzało się na zamawianie przez nich mocy na niejednakowym poziomie.

3. W związku z pismem odbiorcy, dotyczącym opóźnień w zmianie grup taryfowych w rozliczeniach za dystrybucję energii elektrycznej w 92 punktach głównie oświetlenia ulicznego, urząd wystąpił w tej sprawie do przedsiębiorstwa energetycznego. W odpowiedzi przedsiębiorstwo poinformowało, że po 20-tu dniach od otrzymania pisma odbiorcy, wyjaśniło, że zmiana grup taryfowych nastąpi po dostosowaniu układów pomiarowo-rozliczeniowych, a następnie poinformowało odbiorcę o zakończeniu tego procesu, przepaszając jednocześnie za powstałe opóźnienia spowodowane dużą liczbą układów wymagających dostosowania, zlokalizowanych na rozległym terenie.
4. Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE w sprawie niedokonywania odczytów oraz wysokości płat-

- ności naliczanych przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych. W wyniku przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego, przedsiębiorstwo stwierdziło, że brak odczytów rzeczywistych w niektórych okresach rozliczeniowych jest wynikiem trudności w dostępie do liczników znajdujących się na terenie ogrodzonej i zamkniętej posesji. Odbiorcy przedstawiono wyjaśnienia dotyczące zarówno powodów nieregularnych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, jak również wyjaśniono sposób naliczania opłat za energię elektryczną.
5. W związku z informacjami o wystawianiu przez przedsiębiorstwo faktur krótko (kilka dni) przed wskazanym terminem płatności oraz – w przypadku nieuiszczenia opłaty bądź uiszczenia opłaty z opóźnieniem – wstrzymywaniu dostaw energii, wszczęto postępowanie wyjaśniające w tym zakresie, m.in. czy przedsiębiorstwo dochowuje terminów określonych w art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. W trakcie tego postępowania zostało wyjaśnione, że przedsiębiorstwo stosuje ustalone procedury wobec odbiorców płacących nieterminowo. Według procedur przedsiębiorstwa do wstrzymania dochodzi nie wcześniej niż 60 dni od upłynięcia terminu zapłaty, po uprzednim wysłaniu wezwania do zapłaty listem poleconym, przy czym stosowana jest kwota minimalna – gdy zaległości są niższe, wstrzymanie dostaw nie jest stosowane.
 6. Odbiorca wystąpił do Prezesa URE pod koniec 2012 r. w sprawie podjęcia interwencji z powodu braku rozpatrzenia przez przedsiębiorstwo

- energetyczne składanych reklamacji dotyczących nieprawidłowych wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych. Podczas przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego, które zakończyło się w 2013 r., przedsiębiorstwo potwierdziło brak udzielenia odpowiedzi na przedmiotowe reklamacje oraz skorygowało faktury wystawione w oparciu o nieprawidłowe wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odbiorca został poinformowany przez URE o przysługujących mu bonifikatach z tytułu braku rozpatrzenia reklamacji (o ile umowa nie stanowi inaczej) zgodnie z § 42 pkt 11 rozporządzenia taryfowego oraz, że zgodnie z § 43 tego rozporządzenia w celu uzyskania bonifikaty, odbiorca powinien wystąpić z wnioskiem do przedsiębiorstwa energetycznego, które rozpatruje ten wniosek w terminie 30-tu dni od jego wpłynięcia.
7. W związku z pismem odbiorcy, dotyczącym prawidłowości naliczenia opłaty za moc umowną przez przedsiębiorstwo energetyczne, przy podwyższeniu wielkości mocy umownej przez odbiorcę tj. naliczeniu zmiany mocy uwzględniając współczynnik $k=1,10$, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. W trakcie tego postępowania przedsiębiorstwo poinformowało, że odbiorca zamówił na cały 2012 rok moc umowną w wysokości 1 700 kW, o czym nie poinformował URE w swoim piśmie, a co ma zasadniczy wpływ na ocenę stanu faktycznego sprawy. Następnie od października 2012 r. została obniżona moc przez odbiorcę do poziomu 1 400 kW, a od grudnia 2012 r. podwyższona do

poziomu 1 500 kW, a więc nadal poniżej mocy zamówionej na cały rok 2012. W związku ze stwierdzeniem tych faktów rozliczenia za moc umowną, prowadzone przez przedsiębiorstwo są zgodne z zatwierdzoną taryfą oraz obecnie obowiązującymi przepisami.

8. W związku z pismem odbiorcy, odnośnie sposobu zastosowania przez przedsiębiorstwo energetyczne wskaźnika korygującego za zmniejszenie mocy umownej $k=1,79$ zamiast 1,10, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. W trakcie tego postępowania przedsiębiorstwo uznało za właściwą wysokość wskaźnika korygującego równą $k=1,10$ i zobowiązało się do podpisania z odbiorcą stosownego aneksu do umowy, o czym odbiorca został poinformowany.
9. W związku z wpływem zawiadomienia anonimowej osoby o braku aktualizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne danych, dotyczących obowiązku publikowania wielkości mocy przyłączeniowych dla źródeł co najmniej raz na kwartał, których publikacja na witrynie internetowej stanowi ustawowy obowiązek przedsiębiorstw energetycznych sieciowych, po wnikliwym zbadaniu sprawy w pięciu dużych OSD stwierdzono, że zachodzi podejrzenie, że dwa przedsiębiorstwa dystrybucyjne nie dopełniają należycie ww. obowiązku. Dodatkowo analizując informacje zamieszczone na stronach jednego z nich, stwierdzono, że nie przedstawia ono danych dotyczących podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci przedsiębiorstwa. W związku z powyższym, przesłane zostało zapytanie do pięciu OSD i operatora systemu

przesyłowego, w którym operatorzy mieli przesłać szczegółowe informacje związane z realizacją ustawowego obowiązku, zawartego w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne. Ostatecznie, dwa przedsiębiorstwa dystrybucyjne, co do których istniało podejrzenie nie należytego wywiązywania się z wyżej wskazanego ustawowego obowiązku, szczegółowo ustosunkowały się do zgłoszonych wątpliwości, weryfikując jednocześnie swoje podejście, a więc w ramach przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego stwierdzono, że nie zachodzą przesłanki wskazujące na konieczność wszczęcia postępowania o ich ukaranie.

10. W 2013 r. odbiorca energii elektrycznej zwrócił się z zapytaniem, czy sposób rozliczenia zastosowany przez dostawcę energii elektrycznej w zakresie naliczenia opłaty za zmniejszenie mocy umownej był prawidłowy. Dostawca wyraził zgodę na zmniejszenie zamówionej przez odbiorcę wielkości mocy umownej, jednocześnie zwiększając opłatę wynikającą ze składnika stałego stawki sieciowej oraz stawki opłaty przejściowej o 20%. W opinii Prezesa URE działanie takie było niewłaściwe, i zwiększeniu, stosownie do zapisów zawartych w taryfie, powinna podlegać wyłącznie opłata wynikająca ze składnika stałego stawki sieciowej. Opinia Prezesa URE została przekazana odbiorcy i dostawcy energii.
11. W związku z przekazanymi przez Najwyższą Izbę Kontroli dokumentami otrzymanymi od odbiorcy przedsiębiorstwa energetycznego, przeprowadzono postępowanie wyjaśniają-

ce. Według odbiorcy przekazane Najwyższej Izbie Kontroli dokumenty miały dotyczyć m.in. wystawiania faktur niezgodnie z taryfami, prognozowania opłat przy braku poboru energii elektrycznej, rozliczania klientów niezgodnie z prawem czy naliczania odsetek od zaległych płatności. Po dokonaniu analizy faktur oraz wyjaśnień przedstawionych zarówno przez odbiorcę, jak i przedsiębiorstwo energetyczne, nie stwierdzono nieprawidłowości w zakresie rozliczenia odbiorcy na podstawie taryfy dla energii elektrycznej, jak również prognozowania przez przedsiębiorstwo zużycia energii elektrycznej. Odnośnie prawidłowości naliczania odsetek od zaległych płatności, odbiorca został natomiast poinformowany, że kwestia ta pozostaje we właściwości sądów powszechnych.

12. Ustawa nowelizująca wprowadziła m.in. przepis art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym m.in. usługi przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego. Ustawodawca założył dwunastomiesięczne *vacatio legis* na umożliwienie zainteresowanym podmiotom zapoznanie się z przepisem i przygotowanie do zmian, jakie nastąpią wraz z jego wejściem w życie, tj. 28 sierpnia 2014 r. W związku z powyższym Prezes URE przeprowadził monitoring przedsiębiorstw prowadzących działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej. Skutkiem powyższego było skierowanie do czterech podmiotów wezwań o złożenie

wniosku o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego na sieciach objętych concessionsą. W trzech przypadkach przedsiębiorstwa złożyły wnioski o wyznaczenie na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, natomiast jedno przedsiębiorstwo wniosło o cofnięcie concessionsy na dystrybucję energii elektrycznej w związku z niepodjęciem działalności w tym zakresie.

Działania interwencyjne w zakresie paliw gazowych

1. W 2013 r. podjęta była jedna interwencja w związku z pismem odbiorcy gazu ziemnego wysokometanowego kwestionującym zasadność naliczenia mu przez dostawcę gazu opłat za przekroczenie mocy umownej. Na mocy umowy kompleksowej z lipca 2009 r. odbiorca ten rozliczany był w grupie taryfowej W-5, według mocy umownej odpowiadającej nominalnej przepustowości zainstalowanego gazomierza. Do 12 grudnia 2011 r. zamontowany u niego gazomierz nie był wyposażony w rejestrator poboru mocy. O zamiarze instalacji tego typu gazomierza odbiorca poinformowany został w październiku 2011 r. przez operatora, do sieci którego jest przyłączony, który jako cel jego montażu podał zdalny odczyt wskazania liczydła gazomierza oraz wyznaczenie maksymalnego godzinowego poboru gazu. Operator nie poinformował przy tym odbiorcy o konsekwencjach, jakie poniesie w przypadku przekro-

czenia zamówionej mocy. Pod koniec lutego i na początku marca 2013 r. dostawca wystawił odbiorcy faktury „za przekroczenie mocy umownej”, odpowiednio za miesiąc styczeń i luty 2013 r. Następnie naliczył kolejne opłaty za przekroczenia mocy umownej za cały 2012 r. Opłaty te były dotkliwe, ponieważ odpowiadały iloczynowi mocy maksymalnej zarejestrowanej przez układ pomiarowy ponad moc umowną zamówioną przez odbiorcę, liczby godzin w okresie rozliczeniowym (tj. w okresie 720 godzin) i trzykrotnej stałej stawki opłaty przesyłowej właściwej dla grupy taryfowej, w której odbiorca był rozliczany. Następną faktura z powyższego tytułu została mu wystawiona w połowie kwietnia 2013 r. Zważywszy na to, że odbiorca nie miał świadomości konsekwencji, jakie wynikają z przekroczenia mocy umownej, odmówił zapłaty faktury w ww. zakresie oraz poprosił Prezesa URE o podjęcie stosownych działań. W związku z tym Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo do złożenia wyjaśnień w przedmiotowym zakresie. Wyraził przy tym opinię, że wprawdzie potrzeba racjonalnego zamawiania mocy umownej przez odbiorców paliw gazowych jest bezsporna i nie budzi wątpliwości, gdyż ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci wielkość mocy umownej musi być dostosowana do maksymalnych godzinowych poborów urządzeń zainstalowanych u odbiorcy, to jednak po to, aby odbiorca mógł tego dokonać (czyli złożyć adekwatne do potrzeb zamówienie) musi zostać wyposażony przez przedsiębiorstwo w stosowne informacje o konsekwencjach zamówienia mocy poniżej szczytów

godzinowych. Świadomy i racjonalnie postępujący odbiorca ma wówczas szansę przeanalizować rachunek kosztów i korzyści i zdecydować, co jest dla niego bardziej opłacalne: czy zamówienie mocy umownej w wysokości wynikającej z maksymalnego poboru godzinowego i uniknięcie ewentualnych opłat za jej przekroczenie, czy też złożenie zamówienia niższej wartości maksymalnych, czy też kontrola poboru mocy i realne ryzyko obciążenia opłatą w przypadku wystąpienia przekroczenia. Podjęcie takiej decyzji uwarunkowane powinno być otrzymaniem przez odbiorcę informacji (odpowiednio wcześniej), że nastąpi zmiana w jego warunkach rozliczeń, polegająca na zainstalowaniu rejestratora kontroli poboru mocy, co skutkować może konsekwencjami finansowymi. W wyniku interwencji urzędu dostawca umorzył naliczone opłaty za przekroczenie mocy umownej za cały 2012 rok.

2. Ponadto w 2013 r. przeprowadzono czynności wyjaśniające w odniesieniu do dwóch przedsiębiorców, w stosunku do których powzięto informację, że wykonują koncesjonowaną działalność gospodarczą bez stosownej koncesji. W przypadku jednego z przedsiębiorców Prezes URE zawiadomił organ właściwy w sprawie przeprowadzenia stosownego postępowania wyjaśniającego w związku z podejrzeniem popełnienia wykroczenia, o którym mowa w art. 60¹ Kodeksu wykroczeń¹⁰³. W drugim przypadku na

¹⁰³ Zgodnie z art. 60¹ ustawy z 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń (Dz. U. z 2013 r. poz. 482, z późn. zm.), wykonywanie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji podlega karze ograniczenia wolności albo grzywny.

31 grudnia 2013 r. uzyskane informacje nie pozwalały na dokonanie oceny, czy przedsiębiorca wykonywał działalność bez koncesji. Prowadzenie czynności wyjaśniających w ramach URE będzie kontynuowane w 2014 r.

5.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej

W 2013 r. Prezes URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 4a ustawy – Prawo energetyczne przeprowadził wstępną kontrolę wykonania obowiązków publicznej sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (dalej: obbligo giełdowe lub publiczna sprzedaż), przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte powyższym obowiązkiem¹⁰⁴) w 2012 r., tj. za okres od 1 stycznia 2012 r. do 31 grudnia 2012 r.

Analogicznie jak w poprzednich dwóch latach dla ułatwienia przygotowania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania z realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2012 r., Prezes URE przygotował i opublikował w marcu 2013 r. stosowne wytyczne – *Informację dotyczącą zakresu Sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych z realizacji obowiązków, o których*

¹⁰⁴ Obowiązek określony w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne dotyczy przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję Prezesa URE na wytwarzanie energii elektrycznej, które w roku kalendarzowym objętym tym obowiązkiem, wytwarzały energię elektryczną w jednostkach wytwórczych o mocy powyżej 50 MWe.

mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz sposobu obliczania tych obowiązków.

W 2013 r., na podstawie art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne, które w okresie od 1 stycznia 2012 r. do 31 grudnia 2012 r. były zobowiązane do sprzedaży wytworzonej w tym okresie energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 tej ustawy, złożyły Prezesowi URE, w ustawowym terminie tj. do 31 marca 2013 r. sprawozdania z realizacji obliża giełdowego. W sumie złożonych zostało 30 sprawozdań z wykonania obowiązku publicznej sprzedaży za 2012 r., czyli o jedno sprawozdanie mniej niż w roku poprzednim, spowodowane m.in. przekształceniami organizacyjnymi i własnościowymi w przedsiębiorstwach energetycznych.

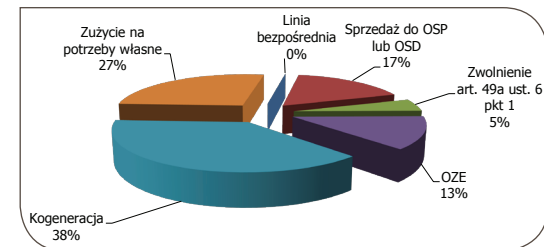
Ze wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, które złożyły Prezesowi URE sprawozdania z realizacji w powyższym okresie obliża giełdowego, sześć korzystało z programu pomocy publicznej określonego ustawą o rozwiązaniu KDT, a więc zobowiązanych było sprzedać 100% wytworzonej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W pozostałych przypadkach obowiązek ten dotyczył 15% produkcji energii elektrycznej brutto. Ostatecznie kontrola wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2012 r. nie została w całości zakończona w 2013 r.

Ponadto Prezes URE w 2013 r. zakończył rozpoczętą w 2012 r. kontrolę wykonania obliża giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte tym obowiązkiem w 2011 r., na podstawie której można stwierdzić, że wszystkie podmioty

objęte obowiązkiem sprzedaży wyprodukowały łącznie ponad 149 TWh energii elektrycznej, z czego 97% produkcji stanowiła energia wytworzona przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, a 3% energia wytworzona przez elektrociepłownie przemysłowe. Wolumen energii elektrycznej wytworzonej, który powinien zostać sprzedany w 2011 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wyniósł 79,8 TWh, co stanowi ok. 55% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te spółki. W rzeczywistości wytwórci sprzedali w powyższym trybie 82,3 TWh, co stanowi ponad 100% wolumenu obowiązku wynikającego z art. 49a ustawy – Prawo energetyczne. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana była poprzez sprzedaż na TGE SA w ilości 99,8% energii sprzedanej w ramach realizacji obowiązku publicznej sprzedaży oraz poprzez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie SA – 0,2%. Żaden wolumen energii elektrycznej nie został sprzedany w drodze otwartego przetargu, o którym mowa w art. 49a ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne.

Wolumen energii elektrycznej stanowiący podstawę do obliczenia obowiązku publicznej sprzedaży ustalono poprzez pomniejszenie wyprodukowanej przez daną spółkę ilości energii elektrycznej w badanym okresie o wyłączenia wymienione w art. 49a ust. 5 i 6 ustawy – Prawo energetyczne. Suma wyłączeń wstępnie skontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku publicznej sprzedaży stanowi ok. 30,7% produkcji energii elektrycznej brutto jednostek o mocy powyżej 50 MW, a jego struktura przedstawiona została na poniższym rysunku.

Rysunek 35. Struktura wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży w 2011 r.

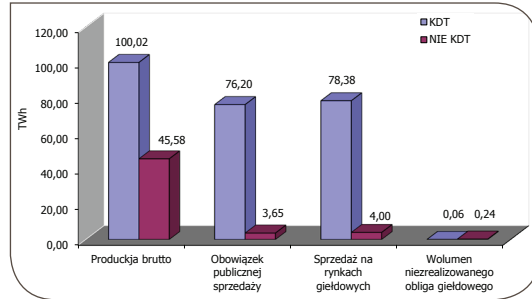


Źródło: URE.

Największą część wszystkich wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży stanowi energia elektryczna wytworzona w kogeneracji, pomniejszona dodatkowo o tzw. jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W stosunku do pierwszego roku obowiązywania art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne nastąpił duży spadek (w 2010 r. wynosił on 53%) wyłączenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji ze względu na zmianę art. 49a ust. 5 pkt 3 ww. ustawy.

Rys. 36 (str. 163) przedstawia procentowy udział w wolumenie: produkcji brutto, obowiązku publicznej sprzedaży, sprzedaży energii elektrycznej na rynkach giełdowych w podziale na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać 100% wytworzonej energii w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. KDT) oraz na spółki zobowiązane sprzedawać 15% wytworzonej energii w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ww. ustawy (tzw. NIE KDT).

Rysunek 36. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży w 2011 r.



Źródło: URE.

5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych jest sprawdzenie (poprzez przeprowadzanie odpowiednich egzaminów) kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urządzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tego rodzaju działalnością.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2013 r. przez Prezesa URE, podobnie jak w latach poprzednich, polegały na:

- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na nową kadencję,
- dokonywaniu zmian/aktualizacji aktów powołania już działających komisji (rozszerzenie uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków),

- odwoływaniu lub też powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji w bazie URE,
- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- podejmowaniu działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji.

W 2013 r. wpłynęło 55 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję i trzy wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych. W 2013 r. Prezes URE powołał w sumie 67 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję (w tym 14 na wnioski złożone w 2012 r.) oraz trzy nowe komisje kwalifikacyjne (w tym jedna na wniosek z 2012 r.). Dwa wnioski o powołanie komisji na kolejną kadencję oraz jeden wniosek o powołanie nowej komisji kwalifikacyjnych zostaną rozpatrzone po zakończeniu postępowań wyjaśniających prowadzonych w 2014 r.

W 2013 r. do Prezesa URE wpłynęło także 70 wniosków o zmianę aktów powołania komisji, rozpatrzonych zostało 68 wniosków (w tym w trzech przypadkach udzielono odpowiedzi odmawiających rozszerzenia uprawnień i indywidualnych powołań do składów komisji kwalifikacyjnych) oraz trzy wnioski, które wpłynęły w 2012 r. (pięć zmian polegało na dokonywaniu aktualizacji nazw przedsiębiorstw, przy których powołana jest komisja, pozostałe wnioski polegały na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub zmianie składu osobowego komisji). W związku z nowelizacją aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano również 15 indywidualnych

aktów odwołania oraz 38 indywidualnych aktów powołania do składów osobowych komisji. Dwa wnioski o zmianę aktów powołania, które wpłynęły w 2013 r., zostaną rozpatrzone w 2014 r. po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 25 komisji przesłało w 2013 r. do Prezesa URE aktualne świadectwa swoich członków.

W 31 przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania różnych podmiotów z zakresu eksploatacji instalacji i urządzeń energetycznych oraz obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 142 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2013 r.

Według stanu na 31 grudnia 2013 r. działało 401 komisji kwalifikacyjnych (404 w 2012 r. i 391 w 2011 r.). Dotychczas w sumie powołane zostały 682 komisje, a w ich pracach uczestniczy 5 108 osób.

Tabela 51. Komisje kwalifikacyjne

Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
Mazowieckie 14	54
Zachodniopomorskie 32	15
Lubuskie 08	11
Pomorskie 22	20
Warmińsko-mazurskie 28	8
Lubelskie 06	22
Podlaskie 20	11
Łódzkie 10	33

Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
Świętokrzyskie 26	19
Dolnośląskie 02	23
Opolskie 16	14
Śląskie 24	64
Małopolskie 12	38
Podkarpackie 18	23
Kujawsko-pomorskie 04	24
Wielkopolskie 30	22
RAZEM	401

Źródło: URE.

5.3. Nakładanie kar pieniężnych

Działania podejmowane przez Prezesa URE zmierzają do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W celu efektywnego wypełniania tych zadań organ regulacyjny wyposażony został w kompetencje o charakterze karnym 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 2013 r. Prezes URE, na mocy przy-
sługujących regulatorowi uprawnień, wy-
mierzył podmiotom regulowanym ponad
24 953 655,44 zł kary za nieprzestrzeganie
przepisów Prawa energetycznego oraz in-
nych ustaw związanych z zadaniami Prezesa
URE w zakresie regulacji rynku energii. To
efekt 369 postępowań prowadzonych przez
departamenty Urzędu Regulacji Energetyki
i oddziały terenowe URE, z których 236 mia-
ło skutek finansowy.**

Na mocy art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 10 września 2013 r.), przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane były do corocznego przedkładania Prezesowi URE, w terminie do 1 marca, sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną. Obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. sprawozdań objęte były wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów. Ustawa nowelizująca wprowadziła zmianę ww. obowiązku. Aktualnie, zgodnie z zapisami art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, tylko przed-

siębiorstwa obowiązane do uzgodnienia projektu planu rozwoju z Prezesem URE corocznie do 30 kwietnia przedkładają Prezesowi URE sprawozdanie z realizacji tego planu.

W 2013 r. prowadzonych było 37 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych dotyczących nie przedłożenia Prezesowi URE sprawozdań z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną za 2011 rok (27 postępowań) oraz za 2012 rok (10 postępowań), tj. naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym do 10 września 2013 r.

W większości przedmiotowych postępowań 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. Prezes URE wobec 20 przedsiębiorstw wydał decyzje, w których orzekł naruszenie prawa i jednocześnie odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej.

W przypadku dwóch przedsiębiorstw umorzono postępowanie. Wobec czterech przedsiębiorstw postępowanie zakończyło się wymierzeniem kary w wysokości po 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. W przypadku jednego przedsiębiorstwa postępowanie zostało zawieszono z uwagi na konieczność uprzedniego

rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez sąd. Pozostałe postępowania nie zostały zakończone w 2013 r.

Ponadto w 2013 r. Prezes URE wszczął, wobec pięciu przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i 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 energetycznych¹⁰⁵⁾. W przypadku dwóch przedsiębiorców Prezes URE odstąpił od wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Wobec trzech przedsiębiorców Prezes URE orzekł, że prowadząc działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła nie utrzymywali wymaganych zapasów węgla kamiennego przez co wyczerpane zostały znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne i wymierzył im kary pieniężne, łącznie w wysokości 17 000 zł. Ustalono kary miały wymiar symboliczny i w każdym przypadku kwota kary była adekwatna do stopnia szkodliwości popełnionego czynu. Jeden z przedsiębiorców odwołał się od decyzji Prezesa URE do sądu, natomiast z dwóch

pozostałych jeden przedsiębiorca karę zapłacił, a wobec jednego zostały podjęte działania windykacyjne.

Kolejna kara, w wysokości 15 500 zł, została nałożona na spółkę prowadzącą działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, bowiem Prezes URE stwierdził naruszenie warunku koncesyjnego, tj. nabywanie energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wodnej, nieposiadającej w analizowanym okresie wymaganej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Od decyzji tej wniesione zostało odwołanie (sprawa w toku).

Prezes URE nałożył także karę pieniężną w wysokości 1 000 zł na spółkę orzekając, że z niezasadzonych powodów nie wystąpiła z wnioskiem o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie określonym w ust. 6 pkt 1 powołanego przepisu (w brzmieniu obowiązującym przed 11 września 2013 r.). Tym samym wyczerpała znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 25 ustawy – Prawo energetyczne. Ustalona symboliczna kwota kary jest adekwatna do zawinienia i stopnia szkodliwości popełnionego czynu oraz powinna zadziałać wychowawczo na ukarany podmiot, na tyle, aby uchybienia tego rodzaju nie powtarzały się w przyszłości. Kara została zapłacona.

Ponadto Prezes URE, działając na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne, nałożył na spółkę karę pieniężną w wysokości 500 zł.

Spółka odmówiła udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwo nie udzieliło żądanej odpowiedzi na pisma Prezesa URE dotyczące przekazania wyjaśnień w przedmiocie działań związanych z wykonywaniem działalności objętej koncesją na obrót energią elektryczną. Kara została zapłacona.

Wobec dwóch przedsiębiorstw elektroenergetycznych Prezes URE orzekł, że prowadząc działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej i obrotu tą energią, objętą koncesjonowaniem, stosowały ceny i taryfy nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, do czego były zobowiązane na mocy postanowień art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przez co wyczerpały znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Ostatecznie Prezes URE uznając, że w tych przypadkach stopień szkodliwości czynu był znikomy a podmioty zaprzestały naruszenia prawa i zrealizowały obowiązki, nie zachodziła więc konieczność wymierzenia kary pieniężnej.

Ponadto Prezes URE orzekł wobec jednego przedsiębiorstwa energetycznego, że naruszyło ono postanowienie art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, prowadząc ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w tym przepisie, przez co wyczerpało znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwo, będące koncesjonowanym przedsiębiorstwem energetycznym przez dziewięć lat

¹⁰⁵⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338, z późn. zm.

miesiące stosowało politykę rachunkowości, która nie spełnia wymagań art. 44 ustawy – Prawo energetyczne stosowanego w związku z art. 10 ust. 1 i 2 ustawy o rachunkowości w taki sposób, że nie przedstawiało jasnych zasad klasyfikacji zdarzeń w sposób umożliwiający odrębne obliczenia kosztów obrotu energią elektryczną oraz kosztów nie związanych z tą działalnością. Ustalając wysokość kary Prezes URE przyjął, że kara ta powinna być realną dolegliwością dla ukaranego podmiotu oraz powinna działać prospektywnie w celu zapobieżenia powtarzaniu nagannych zachowań. Prezes URE wymierzył przedsiębiorstwu karę w wysokości 300 000 zł. Nie zachodziły przesłanki, by odstąpić od wymierzenia kary. Przedsiębiorstwo wniosło odwołanie od decyzji Prezesa URE.

W 2013 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w zakresie nieprzestrzegania przez OSD programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, tzw. Programu Zgodności. W pierwszym przypadku Prezes URE zarzucił operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego brak zapewnienia równego traktowania użytkowników systemu poprzez: powiązanie strony internetowej operatora ze stroną jednego ze sprzedawców – spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną w ramach grupy kapitałowej, w której funkcjonuje ten OSD; nie informowanie odbiorców przez przedstawicieli spółki reprezentującej OSD,

że reprezentują OSD, a nie sprzedawcę; korzystanie z numerów telefonów związanych z kanałami komunikacji spółki obrotowej działającej w ramach tej samej grupy kapitałowej. Postępowanie zakończyło się wymierzeniem kary pieniężnej. Decyzja nie jest prawomocna, strona odwołała się od niej do SOKiK.

Druga sprawa dotyczyła nieprzestrzegania Programu Zgodności przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Prezes URE zarzucił OSD niewłaściwe funkcjonowanie telefonu Centrali Oddziału OSD. Odbiorcy, którzy próbowali połączyć się z OSD byli automatycznie przełączani do jednostki zajmującej się obsługą klienta sprzedawcy działającego w ramach tej samej grupy kapitałowej, w której działa także OSD. Z uwagi na znikomość stopnia szkodliwości czynu przejawiającej się w krótkim okresie jego trwania oraz braku sprzedawców alternatywnych na terenie działalności OSD (w dniu podejmowania decyzji o przekierowaniu połączeń nie było żadnego alternatywnego sprzedawcy), oraz z uwagi na zaprzestanie przez OSD naruszenia, Prezes URE odstąpił od wymierzenia kary.

Ponadto w 2013 r. Prezes URE wymierzył karę pieniężną operatorowi systemu dystrybucyjnego, który w toku postępowania administracyjnego wprowadził go w błąd w zakresie informacji dotyczących weryfikacji zgłoszenia zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

W 2013 r. Prezes URE skierował do jednego przedsiębiorstwa energetycznego zawiadomienie o wszczęciu z urzędu postępowania administracyj-

nego 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 2010 r.¹⁰⁶⁾ Postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, na mocy której Prezes URE uznał, że przedsiębiorstwo energetyczne naruszyło prawo poprzez nie wypełnienie obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne i wymierzył karę pieniężną w wysokości 1 000 zł.

Dodatkowo, w 2013 r. Prezes URE wszczął z urzędu postępowania administracyjne w stosunku do dwóch przedsiębiorstw energetycznych 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 obo-

¹⁰⁶⁾ 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.

wiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące 2011 r.¹⁰⁷⁾ Postępowania administracyjne nie zostały zakończone wydaniem decyzji w 2013 r.

W 2013 r. zostały wydane dwie decyzje 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. Obie decyzje są prawomocne, podmioty uiszczyły kary pieniężne we właściwej wysokości. Ponadto wszczęto sześć postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej właścicielom sieci w związku z nie wystąpieniem do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym

mowa ww. przepisie. Do końca 2013 r. decyzje nie zostały wydane.

W jednym przypadku wydano decyzję o ukaraniu przedsiębiorcy za odmowę udzielania informacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne poprzez nie udzielenie w wyznaczonym terminie żądanej odpowiedzi na pisma Prezesa URE, które dotyczyły przekazania wyjaśnień w przedmiocie wolumenu i kierunków importu gazu ziemnego w 2011 r. Przedsiębiorca wniósł odwołanie od przedmiotowej decyzji.

W lutym 2013 r. wszczęto jedno postępowanie dotyczące braku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w 2011 r. Ponadto podjęto z urzędu trzy zawieszono postępowania toczące się w sprawach nie wywiązania się z obowiązku dywersyfikacji w latach 2009–2011, jednakże postanowienia Prezesa URE w powyżej kwestii zostały zaskarżone.

W 2013 r. w związku z naruszeniami art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach wszczęto 19 postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych na podstawie art. 63 ust. 1 pkt 6 tej ustawy. Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, w celu zapewnienia bez-

pieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku. Art. 63 ust. 1 pkt 6 ustawy o zapasach wskazuje, że karze pieniężnej podlega ten, kto będąc osobą kierującą 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), nie przedstawi w wyznaczonym terminie informacji, o której mowa w art. 27 tej ustawy, albo przedstawi w tej informacji dane nieprawdziwe. Siedem z powyższych postępowań zakończyło się w 2013 r. nałożeniem kar pieniężnych na osoby kierujące działalnością przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Pozostałe postępowania były kontynuowane w 2014 r.

Z przepisów ustawy o biopaliwach¹⁰⁸⁾ wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) za niewykonywanie przez wytwórców biokomponentów, producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków, polegających na przekazywaniu Prezesowi URE i Prezesowi ARR sprawozdań kwartalnych¹⁰⁹⁾ lub w przypadku podawania w tych

¹⁰⁷⁾ 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 otrzymania 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.

¹⁰⁸⁾ 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.

¹⁰⁹⁾ O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

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. 30b¹¹⁰⁾ ust. 1 ustawy o biopaliwach lub podania w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych¹¹¹⁾. Wysokość kary pieniężnej w tego rodzaju sprawach wynosi 5 000 zł¹¹²⁾.

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 biopaliwach¹¹³⁾.

Wpływy z tytułu wymienionych wyżej kar pieniężnych stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej¹¹⁴⁾.

W 2013 r. Prezes URE wszczął 33 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z powodu nieprzekazania w terminie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach. Ponadto w 2013 r. Prezes URE wszczął trzy postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z niezłożeniem w terminie sprawozdań rocznych, o których mowa w art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach, dotyczących realizacji NCW. Do 31 grudnia 2013 r. 26 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, 2 lub art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 130 000 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.

W 2013 r. Prezes URE wszczął także dwa postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z możliwością niezapewnienia przez

zobowiązanych przedsiębiorców, w 2011 r., minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużytych przez tych przedsiębiorców na potrzeby własne, tj. niewywiązania się z obowiązku wynikającego z art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Natomiast kontynuując postępowania wszczęte w 2012 r. w związku z niezrealizowaniem Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2010 r. do 31 grudnia 2013 r. Prezes URE wydał trzy decyzje administracyjne, w których wymierzył przedsiębiorcom zobowiązanym do realizacji NCW kary pieniężne w łącznej wysokości 10 803 179,42 zł.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył również kary pieniężne na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych na łączną kwotę 2 780 819 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 wymierzone 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 technicz-

¹¹⁰⁾ 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.).

¹¹¹⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8a w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 oraz art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹¹²⁾ Art. 33 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

¹¹³⁾ Art. 33 ust. 5 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁴⁾ Art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach.

ne 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 2013 r. ukarał 97 koncesjonariuszy na łączną sumę 2 769 419 zł. Ponadto, w sześciu 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 11 400 zł.

Najniższa spośród nałożonych przez Prezesa URE w 2013 r. kar związanych z działalnością koncesjonowaną przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wyniosła 500 zł, a najwyższa 180 000 zł.

5.4. Statystyka publiczna

W 2013 r. Prezes URE brał udział w realizacji *Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na 2013 r.*¹¹⁵⁾ 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 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 publicznej¹¹⁶⁾.

W bazie informacyjnej *Polska statystyka publiczna* (przygotowywanej równoległe z PBSSP), w dedykowanej aplikacji internetowej, zamieszczone zostały opisy systemów informacyjnych prowadzonych w URE: *Koncesjonowana Energe-*

tyka 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*.

5.5. Publikowanie wskaźników cenowych

5.5.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b)

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni. W 2012 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 201,36 zł/MWh.

Algorytm obliczania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2012 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców¹¹⁷⁾ i spółki

¹¹⁶⁾ 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.

¹¹⁷⁾ Zbadano elektrownie ciepłone i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni lub innych przedsiębiorstw energetycznych oraz do grupy (według PKD 2007) 35.3 składające sprawozdanie G-10.1 k *Sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni ciepłej zawodowej*.

¹¹⁵⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 listopada 2012 r. (Dz. U. z 2012 r. poz. 1391, z późn. zm.).

obrotu¹¹⁸⁾ w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych¹¹⁹⁾ 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 wzór wraz z poszczególnymi segmentami rynku, które zostały wzięte pod uwagę do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n P}{\sum_{i=1}^n E} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
 P – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii oraz przedsię-

¹¹⁸⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4 (Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

¹¹⁹⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694, z późn. zm.).

- biorstw obrotu do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii [tys. zł],
 E – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii oraz przedsiębiorstw obrotu do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii [MWh],
 n – liczba spółek objętych badaniem.

5.5.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2013 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2012 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1-2 ustawy, tj. w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 201,32 zł/MWh,
- 2) opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopal-

niach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy – 244,60 zł/MW,
 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 201,47 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.

Informacja o cenach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.5.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji.

W marcu 2013 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2012 rok. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 39,38 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 69,06 zł/GJ,

- opalanych olejem opałowym – 102,01 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 44,95 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.

Informacja o tych cenach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.5.4. Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczana na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania 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 2013 r., ze względu na wejście w życie ustawy nowelizującej, cena została obliczona i opubli-

kowana we wrześniu. Cena za 2012 r. wyniosła 0,5047 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 2012 r. sporządzane przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną.

Informacja o tej cenie została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.5.5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 8)

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany ogłaszać w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 powyższego artykułu.

Wolumen i średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2013 r. przedstawiały się następująco:

2013 rok		
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	195,52	15,27
II	194,77	11,61
III	196,35	11,93
IV	195,84	13,93

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2013 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.

5.5.6. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy (art. 49c ust. 2)

W związku z wejściem w życie 11 września 2013 r. ustawy nowelizującej, 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. Po raz pierwszy powyższe informacje zostały opublikowane za III kwartał 2013 r. 14 listopada 2013 r. W Komunikacie Prezesa URE Nr 36/2013 została przedstawiona średnia cena zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. 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.

5.5.7. Wskaźniki referencyjne ustalane przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291)

Prawo energetyczne nakłada na regulatora obowiązek polegający na ustalaniu wskaźników referencyjnych 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 ciepło¹²⁰). Przy zastosowaniu wskaźników referencyjnych i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają ceny referencyjne służące 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 2013 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.

¹²⁰) Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291.

Informacja o wskaźnikach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.6. Sporządzanie raportu przedstawiającego i oceniającego warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3 tej ustawy

Prezes URE zobowiązany jest, na mocy art. 23 ust. 2a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, do sporządzania raportu przedstawiającego i oceniającego m.in. realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4. W 2011 r. po raz pierwszy został opracowany raport, w którym przedstawiono stopień realizacji planów rozwoju w zakresie zapokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2008–2009.

W 2013 r. ponownie opracowano przedmiotowy raport, w którym uwzględniono stopień realizacji planów rozwoju w latach 2010–2012. W raporcie tym wskazano, że zgodnie z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie

wytwarzania oraz przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, więc przedsiębiorstwa energetyczne, zamierzające prowadzić działalność w tym zakresie zobligowane były do uprzedniego uzyskania koncesji. Ustawa – Prawo energetyczne określa także warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów elektroenergetycznych.

W ocenianym okresie miała miejsce dalsza koncentracja w elektroenergetyce – 1 października 2012 r. nastąpiła konsolidacja dwóch spółek wypełniających funkcje OSD, tj. TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie ze spółką TAURON Dystrybucja GZE SA z siedzibą w Gliwicach – spółka działa pod nazwą TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie.

Istotną zmianą warunków działalności przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej i wyznaczonych OSD stał się, w ocenianym okresie¹²¹⁾, obowiązek przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji techniczno-ekonomicznego dokumentu tzw. instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, określającej szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Przyznanie Prezesowi URE kompetencji w tym zakresie miało prowadzić do harmonizacji warunków korzystania z sieci pomiędzy OSD a OSP oraz pomiędzy poszczególnymi OSD.

5.7. System wsparcia efektywności energetycznej

Rok 2013 był trzecim 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:

- krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią,
- zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej,
- zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej,
- 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:

- 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 ad-

ministracji publicznej w dążeniu do osiągnięcia celów oszczędnościowych jest również bezpośrednia realizacja działań przewidzianych w krajowym planie działań dotyczących efektywności energetycznej,

- 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,
- 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 elek-

¹²¹⁾ Obowiązek zniósłta ustawa nowelizująca.

trycznej lub ciepła, czyli urządzenia potrzeb 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 pozyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej, których potencjalna liczba może być bliska 2 140;
 - 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,

które winny się znaleźć 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.

W styczniu 2013 r. został ogłoszony przez Ministra Gospodarki, w drodze obwieszczenia, szczegółowy wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹²²⁾, a w sierpniu 2013 r. – raport zawierający w szczególności informacje dotyczące realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią i krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej wraz z oceną i wnioskami z ich realizacji¹²³⁾.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że realizacja zadań w obszarze efektywności energetycznej nałożonych na Prezesa URE ustawą o efektywności energetycznej napotyka na poważne trudności ze względu na brak przydzielenia

¹²²⁾ Obwieszczenie Ministra Gospodarki z 21 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (M. P. z 2013 r. poz. 15) zostało ogłoszone 11 stycznia 2013 r.

¹²³⁾ Obwieszczenie Ministra Gospodarki z 23 sierpnia 2013 r. w sprawie raportu zawierającego w szczególności informacje dotyczące realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią oraz krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej za 2011 r., wraz z oceną i wnioskami z ich realizacji (M. P. z 2013 r. poz. 673). Pierwszy zatwierdzony przez Radę Ministrów raport powinien zostać ogłoszony do 30 listopada 2012 r. (art. 45 ustawy o efektywności energetycznej).

Prezesowi URE środków na ten cel, z określonych w Ocenie Skutków Regulacji ustawy o efektywności energetycznej środków związanych z wdrożeniem i realizacją tej ustawy.

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.¹²⁴⁾, 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 były wypełnić ww. obowiązek za 2013 r. do 31 marca 2014 r. W przeciwnym przypadku narażają się na sankcje w postaci nałożenia przez Prezesa URE kary pieniężnej, sięgającej do 10% przychodu osiągniętego w roku podatkowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

¹²⁴⁾ 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).

5.7.1. Organizowanie i przeprowadzanie przetargów w celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej

Przeprowadzenie pierwszego 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, 31 grudnia 2012 r. Prezes URE zamieścił w Biuletynie Informacji Publicznej URE ogłoszenie Nr 1/2012 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) 440 000 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,

2) 55 000 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urzędników potrzeb własnych,

3) 55 000 toe dla przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle 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 Działań dotyczący efektywności energetycznej został przyjęty przez Radę Ministrów 17 kwietnia 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 pierwszym przetargu mogły składać oferty przetargowe do 30 stycznia 2013 r.

Z kolei 28 lutego 2013 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 212 ofert przetargowych, z czego:

- jedna oferta została zwrócona do nadawcy bez otwierania w związku z wpływem po terminie wyznaczonym do składania ofert,
- dwie oferty zostały wycofane na wniosek podmiotów przystępujących do przetargu,
- 209 ofert zostało skutecznie zgłoszonych do udziału w przetargu (tab. 52 str. 176).

Jednocześnie należy wskazać, że podmiotami przystępującymi do pierwszego 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:

Tabela 52. Zagregowane dane charakteryzujące oferty przetargowe skutecznie złożone w pierwszym przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Lp.	Rodzaj danych	Dane
1	Liczba skutecznie złożonych ofert przetargowych po ich otwarciu [szt.]	209
2	Liczba podmiotów przystępujących do przetargu – dane ze skutecznie złożonych otwartych ofert przetargowych [szt.]	96
3	Liczba ofert w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych [szt.]	76
4	Liczba ofert w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych [szt.]	44
5	Liczba ofert w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji [szt.]	89
6	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku, tj. suma ze wszystkich skutecznie złożonych otwartych ofert przetargowych [toe/rok]	61 718,932
7	Przedział poziomu deklarowanej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku [toe/rok]	od 10,08 do 4 117
8	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 1 [toe/rok]	25 992,050
9	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 2 [toe/rok]	23 931,647
10	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 3 [toe/rok]	11 795,235
11	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	48 332,946
12	Przedział wartości świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	od 1 do 2 797
13	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 1 [toe]	22 761,080
14	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 2 [toe]	17 317,130
15	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 3 [toe]	8 254,736
16	Przedział wartości efektu energetycznego ω^* we wszystkich ofertach	od 0,5 do 942,136
17	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 1	od 0,75 do 3,49
18	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 2	od 0,75 do 2,5
19	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 3	od 0,5 do 942,136
20	Okres uzyskiwania oszczędności na podstawie wszystkich ofert (lata kalendarzowe)	od ok. pół roku do 45 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.

- instalacja systemu zarządzania energią;
- likwidacja indywidualnego, niskoefektywnego ogrzewania mieszkań i budynków, i zastąpienie ciepłem sieciowym z kogeneracji;
- likwidacja niskoefektywnych kotłowni gazowych i olejowych i zastąpienie ich ciepłem sieciowym z 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 budynku;
 - 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 przesyłach lub dystrybucji:
- modernizacja i wymiana sieci ciepłowniczych;
 - modernizacja izolacji termicznej sieci ciepłowniczej;
 - modernizacja grupowych węzłów ciepła;
 - wymiana transformatorów;
 - zmiana czynnika zasilającego sieć ciepłowniczą z pary na wodę.

29 sierpnia 2013 r. komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE rozstrzygnęła pierwszy przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Realizując obowiązek wynikający z przepisów § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹²⁵⁾, Prezes URE w Biuletynie

¹²⁵⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1227, dalej: „rozporządzenie przetargowe”.

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 pierwszego przetargu komisja przetargowa wybrała 102 oferty przetargowe. Natomiast 107 ofert przetargowych zostało odrzuconych, w związku z wystąpieniem przesłanek, o których mowa w § 10 ust. 3 rozporządzenia przetargowego¹²⁶).

¹²⁶ 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,

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,

- 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.

- niespójności danych i informacji zawartych w poszczególnych punktach deklaracji przetargowej oraz w pozostałych dokumentach składających się na ofertę przetargową,
- wpisywania w deklaracji przetargowej danych dotyczących ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w wyniku realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju w odniesieniu do energii finalnej.

Natomiast wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w pierwszym przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej wyniosła 20 698,730 toe, co stanowi niecałe 4% 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 pierwszym przetargu, do wartości świadectw przewidzianych do wydania w każdej z kategorii ukształtowała się następująco:

- prawie 3% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- po ok. 7% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych oraz dla kategorii przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji.

Mając na uwadze skalę zainteresowania pierwszym przetargiem na wybór przedsięwzięć służą-

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]	$(t \cdot \omega_{sr} / \omega_{max})^{127}$ gdzie $t = 0,5$	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	440 000	<0,556;3,49>	42	13 183,170	2,996	<0,72;3,49>
Zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych	55 000	<0,62;1,573>	19	3 780,320	6,873	<0,75;1,573>
Zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji	55 000	<0,741;5,44>	41	3 735,240	6,791	<1;5,44>
RAZEM:	550 000		102	20 698,730	3,763	<0,72;5,44>

Źródło: URE.

cych poprawie efektywności energetycznej, wyrażonego liczbą złożonych ofert przetargowych należy zauważyć, że według wstępnych ustaleń dokonanych w 2012 r. na podstawie informacji otrzymanych przez URE z branżowych instytucji i stowarzyszeń oraz od zainteresowanych podmiotów, przewidywany udział w przetargach na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności został oszacowany na poziomie od kilkudziesięciu do ponad 100 000 podmiotów, przy czym w pierwszym przetargu liczba ta potencjalnie mogła wynieść do 1 000 zainteresowanych. W rzeczy-

wistości liczba zainteresowanych pierwszym przetargiem podmiotów, co przełożyło się na liczbę złożonych ofert, stanowiła około 20% pierwotnych szacunków.

¹²⁷⁾ 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.

Zaznaczenia wymaga fakt, że na liczbę złożonych ofert mogło mieć wpływ opublikowanie ze znacznym opóźnieniem aktów wykonawczych do ustawy o efektywności energetycznej, niezbędnych do wdrożenia funkcjonowania całego systemu, w szczególności obwieszczenia Ministra Gospodarki z 21 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹²⁸⁾, które zostało ogłoszone dopiero 11 stycznia 2013 r. (tab. 53).

Ogłoszenie drugiego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

27 grudnia 2013 r. Prezes URE ogłosił drugi 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 drugim 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 36 świadectw efek-

¹²⁸⁾ M. P. z 2013 r. poz. 15.

tywności na łączny wolumen 6 703,630 toe (odpowiednio: kategoria 1 – 4 476,000 toe, kategoria 2 – 673,910 toe, kategoria 3 – 1 553,720 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, pozostał nadal Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej i zawarta w nim projektowana wartość oczekiwanych oszczędności energii finalnej – 2,2 Mtoe do 2016 r.

Związane jest to z faktem, że opublikowany 23 sierpnia 2013 r. pierwszy raport zawierający w szczególności informacje dotyczące realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią oraz krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej za 2011 r., wraz z oceną i wnioskami z ich realizacji nie zawiera danych liczbowych odzwierciedlających stopień realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią a jedynie informacje opisowe dotyczące zrealizowanych działań, w szczególności przez organy administracji państwowej i samorządowej, służących poprawie efektywności energetycznej. Ponadto przyjęty w omawianym dokumencie sposób przedstawienia informacji nie pozwala również na oszacowanie przybliżonej oszczędności energii uzyskanej w wyniku realizacji przedsięwzięć, o których mowa w ww. raporcie.

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) 1 094 636,8 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) 136 829,6 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) 136 829,6 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 drugim przetargu wynosi 0,4 zgodnie z obwieszczeniem Ministra Gospodarki z 26 listopada 2013 r. w sprawie określania wartości współczynnika akceptacji ofert¹²⁹⁾.

Rozstrzygnięcie drugiego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej nastąpi w 2014 r.

5.7.2. 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 administracyjnego¹³⁰⁾ mogą składać do Prezesa URE wnioski o wydanie świadectwa efektywności energetycznej.

Do końca 2013 r. do Prezesa URE wpłynęło 97 wniosków o wydanie świadectw efektywności energetycznej.

W 2013 r. Prezes URE wydał 37 świadectw efektywności energetycznej, w tym jedno świadectwo dla przedsięwzięcia jeszcze nie zrealizowanego, o łącznej wartości 6 723,630 toe, co stanowiło 32,48% łącznej wartości świadectw efektywności energetycznej deklarowanej przez podmioty, które wygrały pierwszy przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie 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 wydaniu¹³¹⁾.

Jednocześnie należy wskazać, że w myśl art. 25 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, ze

¹³⁰⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 267.

¹³¹⁾ Obowiązek Prezesa URE realizowany na podstawie art. 21 ust. 5 ustawy o efektywności energetycznej.

¹²⁹⁾ M. P. z 2013 r. poz. 988.

świadczenia efektywności energetycznej wynikają zbywalne prawa majątkowe, które są towarami giełdowymi w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych¹³²⁾.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa efektywności energetycznej powstają z chwilą zapisania świadectwa efektywności energetycznej po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw efektywności energetycznej 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 przedsięwzięcia, oraz po spełnieniu szeregu obligatoryjnych przesłanek przewidzianych przepisami ustawy o efektywności energetycznej (określonych w szczególności w art. 22 ustawy o efektywności energetycznej).

Aktualnie rejestr świadectw efektywności energetycznej jest prowadzony przez TGE SA, która na początku listopada 2013 r. wprowadziła do obrotu prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej – PMEF. TGE SA 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.

5.8. Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci

W 2013 r. Prezes URE podjął, prowadził i zrealizował następujące działania:

- kontynuacja prac prowadzonych wspólnie z sektorem elektroenergetycznym oraz jego otoczeniem w ramach Warsztatów Rynku Energetycznego, w szczególności w ramach Zespołów Tematycznych poświęconych zagadnieniom infrastruktury pomiarowej, bezpieczeństwa informacji, mechanizmów zarządzania zasobami rozproszonymi oraz sposobów wykorzystania i rozwoju zasobów rozproszonych,
- opracowanie Stanowiska Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań dotyczących jakości usług świadczonych z wykorzystaniem infrastruktury AMI oraz ram wymienności i intero-

peracyjności współpracujących ze sobą elementów sieci Smart Grid oraz elementów sieci domowych współpracujących z siecią Smart Grid, łącznie z przeprowadzeniem konsultacji społecznych tego dokumentu,

- objęcie patronatem i prowadzenie procesu wypracowania wymagań dla elementów instalowanej infrastruktury inteligentnego opomiarowania, w sposób zapewniający spełnienie wymagań określonych w ww. Stanowisku; prace w tym zakresie podjęte jesienią 2013 r. finalizowane są w 2014 r.,
- uzgadnianie ramowych harmonogramów oraz opiniowanie programów wdrożenia Systemów AMI przedkładanych przez OSD, w szczególności projektów pilotażowych i początkowych wdrożeń,
- współpraca z Generalnym Inspektorem Ochrony Danych Osobowych w zakresie tematyki ochrony danych osobowych w związku z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania, w szczególności wypracowanie poglądu na temat wzajemnej relacji pomiędzy informacją pomiarową i danymi osobowymi,
- zainicjowanie pogłębienia współpracy regulatorów rynków elektroenergetycznego i telekomunikacyjnego w celu optymalizowania podejmowanych inwestycji i ponoszonych kosztów w obszarach wzajemnego zainteresowania obydwu sektorów, a następnie współpraca z Prezesem Urzędu Komunikacji Elektronicznej w ramach zawartego Porozumienia w sprawie współpracy na rzecz rozpoznania barier w obszarze rynku telekomunikacyjnego i rynku energetycznego

¹³²⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284 z późn. zm.

oraz wskazania niezbędnych działań do ich usunięcia,

- współpraca z KPRM, MRR, MAiC oraz MG w zakresie projektów aktów prawnych regulujących wdrożenie inteligentnego opomiarowania,
- współpraca z NFOŚiGW oraz KAPE na rzecz wdrażania mechanizmów efektywnego wykorzystania energii oraz aktywowania i zarządzania zasobami rozproszonymi,
- działalność o charakterze edukacyjno-szkoleniowym, w szczególności:

a) wykłady

Orga-nizator (uczelnia)	Charakter zajęć	Temat wiodący	Tytuł prezentacji	Data
SGH	Studium podyplomowe	Funkcjonowanie rynku energii	Smart Grid jako nowe wyzwanie dla przedsiębiorstw energetycznych i zasad regulacji	styczeń – marzec 2013

b) prezentacje z upoważnienia lub w imieniu Prezesa URE, wg poniższego zestawienia:

Orga-nizator	Charakter wydarzenia	Temat wiodący	Tytuł prezentacji	Data
KIGEIT	Konferencja TIME 5 Forum Gospodarcze	Smart Grids & Telekomunikacja	Koncepcja zielonej magistrali transmisyjnej HVDC jako oś rozwoju energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii, stabilizowanych źródłami gazowymi	25 lutego 2013

Organi-zator	Charakter wydarzenia	Temat wiodący	Tytuł prezentacji	Data
Politechnika Warszawska, APS Energia, ENEA Wytwarzanie	XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna	Nowoczesne urządzenia zasilające w energetyce	Generacja rozproszona w sieci inteligentnej – zagrożenie, alternatywa czy wsparcie energetyki tradycyjnej	13-15 marca 2013
PTPIREE	Konferencja	Magazyny energii – niezbędny element wdrożenia inteligentnych sieci	Opinia i stanowisko URE dotyczące magazynów energii w Polsce	17-18 kwietnia 2013
SPP Lewiatan	Polski Kongres Gospodarczy 2013 – Pracodawcy RP	Energia polskiej gospodarki	Udział w panelu „Inteligentne sieci energetyczne po polsku – synergia energetyki i telekomunikacji”	22-23 kwietnia 2013
Polskie Towarzystwo Informacyjne	Konferencja	Bezpieczeństwo sieci Smart Grid	Działania Prezesa URE dla zapewnienia bezpieczeństwa sieci energetycznych	7 maja 2013
mmc conference	XVII Międzynarodowa Konferencja Energetyczna	EUROPOWER	Udział w panelu: „Czy telekomunikacja i energetyka mogą razem rozwijać inteligentne sieci” Moderator panelu „Inteligentne cenotwórstwo”	22 maja 2013
Federacja Konsumentów	Szkolenie dla doradców konsumentów	Partycypacja świadomych konsumentów w inteligentnych sieciach	Potrzeba wdrożenia Inteligentnych Sieci Energetycznych w Polsce	24-25 czerwca 2013

Organi-zator	Charakter wydarzenia	Temat wiodący	Tytuł prezentacji	Data
Redakcja Polityki	Debata Polityki		Prywatność i dane osobowe w inteligentnych sieciach energetycznych	26 czerwca 2013
Poli-technika Gdańska	Krajowe Sympozjum Telekomunikacji i Teleinformatyki		Udział w panelu: Warunki opłacalności instalacji prosumenckich	5 września 2013
Konsorcjum Power Smart Grid Polska	Konferencja	Baltic Smart Grid Meeting 2013	Wymagania wymiennosci oraz zachowania funkcjonalności elementów infrastruktury AMI w świetle Stanowisk Prezesa URE	10 września 2013
Biz Tech Consulting SA	XIX Forum Teleinformatyki	Cyfrowa modernizacja Polski	Koncepcja rozwiązań regulacyjnych w obszarze współdziałania systemów mikrogeneracji z Krajowym Systemem Energetycznym	27 września 2013
Wydawnictwo MUNICIPIUM SA	XI Samorządowe Forum Kapitału i Finansów	Inteligentny samorząd	Smart Grid – idea i znaczenie inteligentnych sieci energetycznych – Finansowanie innowacyjnych projektów energetycznych	9 października 2013
Smart Grid Polska	Konferencja RENEXPO	Inteligentna energetyka	Perspektywy rozwoju inteligentnej energetyki w Polsce	17 października 2013

Organi- zator	Charakter wydarzenia	Temat wiodący	Tytuł prezentacji	Data
AGH	Konferencja	V Forum Nowych Technologii	Sieci inteligentne w energetyce – kontekst międzynarodowy i międzyregionalny	7 listopada 2013
mmcpolska	Konferencja	EUROPO- WER	Panel: Inteligentna energetyka – uwarunkowania, korzyści, zagrożenia, kierunki rozwoju	21 listopada 2013

c) przygotowywanie informacji i odpowiedzi na zapytania mediów, podmiotów gospodarczych i obywateli w kwestiach związanych z potencjałem i rozwojem inteligentnych sieci oraz zasobów rozproszonych.

5.9. 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 ustaw¹³³⁾ 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

¹³³⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

w sprawach koncesjonowania ww. działalności gospodarczej jest Prezes URE. W art. 1 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne stanowi się, że ustawa 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 górnicze¹³⁴⁾. Zgodnie zaś z nowym brzmieniem art. 32 ust. 1 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 2013 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.

5.10. Współdziałanie w zakresie zapobiegania kradzieżom infrastruktury

2013 rok był kolejnym rokiem kontynuowania prac w ramach *Memorandum w sprawie współpracy na rzecz przeciwdziałania zjawisku kradzieży*

¹³⁴⁾ Dz. U. Nr 163, poz. 981 oraz z 2013 r. poz. 21 i 1238.

i dewastacji infrastruktury zainicjowanego przez trzech prezesów urzędów regulacyjnych: Urzędu Komunikacji Elektronicznej, Urzędu Regulacji Energetyki oraz Urzędu Transportu Kolejowego.

Głównym celem *Memorandum* jest podejmowanie i prowadzenie działań zmierzających do ograniczenia i przeciwdziałania kradzieży i dewastacji infrastruktury, w szczególności poprzez:

- podniesienie świadomości i zwiększenie zaangażowania samorządowych i publicznych instytucji, przy ścisłej współpracy organów ścigania i wymiaru sprawiedliwości, w zwalczaniu zjawiska kradzieży i dewastacji infrastruktury,
- podniesienie świadomości i zwiększenie zaangażowania społeczeństwa w walce z obojętnością (brakiem reakcji) na zjawiska kradzieży i dewastacji infrastruktury,
- wsparcie operatorów infrastruktury i policji przy wypracowaniu i wdrożeniu nowych standardów współpracy operacyjnej tych podmiotów na szczeblach lokalnych i centralnych, celem przeciwdziałania zjawiskom kradzieży infrastruktury, w Polsce pod kątem realizowanych i planowanych działań prewencyjnych,
- wykorzystanie rozwiązań przyjętych w krajach UE, w zakresie zwalczania i przeciwdziałania przestępczości związanej z kradzieżą i dewastacją infrastruktury.

W ramach *Memorandum* prace kontynuowały następujące zespoły zadaniowe: Zespół ds. legislacji, Zespół ds. komunikacji społecznej oraz Zespół ds. dobrych praktyk. Głównymi celami ww. zespołów jest:

- Zespół ds. legislacji: przygotowanie projektów zmian ustaw mających na celu przede wszystkim utrudnienie wprowadzania do obrotu elementów infrastruktury pochodzących z kradzieży,
- Zespół ds. komunikacji społecznej: przygotowanie kampanii społecznej, której celem jest uświadomienie społeczeństwu skali problemu, zmniejszenie znieczulicy społeczeństwa, organizowanie spotkań, debat, wywiadów, konkursów, felietonów z wykorzystaniem stron internetowych, filmików reklamowych, plakatów itd.,
- Zespół ds. dobrych praktyk: ustalenie warunków współpracy z Policją, firmami ochrony mienia, detektywami, wypracowanie czytelnych zasad wymiany informacji, organizowanie wspólnych działań, podnoszenie zaufania do organów ścigania oraz współdziałania z nimi w walce z przestępstwami pospolitymi i kryminalnymi, organizowanie szkoleń z przedstawicielami wymiaru sprawiedliwości i organów ścigania, organizowanie i udział w cyklicznych międzynarodowych warsztatach, lobbowanie koniecznych zmian w Komisji Europejskiej i w Parlamencie Europejskim itd.

10 grudnia 2013 r. sygnatariusze *Memorandum* w sprawie przeciwdziałania kradzieżom i dewastacji infrastruktury powołali Fundację, której celem będzie podniesienie świadomości i zwiększenie zaangażowania społeczeństwa przeciwko kradzieżom i dewastacją infrastruktury telekomunikacyjnej, energetycznej i kolejowej.

Działania związane z *Memorandum* mają charakter stały, w związku z czym w 2014 r. planowana jest kontynuacja prac zespołów zadaniowych.

5.11. Współpraca międzynarodowa

W 2013 r., podobnie jak w roku ubiegłym, prace na rzecz integracji rynków i utworzenia wspólnego unijnego rynku energii stanowiły priorytet w zakresie współpracy międzynarodowej Prezesa URE. W związku z tym w dalszym ciągu szczególny nacisk położony był na współpracę polskiego regulatora z Komisją Europejską (KE) oraz ACER. W 2013 r. Prezes URE kontynuował również współpracę ze stowarzyszeniami regulatorów energetyki CEER oraz ERRA. Ważną rolę odgrywały także działania regulatora na poziomie regionalnym oraz dwustronna współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich UE. Ponadto podejmowane były inne działania mające na celu wymianę wiedzy, doświadczeń oraz promowanie polskiego rynku energii na arenie międzynarodowej.

Współpraca z Komisją Europejską

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wymianę informacji, przygotowywanie wkładów do stanowisk RP odnośnie projektów aktów prawnych opracowanych przez KE oraz wypełnianie obowiązków sprawozdawczych, określonych przepisami prawa krajowego.

15 maja 2013 r. weszło w życie rozporządzenie 347/2013. Jego celem było wsparcie rozwoju infrastruktury energetycznej w państwach UE oraz wyeliminowanie tzw. wysp energetycznych. Zgodnie z założeniami rozporządzenia, przy KE

utworzone zostały grupy regionalne, których celem było stworzenie list projektów wspólnego zainteresowania (PCI). W prace nad stworzeniem list dla korytarza Północ-Południe oraz BEMIP (gaz i energia elektryczna) zaangażowani byli eksperci Prezesa URE, wraz z przedstawicielami MG oraz operatorów systemów przesyłowych. W wyniku prac grup w październiku 2013 r. przyjęta została ogólnounijna lista projektów PCI, na której znalazło się 248 projektów mających kluczowe znaczenie dla budowy wspólnego rynku energii. Projekty te będą mogły ubiegać się o wsparcie finansowe i instytucjonalne ze strony UE.

Podobnie jak w latach poprzednich Prezes URE uczestniczył w pracach grupy koordynacyjnej ds. energii elektrycznej. Celem grupy jest wymiana informacji i poprawa koordynacji polityk energetycznych poszczególnych państw UE. Zadaniem grupy jest wspieranie Komisji przy opracowywaniu jej inicjatyw politycznych, ułatwianie wymiany informacji i współpraca w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym wystarczalności mocy wytwórczych i stabilności sieci transgranicznych. W skład grupy wchodzi przedstawiciele KE, państw członkowskich, operatorów i organów regulacyjnych.

Współpraca z ACER

W 2013 r. polski regulator kontynuował prace na rzecz budowy wspólnego rynku energii w UE w ramach ACER. Prezes URE brał udział w cyklicznych spotkaniach Rady Regulatorów ACER (BoR

ACER). Przedstawiciele urzędu byli zaangażowani w prace działających w ramach Agencji grup roboczych i zespołów zadaniowych, a jeden z ekspertów URE został oddelegowany do prac w ACER w charakterze eksperta narodowego.

Kontynuowane były także działania na rzecz integracji w ramach inicjatyw regionalnych (w ramach inicjatyw regionalnych Polska uczestniczy w pracach regionu Europy Środkowo-Wschodniej – CEE oraz Regionu Północnego i Północno-Zachodniego – NE/NWE, zaś w ramach inicjatyw gazowych – regionu Europy Południowej/Południowo-Wschodniej – SSE). Aktywne zaangażowanie urzędu w prace ACER w poprzednich latach skutkowało objęciem przez polskiego regulatora w styczniu 2013 r. funkcji współprzewodniczącego regionu Europy Południowej/Południowo-Wschodniej (GRI SSE). W związku z pełnieniem ww. funkcji, w maju ubiegłego roku w Warszawie odbyły się spotkania Regionalnego Komitetu Koordynacyjnego Regulatorów oraz Grupy Uczestników Rynku SSE. Spotkania w Warszawie polski regulator poprowadził wspólnie z drugim współprzewodniczącym regionu SSE – regulatorem włoskim (AEEG).

Współpraca ze stowarzyszeniami regulatorów – CEER i ERRA

Podobnie jak w latach ubiegłych, również w 2013 r. Prezes URE kontynuował współpracę z regulatorami innych państw poprzez stowarzyszenia CEER i ERRA.

W ramach CEER przedstawiciele urzędu byli zaangażowani w prace stowarzyszenia na wszystkich jego szczeblach, tj. Zgromadzenia Ogólnego oraz grup roboczych, gdzie współtworzyli projekty przyjmowanych dokumentów, wymieniali się doświadczeniami regulacyjnymi i dobrymi praktykami z regulatorami z innych państw UE. Dodatkowo, na początku 2013 r. Prezes URE został ponownie wybrany do władz stowarzyszenia. Była to druga kadencja polskiego regulatora w Radzie Dyrektorów CEER.

Współpraca polskiego regulatora z ERRA opiera się w głównej mierze na wymianie informacji i doświadczeń regulacyjnych z państwami spoza UE. W lutym 2013 r. ekspert URE wziął udział – w charakterze instruktora – w warsztatach zrealizowanych w ramach programu szkoleniowego Strategii UE na rzecz Regionu Naddunajskiego – Obszar Priorytetowy Energetyka. Beneficjentem programu szkoleniowego realizowanego przez ERRA zgodnie z koncepcją transferu wiedzy z państw członkowskich UE do państw Regionu Naddunajskiego była Mołdawia. Warsztaty dotyczyły wdrażania prawa unijnego w zakresie energetyki, a ekspert URE przedstawił prezentację pt. „Niezależność, zadania, obowiązki i niezbędne uprawnienia ustawowe regulatora”.

10 czerwca 2013 r. w Budapeszcie odbyło się spotkanie Zgromadzenia Ogólnego CEER, podczas którego Prezes URE po raz kolejny został wybrany na członka Prezydium ERRA.

Współpraca w ramach V4

Między 1 lipca 2012 r. a 30 czerwca 2013 r. Polska pełniła przewodnictwo w Grupie Wyszehradzkiej (V4). Jednym z priorytetów polskiej prezydencji w Grupie V4, określonych przez Ministerstwo Spraw Zagranicznych, był projekt integracji rynków gazu w regionie. Szczegółowe informacje na temat udziału Prezesa URE w tym projekcie zostały opisane w punkcie 2.3.1. oraz w Sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2012.

Doświadczenia we współpracy regulatorów V4 przy realizacji projektu integracji rynków gazu V4 były impulsem dla koncepcji utworzenia forum regulatorów V4. 6 listopada 2013 r. w Budapeszcie przedstawiciele organów regulacyjnych z Czech, Słowacji, Polski oraz Węgier podpisali wspólną deklarację współpracy, powołującą do życia Stałe Forum Regulatorów V4 (*Joint Statement on the establishment of Permanent Forum of the Energy Regulatory Authorities from Visegrad 4 Region*). Zgodnie z założeniami, celem Forum ma być wymiana informacji, doświadczeń i dobrych praktyk. Ma ono służyć wzmocnieniu współpracy na rzecz integracji rynków w grupie V4 oraz regionie Europy Środkowo-Wschodniej, rozwoju transgranicznej infrastruktury energetycznej, poprawy bezpieczeństwa energetycznego i wzmocnienia pozycji odbiorców energii. Tematycznie współpraca regulatorów dotyczyć będzie sektora gazu i energii elektrycznej. Obejmować ma w szczególności takie działania jak m.in. wdrażanie i monitoring przestrzegania kodeksów sieciowych, wspólne prace przy alokacji kosztów projektów PCI, czy

też wspieranie operatorów systemów przesyłowych z państw V4 w ich wzajemnej współpracy. W obszarze zainteresowań znajdzie się także poszukiwanie rozwiązań dla problemu nieplanowych przepływów energii, jak również kontynuowanie rozpoczętych już projektów integracji rynków w ramach V4. Powołane do życia Stałe Forum Regulatorów V4 jest dobrowolną inicjatywą organów regulacyjnych regionu, która będzie wspierać proces integracji rynków krajowych w Grupie V4, jako krok w kierunku utworzenia wewnętrznego rynku energii w UE.

Współpraca regionalna i dwustronna Prezesa URE

W lutym 2013 r. z wizytą studyjną w Polsce gościła delegacja przedstawicieli gruzińskiej administracji państwowej. Celem wizyty było zapoznanie się uczestników z systemem ochrony konkurencji w Polsce, w związku z tworzeniem w Gruzji urzędu antymonopolowego. W trakcie swojej wizyty przedstawiciele spotkali się także z Prezesem URE, a eksperci urzędu zaprezentowali zagadnienia dotyczące działalności URE w zakresie promowania konkurencji oraz zasady współpracy regulatora rynku energii z urzędem antymonopolowym w Polsce.

W marcu 2013 r. w Polsce przebywała delegacja z kalifornijskiej Fundacji na rzecz Ochrony Środowiska i Gospodarki (*California Foundation on the Environment and the Economy* – CFEE). W jej skład wchodziła delegacja z kalifornijskiej Fundacji na rzecz Ochrony Środowiska i Gospodarki (*California Foundation on the Environment and the Economy* – CFEE). W jej skład wchodziła delegacja z kalifornijskiej Fundacji na rzecz Ochrony Środowiska i Gospodarki (*California Foundation on the Environment and the Economy* – CFEE).

władz ustawodawczych, regulatorów, przedstawicieli sektora oraz zarządu CFEE. Głównym celem wizyty było poznanie kierunków rozwoju polityki energetycznej w Polsce, a jednym z punktów tej wizyty było spotkanie z URE. Intencją CFEE było zapoznanie się z rozwiązaniami dotyczącymi funkcjonowania rynku energii w Polsce, a wśród tematów spotkania z polskim regulatorem znalazły się m.in.: struktura produkcji energii elektrycznej, rozwój alternatywnych źródeł energii, mikrogeneracja, harmonizacja rynków energii w UE, regulacja działalności przedsiębiorstw sieciowych, rozwój inteligentnych technologii.

W marcu 2013 r. pod przewodnictwem Tomasa Tomczykiewicza, Sekretarza Stanu w Ministerstwie Gospodarki, polska delegacja udała się z wizytą do Japonii. W ramach wyjazdu odbyło się seminarium poświęcone zagadnieniom związanym z funkcjonowaniem rynku energii w Polsce. Seminarium zostało zorganizowane we współpracy z Ambasadą RP w Japonii, a jego celem było przybliżenie japońskim inwestorom warunków inwestycyjnych w Polsce, struktury polskiego rynku energii oraz głównych celów i kierunków polskiej polityki energetycznej. W wydarzeniu wzięli udział także Prezes URE.

W 2013 r. w URE odbyły się również inne liczne spotkania z przedstawicielami zagranicznych instytucji i 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 ten rynek.

5.12. Zawieranie umów z właściwymi organami w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji

14 października 2013 r. zostało zawarte porozumienie na rzecz likwidacji barier w inwestycjach telekomunikacyjnych i energetycznych pomiędzy Prezesem URE a Prezesem Urzędu Komunikacji Elektronicznej. Nadrzędnym celem porozumienia jest spełnienie postulatów zawartych w Europejskiej Agendzie Cyfrowej oraz w dyrektywach Parlamentu Europejskiego, tj. rozpoznanie barier na rynkach telekomunikacyjnym i energetycznym, a następnie podjęcie działań zmierzających do ich usunięcia. Porozumienie stanowi platformę współpracy w czterech obszarach:

- 1) polityki regulacyjnej,
- 2) zagadnień szczegółowych i technicznych regulacji międzysektorowych,
- 3) legislacji,
- 4) współpracy zewnętrznej.

W zakresie zagadnień szczegółowych i technicznych Porozumienie przewiduje m.in.

- wsparcie przedsiębiorstw energetycznych przez firmy telekomunikacyjne w zakresie funkcjonalności z sektora ICT,
- zapewnienie komunikacji elektronicznej pomiędzy licznikami energii elektrycznej a urządzeniami infrastruktury domowej i podmiotami świadczącymi usługi wsparcia proefektywnościowego dla odbiorców energii,
- dostęp firm telekomunikacyjnych do infrastruktury pasywnej i nieruchomości przedsiębiorstw energetycznych,

- możliwość sprzedaży usług energetycznych, w szczególności usług wsparcia proefektywnościowego przez przedsiębiorców telekomunikacyjnych.

Porozumienie daje podstawę obu instytucjom do powołania stałej platformy współpracy, w formie Komitetu Sterującego oraz powoływania do różnych zespołów zadaniowych, a także do organizacji wspólnych konferencji, warsztatów i kampanii informacyjnych.

5.13. Rozstrzyganie sporów

W zakresie rozstrzygania 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.

Należy przy tym podkreślić, że liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporów rozpatrywanych w 2013 r. kształtowała się na poziomie zbliżonym do roku 2012. Dane obrazujące strukturę tematyczną oraz ilościową spraw spornych pozostających w kompetencji struktur terenowych urzędu 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 2013 r.” zamieszczona w Aneksie do Sprawozdania.

5.14. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne)

Rozporządzenie Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96¹³⁵⁾, a także rozporządzenie Komisji (UE, EURATOM) nr 833/2010 z 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010¹³⁶⁾, nałożyły na przedsiębiorstwa obowiązki sprawozdawczy w zakresie przekazywania informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biopaliw oraz projektów dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory, będących w obszarze zainteresowania UE. Powyższe rozporządzenia są aktami stosowanymi w całości i bezpośrednio bez konieczności implementacji ich przepisów do krajowego porządku prawnego.

¹³⁵⁾ Dz. U. UE L 180/7 z 15 lipca 2010 r., dalej „rozporządzenie 617/2010”.

¹³⁶⁾ Dz. U. UE L 248/36 z 22 września 2010 r., dalej „rozporządzenie 833/2010”.

Warto zauważyć, że wyrokiem z 6 września 2012 r. w sprawie C-490/10 Parlament Europejski przeciwko Radzie Unii Europejskiej¹³⁷⁾ Trybunał stwierdził nieważność rozporządzenia nr 617/2010. Jednocześnie wskazał, że jego skutki zostają utrzymane do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie nowego rozporządzenia.

20 marca 2013 r. [2013/0082(COD)] Komisja Europejska przedstawiła Parlamentowi i Radzie wniosek w sprawie nowego rozporządzenia w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz zastępującego rozporządzenie Rady (EU, EURATOM) nr 617/2010¹³⁸⁾. Z treści wniosku wynika: „mimo, że oczekiwać można szybkiego przyjęcia nowego rozporządzenia w ciągu 2013 r. to jednak jest mało prawdopodobne, aby nowe rozporządzenie zostało przyjęte przed lipcem 2013 r., kiedy to przypada kolejny termin zgłaszania przez państwa członkowskie ich inwestycji zgodnie z unieważnionym rozporządzeniem. Zgłoszenia przypadające na 2013 r. powinny być zatem składane nadal na podstawie unieważnionego rozporządzenia. Zgodnie z nowym proponowanym rozporządzeniem dane powinny być zgłaszane od dnia 1 stycznia 2015 r., a następnie co dwa lata”.

¹³⁷⁾ Dz. U. UE C 331.2/2 z 27 października 2012 r.

¹³⁸⁾ Rozporządzenie zastępujące rozporządzenie 617/2010 weszło w życie 9 kwietnia 2014 r. – patrz: rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz. U. L 84 z 20 marca 2014 r.).

Format i szczegóły techniczne zgłoszenia Komisji danych i informacji o projektach inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej są określone w załączniku do rozporządzenia 833/2010, przy czym jak zastrzega Komisja, „rozporządzenie 833/2010 stosuje się do czasu jego zmiany, która nastąpi po przyjęciu proponowanego rozporządzenia”.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 22 kwietnia 2013 r. Informację Nr 12/2013 w sprawie gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej oraz poinformował przedsiębiorstwa energetyczne o obowiązku przesyłania informacji dotyczących infrastruktury energetycznej.

Prezes URE w ww. Informacji poinformował, że zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, regulator odpowiedzialny jest za gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

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

Dodatkowo, Prezes URE skierował 6 maja 2013 r. pismo do dziewiętnastu przedsiębiorstw energetycznych z prośbą o przekazanie informacji dotyczących istniejącej, planowanej i będącej w budowie infrastruktury energetycznej w zakresie jed-

nostek wytwórczych w elektrowniach ciepłych, których moc zainstalowana (moc generatorów) jest większa lub równa 100 MW_e.

Zgodnie z art. 15e ustawy – Prawo energetyczne organem odpowiedzialnym za przekazanie do Komisji Europejskiej informacji dotyczących infrastruktury energetycznej, o których mowa w rozporządzeniu 617/2010, jest minister właściwy do spraw gospodarki. W związku z powyższym, po dokonaniu analizy zgromadzonych we własnym zakresie danych, pismem z 15 lipca 2013 r. Prezes URE przekazał ww. dane do Ministerstwa Gospodarki.



Część 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 przejawiają się również – pośrednio – w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo, przedkładając Prezesowi URE taryfę do zatwierdzenia, gwaran-

tuje 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 elektroenergetycznego¹³⁹⁾.

Jednocześnie, w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy informujące odbiorców o przysługujących im bonifikatach w przypadku niedotrzymania stosownych standardów lub o sposobie ich obliczania. Prezes URE, egzekwując powyższe w postępowaniu taryfowym, zapewnia więc wyposażenie odbiorców w narzędzia niezbędne do dochodzenia ich racji w przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo parametrów jakościowych energii lub obsługi handlowej.

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

¹³⁹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.

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 nie ma możliwości technicznych, ani nie dysponuje budżetem umożliwiającym zlecenie zewnętrznym podmiotom pomiarów parametrów jakościowych dostarczanej energii w konkretnych punktach jej odbioru.

1.2. Rozstrzygnięcie skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych

W 2013 r. do Prezesa URE wpływały pisma (skargi) z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie sytuacji. Działania te w większości przypadków doprowadziły do pomyślnego zakończenia zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Poniżej wymieniono kilka ważniejszych problemów/skarg, podejmowanych w 2013 r. przez Prezesa URE.

Do URE wpłynęły skargi przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie nieprawidłowości odnośnie współpracy z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego nadrzędnego (OSDp) wobec Operatora Systemu Dystrybucyjnego lokalnego (OSDn) – właściciela

sieci dystrybucyjnej przyłączonej do OSDp. Brak współpracy dotyczył w szczególności uzgodnienia umów regulujących kwestie uczestnictwa na rynku bilansującym, przekazywania danych pomiarowych oraz budowy zasilania rezerwowego linią 15 kV. W trakcie postępowania wyjaśniono, że OSDp tłumaczył brak współpracy faktem niedostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego po stronie OSDn. Prezes URE nie podzielił tej argumentacji, gdyż niezależnie od stopnia realizacji warunków koniecznych do zawarcia umowy regulującej kwestię uczestnictwa na rynku bilansującym OSDp zobowiązany jest do współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów. W wyniku przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego OSDp podjął starania w celu usunięcia nieprawidłowości w dotychczasowej komunikacji z OSDn.

W kwestii budowy zasilania rezerwowego linią 15 kV OSDp wyjaśnił, że OSDn nie dopełnił formalności i nie przysłał pełnomocnictwa dla wybranego przez siebie biura projektowego. Brak pełnomocnictwa nie upoważniał OSDp do analizowania nadesłanej przez to biuro dokumentacji projektowej. W sierpniu 2013 r. OSDn przedłożył kolejną wersję dokumentacji projektowej a do Prezesa URE nie dotarły informacje o ewentualnych dalszych zakładaniach we współpracy w tym zakresie.

Kolejnym przykładem może być skarga firmy jednego ze sprzedawców na działania operatora

systemu dystrybucyjnego w sprawie zawierania umów dotyczących zmiany sprzedawcy. Po analizie dokumentów przesłanych przez podmioty Prezes URE stwierdził, że procedura zmiany sprzedawcy przeprowadzona przez operatora systemu dystrybucyjnego na rzecz podmiotu skarżącego przebiegła w sposób prawidłowy, bez naruszenia przepisów prawa. Prezes URE wskazał jednak, że przedsiębiorstwo obrotu, będąc profesjonalnym podmiotem nie dołożyło należytej staranności w przeprowadzaniu procedury zmiany sprzedawcy.

Do Prezesa URE wpłynęła również skarga sprzedawcy alternatywnego na sprzedawcę z urzędu oraz inne spółki wchodzące w skład grupy kapitałowej m.in. na nieprawidłowości przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy przez OSD oraz wzajemnych relacji spółek grupy kapitałowej w obszarze obsługi klienta. Prezes URE zwrócił się do OSD o wyjaśnienie przypadków wstrzymania przez niego procedury zmiany sprzedawcy wobec klientów jednego z sprzedawców. W szczególności, Prezes URE zażądał wyjaśnienia wstrzymywania procedury zmiany sprzedawcy na skutek uznania za nieskuteczne rozwiązanie umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Dodatkowo, z uwagi na funkcjonowanie na terenie działalności Operatora kilku różnych IRiESD, Prezes URE zwrócił się o uszczegółowienie uzasadnienia wstrzymania procedury zmiany sprzedawcy w zależności od tego, na terenie działalności którego z obszarów OSD klient zamieszkuje. W odpowiedzi OSD wyjaśnił, że na terenie jednego z obszarów OSD procedura jest wstrzymywana, gdy

poprzedni sprzedawca się sprzeciwi. Prezes URE nie podzielił tej opinii i uznał, że procedura zmiany sprzedawcy winna być dokończona zgodnie z wolą odbiorcy. Z kolei na terenie innego obszaru OSD Prezes URE potwierdził opinię operatora i uznał, że zapisy Instrukcji umożliwiają odniesienie się do kwestii rozwiązania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Z kolei na innym z obszarów OSD Prezes URE podzielił pogląd, że nie jest możliwe przerwanie procedury w wyniku sprzeciwu dotychczasowego sprzedawcy. Prezes URE poinformował też, że trwają prace nad nową, jednolitą dla całego terenu działalnością OSD IRIESD, która wykluczy możliwość przerwania procedury w wyniku kwestionowania skuteczności wypowiedzenia umowy przez dotychczasowego sprzedawcę. Ponadto na zarzut wzajemnych relacji spółek grupy kapitałowej w obszarze obsługi klienta Prezes URE wezwał dotychczasowych sprzedawców do przedstawienia wyjaśnień, które potwierdziły nieprawidłowości w obsłudze klienta wskazane przez sprzedawcę alternatywnego i zobowiązały do wyeliminowania podobnych błędów w przyszłości. Ponadto Prezes URE poinformował sprzedawcę o różnych modelach funkcjonowania punktów obsługi klienta w poszczególnych OSD i zgodził się, że nie funkcjonują one właściwie, a z informacji docierających od odbiorców, jak i sprzedawców alternatywnych wynika, że dochodzi do przypadków dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Przypadki te są przedmiotem prowadzonych przez Prezesa URE wyjaśnień. Regulator zwrócił również uwagę na rolę Programów Zgodności w zapewnieniu niedyskry-

minacyjnego traktowania użytkowników systemu oraz zwrócił uwagę na problemy z praktycznym stosowaniem przepisów tych dokumentów.

W marcu 2013 r. do Prezesa URE wpłynęła skarga na jednego ze sprzedawców alternatywnych dotycząca działań pięciu dużych OSD polegających na utrudnieniu realizacji procedury zmiany sprzedawcy na rzecz odbiorców, którzy podpisali umowę sprzedaży energii elektrycznej. Prezes URE zwrócił się do OSD z prośbą o udzielenie wyjaśnień, dotyczących m.in.: wstrzymywania dostaw energii elektrycznej, jak i realizacji wniosków o wznowienie dostaw energii elektrycznej, występowania opóźnień w przysyłaniu przez OSD umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do podpisania przez odbiorców, bieżących informacji o rozwiązywaniu umów o świadczenie usług przez odbiorców, oraz opóźnień w zamieszczaniu na PWI informacji na temat terminowego rozwiązywania umów sprzedaży energii elektrycznej. Po analizie dokumentów przesłanych przez poszczególnych Operatorów Prezes URE stwierdził, że w przypadkach, gdy obowiązek OSD wynika z zawartej GUD, Prezes URE nie jest organem właściwym do rozpatrywania kwestii spornych wynikających z zawartych umów cywilnoprawnych. Właściwym do rozstrzygnięcia tego typu spraw jest sąd powszechny. W pozostałych przypadkach Prezes URE uznał wyjaśnienia OSD za wystarczające, natomiast w odniesieniu do zarzutu sprzedawcy w zakresie opóźnień w zamieszczaniu na PWI informacji na temat terminów rozwiązywania umów sprzedaży energii elektrycznej należy stwier-

dzić, że działania te są praktykami niewłaściwymi, ponieważ wpływają na przepływ informacji między uczestnikami rynku. Niemniej opisane uchybienia, choć szkodliwe, nie są elementem procedury zmiany sprzedawcy zawartej w IRIESD, za której brak przestrzegania Prezes URE zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne może wszcząć postępowanie o ukaranie. Niezależnie od powyższego należy zaznaczyć, że OSD zapewniły, że będą dokładać należytej staranności, aby opisane sytuacje nie występowały lub zostały ograniczone do minimum.

Ponadto należy wskazać, że także oddziały terenowe URE, zgodnie ze swoją właściwością rozpatrywały na bieżąco skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych dotyczące m.in.:

- sposobu rozliczania za dostarczoną energię lub paliwa i świadczone usługi dystrybucji,
- przyłączania do sieci dystrybucyjnej (np. terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci, kalkulacji opłaty przyłączeniowej),
- procedury zmiany sprzedawcy,
- nielegalnego pobierania energii elektrycznej, związanego z tym sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz zasadności zastosowania i wysokości opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej,
- wstrzymania dostarczania energii elektrycznej,
- standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- zmian grup taryfowych,
- przerw w dostawie energii elektrycznej,

- parametrów jakościowych energii elektrycznej i paliw gazowych,
 - obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wynikających z obowiązujących przepisów prawa,
 - realizacji zapisów umów (np. sposobów i terminów wypowiedzenia umów, warunków odstąpienia od umowy, odszkodowań),
- a także udzielały odpowiedzi na kierowane do nich zapytania dotyczące przysługujących odbiorcom paliw lub energii uprawnień.



2. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych istnieje w strukturze Urzędu Regulacji Energetyki od 2011 r. W związku z nowelizacją statutu urzędu wprowadzoną Zarządzeniem Ministra Gospodarki z 7 września 2011 r. zmieniającym zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki, które weszło w życie 26 września 2011 r., zlikwidowana została komórka organizacyjna URE pod nazwą Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii. Natomiast zgodnie z wymogami III pakietu energetycznego w Urzędzie Regulacji Energetyki powstał Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii wypełniający zadania przewidziane w tym Pakiecie dla kompleksowego punktu kontaktowego. Początkowo, Punkt Informacyjny funkcjonował w strukturze Departamentu

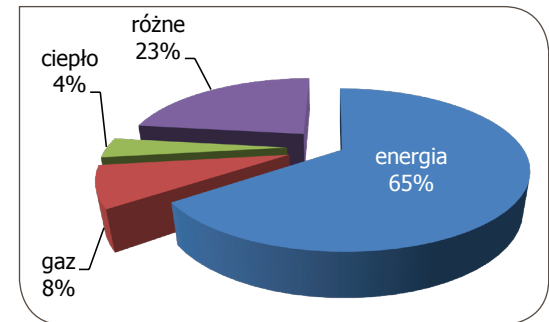
Komunikacji Społecznej i Informacji, zaś od lutego 2013 r. Punkt Informacyjny działa w ramach Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich pod nieco zmienioną nazwą: Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych.

Zgodnie z zakresem kompetencji Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych w 2013 r. wspierał odbiorców poprzez udzielanie im porad, przekazując informacje dotyczące niekiedy trudnych relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, co w istocie najczęściej sprowadzało się do pomocy informacyjnej o podstawach prawnych. W porównaniu do 2012 r., zauważono wzrost zapytań, problemów zgłaszanych przez odbiorców osobiście w siedzibie URE. Ponadto, złożoność problemów często powodowała konieczność wykazania empatii w stosunku do niejednokrotnie trudnego odbiorcy. Podstawowym zatem zadaniem Punktu Informacyjnego było informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

Punkt Informacyjny realizował swoje zadania głównie bezpośrednio udzielając odpowiedzi na zgłaszane przez odbiorców problemy. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (87,5% zgłoszonych zapytań), resztę stanowiły odpowiedzi na zapytania zgłoszone pisemnie drogą elektroniczną, pocztą tradycyjną a także w czasie bezpośrednich wizyt odbiorców w siedzibie URE (12,5%). Punkt Informacyjny upowszechniał także informacje adresowane do szerokiego grona odbiorców, m.in. poprzez za-

mieszczane na stronie internetowej URE odpowiedzi na najczęściej pojawiające się zapytania odbiorców w dziale „Poradnik Odbiorcy”. Przedstawiciele Punktu Informacyjnego wzięli także udział w zorganizowanej przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich czwartej edycji Targów Wiedzy Konsumenckiej, które z okazji obchodów Dnia Konsumenta odbyły się 16 marca 2013 r. w jednym z centrów handlowych Warszawy. Przedstawiciele Punktu Informacyjnego podczas Targów odpowiadali na pytania odbiorców i wyjaśniali m.in. w jaki sposób zmienić sprzedawcę energii elektrycznej.

Rysunek 37. Struktura przedmiotowa zapytań skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2013 r.



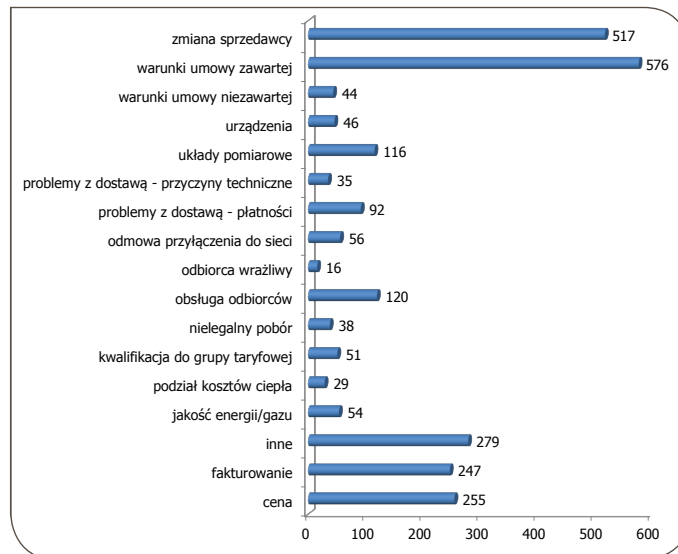
Źródło: URE.

W 2013 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 3 324 sprawy. Spośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (65%), rzadziej gazowego (8%) i ciepłowniczego (4%). Sprawy różne, stanowiące 23% zapytań odbiorców doty-

czyły 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 warunkami zawartych umów, możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, rozliczeniami ze sprzedawcami energii, gazu i ciepła (wystawianie faktur, dokonywanie odczytów liczników, opłaty widoczne na rachunku, ceny) oraz standardami jakości obsługi. Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z terminowością realizacji umów o przyłączenie do sieci (rys. 38).

Rysunek 38. Problemy, z jakimi odbiorcy zgłaszali się do Punktu Informacyjnego w 2013 r.



Źródło: URE.

Energia elektryczna

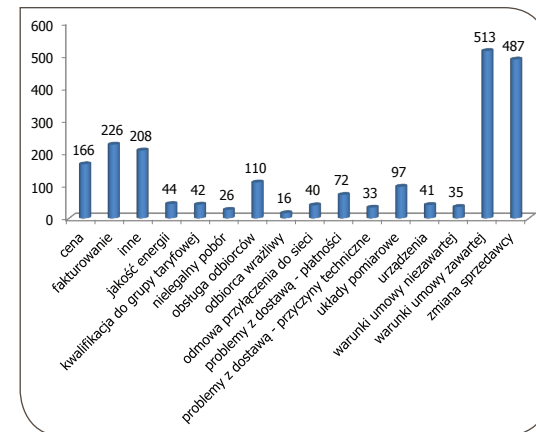
Wśród zapytań kierowanych przez odbiorców energii dominowała tematyka warunków umowy zawartej (24%) oraz zmiana sprzedawcy energii elektrycznej (23%). Na uwagę zasługuje dalszy wzrost liczby spraw związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierazko za pośrednictwem przedstawicieli handlowych – kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych. Odbiorcy skarżyli się na nieuczciwe praktyki handlowe akwizytorów, którzy często przedstawiali się jako pracownicy URE lub przedsta-

wiciele dotychczasowego sprzedawcy energii, oraz nie informowali konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym ubezpieczeniu, czy sankcji finansowej za wcześniejsze rozwiązanie umowy). 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, że od umowy zawartej poza lokalem przedsiębiorstwa można odstąpić w terminie 10 dni od zawarcia umowy, bez podawania przyczyn i bez konsekwencji finansowych z tym związanych.

Kolejnymi najczęściej pojawiającymi się kategoriami zagadnień były zapytania odbiorców energii dotyczące szeroko rozumianych kwestii finansowych (cena, fakturowanie – razem 18%).

Rysunek 39. Problemy odbiorców energii elektrycznej w 2013 r.

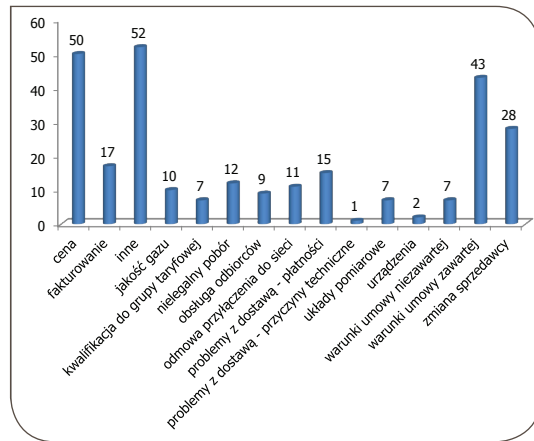


Źródło: URE.

Gaz

Odbiorcy gazu najczęściej szukali informacji na temat zasad ustalania cen paliwa gazowego oraz zasad rozliczeń za dostarczone paliwo gazowe a także fakturowania (łącznie 24%). Wśród kwestii wymagających wyjaśnienia, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej – pojawiały się zagadnienia związane z realizacją umów zawartych (16%), w tej kategorii odbiorcy najczęściej zadawali pytania dotyczące terminów, sposobu przesyłania faktur, zmiany warunków umowy.

Rysunek 40. Problemy odbiorców gazu w 2013 r.



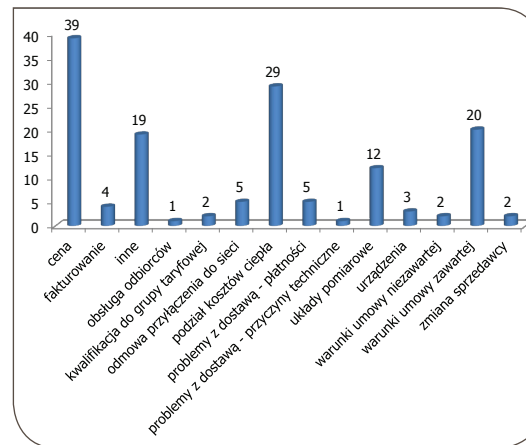
Źródło: URE.

Ciepło

Stosunkowo najmniej spraw trafiło do Punktu Informacyjnego od odbiorców ciepła (144 zapy-

tania). 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 2013 r. dominującą kategorią pytań były te związane z ceną (27%). Kolejną kategorię stanowiły zagadnienia dotyczące podziału kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe (20%).

Rysunek 41. Problemy odbiorców ciepła w 2013 r.



Źródło: URE.

3. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję

Do zadań Prezesa URE należy współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję¹⁴⁰). Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹⁴¹) Prezes URE przekazał szereg spraw (prawie 50 pism od odbiorców grupy taryfowej G), którzy skarżyli się na działania niektórych sprzedawców alternatywnych w związku ze zmianą sprzedawcy. Wskazane czyny mogą stanowić praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwe praktyki rynkowe lub czyny nieuczciwej konkurencji. Zastrzeżenia odbiorców dotyczyły przede wszystkim wprowadzenia w błąd przy podpisywaniu niekorzystnych dla nich umów. Umowy te na ogół łączą się z obowiązkowym ubezpieczeniem medycznym, o czym odbiorcy nie byli poinformowani przy ich podpisywaniu. Jeden z przypadków dotyczył wprowadzenia odbiorcy w błąd przez sprzedawcę alternatywnego poprzez podawanie się jego przedstawicieli za reprezen-

¹⁴⁰) Art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁴¹) Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.

tantów np. „zakładu energetycznego” lub „jednego ze sprzedawców z urzędu”. Kolejny natomiast dotyczył wysokości cen ustalonych przez przedsiębiorstwo energetyczne wobec odbiorcy gazu propan-butan, przeznaczonego na cele bytowe dla gospodarstwa domowego.

W odniesieniu do rynku paliw gazowych w 2013 r. w trakcie prowadzonego przez UOKiK postępowania o nadużywanie pozycji monopolistycznej przez PGNiG SA, podmiot ten przedstawił propozycje zobowiązań, które częściowo wychodziły naprzeciw oczekiwaniom zgłaszanym przez podmioty do Prezesa URE. W związku z powyższym Prezes URE zgłosił do UOKiK uwagi w ramach prowadzonych konsultacji dla decyzji zobowiązującej. Zgłoszone uwagi dotyczyły:

- zapisów we wzorcach umownych ograniczających odbiorcy końcowemu możliwość odsprzedaży paliwa gazowego, które stanowiły barierę dla rozwoju konkurencji. W szczególności Prezes URE zgłosił, że w obecnych uwarunkowaniach formalno-prawnych, większość odbiorców końcowych, którzy będą chcieli odsprzedawać nabywane paliwo gazowe, nie będzie go nabywała poprzez umowę kompleksową, ale poprzez umowę zakupu paliwa w punkcie wirtualnym. Dlatego oprócz zaproponowanych zmian w umowie kompleksowej istotne było, aby PGNiG SA nie ograniczał odbiorcom końcowym możliwości zdecydowania, czy zamówione ilości paliwa gazowego na kolejne okresy odbierają w drodze umowy kompleksowej, czy też w punkcie wirtualnym,

- zapisów we wzorcach umownych dotyczących częściowej zmiany sprzedawcy. Prezes URE wskazał, że barier w zmianie sprzedawcy należy doszukiwać się w postanowieniach umowy, które nakładają na użytkowników systemu konieczność składania zamówienia ilości paliwa gazowego na wszystkie miesiące kolejnego roku umownego na dziesięć miesięcy przed jego rozpoczęciem, co nie odpowiada wyzwaniom stojącym przed rynkiem gazu w Polsce. W nowych warunkach liberalizującego się rynku gazu odbiorca końcowy musi mieć zagwarantowaną możliwość szybkiej zmiany zakontraktowanych ilości gazu u dotychczasowego sprzedawcy, gdy tylko na rynku pojawi się atrakcyjna oferta alternatywnego sprzedawcy. Do czasu, gdy PGNiG SA będzie miało udział dominujący w rynku gazu ziemnego, w podpisanych przez to przedsiębiorstwo umowach oraz we wzorcach umownych niezbędne stają się uelastycznienie zasad zamawiania ilości paliwa gazowego i mocy umownej na kolejne okresy. Wskazano, że alternatywnie należałoby znieść lub znacznie ograniczyć kary umowne za nieodebrane paliwo gazowe w przypadku zmiany sprzedawcy,
- zapisów utrudniających odbiorcy zmianę sprzedawcy. Wskazano, że zmiana ilości paliwa gazowego zamówionego na kolejne miesiące przez odbiorcę nie może być uzależniona od akceptacji przez sprzedawcę, bez określenia jakie są kryteria uzyskania tej akceptacji. Dodatkowo przy zmniejszeniu tych ilości nie mogą być nakładane sankcje za niedotrzymanie zobowiązania do odbioru co najmniej 85% ilości zamówionego gazu na dany rok umowny.

Prezes URE przekazał także informację do UOKiK, że zobowiązanie do usunięcia kwestionowanych postanowień umownych powinno się odbyć w możliwie najkrótszym terminie, aby usprawnić proces liberalizacji rynku gazu.

.....

4. Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta

4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE, wspierając rozwój krajowego sektora energetycznego i gazowego, propaguje wiedzę na temat możliwości oferowanych przez rynek z uwzględnieniem potrzeb i oczekiwań wszystkich zainteresowanych stron.

Z perspektywy działalności edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE szczególne znaczenie w 2013 r. miały aktywności prowadzone w celu promowania zagadnień kluczowych dla rozwoju rynku energii w Polsce i zwiększenia świadomości uczestników tego rynku. Osiągnięcie powyższych celów było możliwe m.in. poprzez udział w inicjatywach nastawionych na wymianę doświadczeń i opinii w zakresie rozwoju konkurencyjnego rynku energii w Polsce, takich jak: konferencje, kongresy, sympozja czy debaty.

Wydarzenia branżowe

W 2013 r. do urzędu wpłynęło łącznie ponad czterysta zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe. Siedemdziesiąt z nich odbyło się z udziałem Prezesa URE bądź jego przedstawicieli.

Wśród najczęściej występujących obszarów tematycznych tych inicjatyw znajdują się: inteligentne sieci elektroenergetyczne, energetyka prosumencka, energia odnawialna, ochrona środowiska, bezpieczeństwo energetyczne, rozwój infrastruktury i konkurencyjności, liberalizacja rynku energii elektrycznej i paliw gazowych.

Na liście najbardziej znaczących wydarzeń ubiegłego roku, z udziałem kierownictwa urzędu znajdują się m.in.:

- Debata *Mapa drogowa sieci inteligentnej*, 24.01.2013 r., organizator: ośrodek analityczny THINKTHANK i Infovide-Matrix,
- V Forum Gospodarcze TIME pn. *Smart Grids & Telekomunikacja*, 25.02.2013 r. organizator: Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji,
- IV Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej Green Power 2013, 6-7.03.2013 r., organizator: Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
- Debata *Konsument na rynku gazu*, 15.03.2013 r., organizator: UOKiK,
- XIII Sympozjum Świata Telekomunikacji i Mediów, 27-28.03.2013 r., organizator: MM Conferences SA,
- Polski Kongres Gospodarczy pn. *Energia polskiej gospodarki*, 23-24.04.2013 r., organizator: Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej,

- XVII Konferencja Energetyczna EuroPower, 22-23.05.2013 r., organizator: MM Conferences SA,
 - IV Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL HEAT, 11-13.06.2013 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu,
 - X Kongres Nowego Przemysłu, 16-17.10.2013 r., organizator: Grupa PTWP, Wydawca Miesięcznika Gospodarczego Nowy Przemysł oraz portalu wnp.pl,
 - XVIII Konferencja Energetyczna EuroPower, 20-21.11.2013 r., organizator: MM Conferences SA.
- Niektóre z wydarzeń były okazją do przyznania Prezesowi URE nagród i wyróżnień w uznaniu za działalność prowadzoną na rzecz rozwoju i konkurencyjności rynku energii w Polsce oraz promowania nowoczesnych rozwiązań technologicznych i projektów inwestycyjnych. Na liście nagród znajdują się m.in.:
- *Złoty Spychacz* – wyróżnienie przyznawane przez Zarząd Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji (V Forum Gospodarcze TIME),
 - *Platynowa Antena* – nagroda specjalna przyznana przez Przewodniczącego Kapituły Złotych i Kryształowych Anten Świata Telekomunikacji i Mediów za działalność budującą mosty między światem energetyki a światem telekomunikacyjnym (XIII Sympozjum Świata Telekomunikacji i Mediów),
 - *Lider Świata Energii 2013* – nagroda w kategorii Człowiek Roku przyznana za wybitne osiągnięcia dla rozwoju rynków energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepłownictwa i sektora paliw ciekłych (XVII Konferencja Energetyczna EuroPower),

- *Człowiek z energią* – wyróżnienie przyznane przez kolegium redakcyjne Miesięcznika Gospodarczego Nowy Przemysł oraz portalu wnp.pl za szczególne zasługi na rzecz liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu oraz wspierania projektów inwestycyjnych w energetyce (X Kongres Nowego Przemysłu).

Patronaty Honorowe

Wyrazem poparcia Prezesa URE dla wielu działań o charakterze edukacyjno-informacyjnym skierowanych do uczestników rynków energii było przyznanie w 2013 r. ponad 50 Patronatów Honorowych. Tytułem tym zostały objęte w sumie 53 różnego rodzaju przedsięwzięcia, w tym m.in.: konferencje, seminaria, fora, sympozja czy debaty dotyczące spraw związanych z regulacją gospodarki paliwami i energią, funkcjonowaniem poszczególnych sektorów energetyki, promowaniem konkurencji, aspektami prawnymi, organizacyjnymi i ustrojowymi działania regulatora. Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2013 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty → Przedsięwzięcia objęte patronatem.

Podobnie jak w latach ubiegłych główne obszary tematyczne tych wydarzeń skupione były wokół następujących zagadnień:

- rynek energii elektrycznej w kontekście obowiązujących regulacji prawnych,
- ochrona środowiska, racjonalne wykorzystywanie energii elektrycznej, efektywność energetyczna,

- odnawialne źródła energii,
- bezpieczeństwo energetyczne,
- innowacje w energetyce, nowe technologie, inteligentne sieci elektroenergetyczne,
- energetyka prosumencka i prawa odbiorcy na rynku energii.

Wśród inicjatyw objętych Patronatem Honorowym Prezesa URE znalazły się także przedsięwzięcia adresowane wyłącznie do uczniów i studentów, takie jak: *Bezpieczne praktyki i środowisko czy Letnie Praktyki Badawcze*. Ponadto, w ramach współpracy ze środowiskiem akademickim, regulator rynku energii przyznał swój patronat honorowy studiom podyplomowym: *Prawo i procedury administracyjne w energetyce* na Wydziale Prawa Uniwersytetu w Białymstoku. Głównym celem ww. projektu było teoretyczne i praktyczne przygotowanie słuchaczy (przyszłych pracowników sektora elektroenergetycznego, ciepłownictwa i gazownictwa energetycznego oraz absolwentów studiów wyższych planujących zajmować się tą dziedziną w pracy zawodowej) do realizowania obowiązków zawodowych zgodnie z przepisami prawa krajowego oraz UE.

Promowanie działań na rzecz liberalizacji rynku gazu

W 2013 r. Prezes URE położył nacisk na działalność informacyjno-edukacyjną w zakresie sektora gazowego w Polsce, czego wyrazem były m.in. publikowane oraz ogólnodostępne na stronach internetowych URE materiały i dokumenty.

- **Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego**
5 lutego 2013 r. Prezes URE opublikował Mapę drogową uwolnienia cen gazu ziemnego – dokument powstały w wyniku wspólnych prac powołanego przez Ministra Gospodarki Zespołu Doradczego ds. związanych z liberalizacją rynku gazu, na forum którego dyskutowano możliwe warianty działań w tym zakresie. Mapa stanowi realizację działania 5.6. określonego w załączniku 3 do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*.

Dokument określa katalog działań eliminujących bariery rynkowe i zapewniających faktyczny rozwój rynku gazu ziemnego, w tym zmianę mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu ziemnego i wprowadzenia rynkowych metod kształtowania cen. Uwzględni także, w możliwie najszerszym zakresie, oczekiwania obecnych i przyszłych uczestników rynku gazu zgłaszane w procesie konsultacji.

Zasadniczym celem wdrożenia proponowanego w Mapie programu działań jest osiągnięcie zmiany struktury podmiotowej na rynku gazu, a tym samym wykreowanie publicznego obrotu tym paliwem i w efekcie uwolnienie cen dla odbiorców.

- **Monitoring hurtowego obrotu gazem ziemnym**
16 kwietnia 2013 r. Prezes URE, realizując ustawowo określony obowiązek monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego, uruchomił monitoring hurtowego obrotu gazem ziemnym.

Wdrożenie monitoringu to jedno z działań podejmowanych przez regulatora na rzecz liberalizacji rynku gazu i stopniowego uwalniania przedsię-

biorstw energetycznych spod obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

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 przesyłce*.

Konsultacje Społeczne

Realizując transparentną politykę regulacyjną Prezes URE przygotowuje i wdraża istotne dla uczestników rynków regulowanych dokumenty, które przekazuje do konsultacji społecznych, w celu poznania i rozważenia stanowisk podmiotów, które zostaną objęte wypracowanymi zasadami.

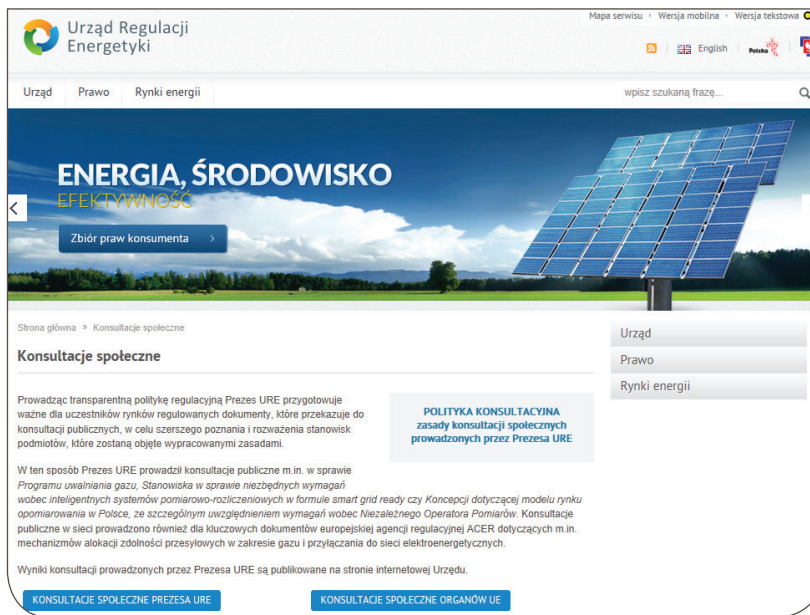
Działania konsultacyjne przeprowadzane są również w celu zapoznania się z opinią uczestników rynku w obszarze przyszłego stanowiska Prezesa URE, tj. przeprowadzane w fazie opracowywania projektu stanowiska Prezesa URE, poddawanego następnie konsultacjom społecznym.

Konsultacje publiczne w sieci prowadzone są również dla kluczowych dokumentów europejskiej agencji regulacyjnej ACER dotyczących m.in. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych w zakresie gazu i przyłączania do sieci elektroenergetycznych.

Ważnym działaniem podjętym przez Prezesa URE w 2013 r. w celu zagwarantowania skuteczności i przejrzystości prowadzonego w urzędzie procesu konsultacji była wprowadzona *Polityka konsultacyjna*. W konsekwencji działań dedykowany

konsultacjom społecznym na stronie internetowej URE uległ przebudowie. Informacja o konsultacjach społecznych przeprowadzanych przez Prezesa URE oraz dokumenty konsultacyjne udostępniane są każdorazowo na stronie internetowej urzędu wraz z ich aktualnym statusem.

W 2013 r. Prezes URE rozpoczął konsultacje publiczne Stanowiska w sprawie AMI oraz zakończył dwa procesy konsultacyjne, zapoczątkowane w 2012 r. dotyczące *Stanowiska w sprawie interoperacyjności sieci Smart Grid oraz Modelu zasad zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła na lata 2012–2015*. W wyniku zakończenia ww. konsultacji Prezes URE opublikował: *Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań dotyczących jakości usług świadczonych z wykorzystaniem infrastruktury AMI oraz ram wymienności i interoperacyjności współpracujących ze sobą elementów sieci Smart Grid oraz elementów sieci domowych współpracujących z siecią Smart Grid (z 10 lipca 2013 r.)* oraz *Informację (nr 9/2013) w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2015 (z 4 kwietnia 2013 r.)*.



W 2013 r. Prezes URE informował także o konsultacjach społecznych ACER dotyczących wpływu istniejących stref cenowych na rynku energii elektrycznej w UE oraz o konsultacjach w sprawie zamknięcia bramki czasowej dla rynku dnia następnego (*Day Ahead*) prowadzonej przez Komitet Sterujący 5M MC.

Przegląd pozostałych inicjatyw edukacyjno-informacyjnych

Z perspektywy działalności edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE szczególne znacze-

nie w 2013 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 2013 r. URE kontynuował współpracę z organizacjami i stowarzyszeniami zrzeszającymi konsumentów, m.in. uczestnicząc w czwartej edycji Targów Wiedzy Konsumentkiej, które odbyły się 16 marca 2013 r. w CH Wola Park w Warszawie pod hasłem *Poznaj swoje prawa*.

Głównym przedmiotem zainteresowania konsumentów przybyłych na stoisko URE była kwestia dotycząca zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i związanych z tym korzyści. Odwiedzający stoisko URE mogli również uzyskać informację na temat narzędzia ułatwiającego wybór najbardziej korzystnej cenowo oferty sprzedaży – kalkulatora cen energii CENKI, zamieszczonego na specjalnie dedykowanej zmianie sprzedawcy stronie www.MaszWybor.ure.gov.pl.

- **Energia dla klienta – dodatek edukacyjny tygodnika WPROST**

Jedną z ważnych inicjatyw rozpoczętych w roku ubiegłym, w które zaangażował się Prezes URE, stanowi dodatek edukacyjny do tygodnika Wprost pt. *Energia dla klienta*, wydawany od października 2013 r. w cyklu miesięcznym.

Przedsięwzięcie objęte Patronatem Honorowym Prezesa URE ma na celu edukację czytelników w zakresie szeroko pojętej energetyki oraz udzielanie porad dla odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych.

Sześciostronnicowy dodatek w części biznesowej Wprost, dedykowany głównie klientom indywidualnym obejmuje dziewięć emisji, z czego każda poświęcona jest odrębnemu obszarowi tematycznemu.

Posiadając status Patrona Honorowego dodatku, Prezes URE ma możliwość m.in. przekazywania istotnych informacji, a tym samym pogłębiania wiedzy czytelników – głównie odbiorców indywidualnych energii elektrycznej i paliw gazowych odnośnie ww. zagadnień oraz komentowania bieżących wydarzeń w tym zakresie.

Ostatni odcinek z cyklu edukacyjnego *Energia dla klienta* zostanie wyemitowany w czerwcu 2014 r.

- Szkolenie dla przedstawicieli Stałych Polubownych Sądów Konsumenckich działających przy Wojewódzkich Inspektoratach Inspekcji Handlowych

Kompetencje Stałych Polubownych Sądów Konsumenckich działających przy Wojewódzkich Inspektoratach Inspekcji Handlowych rozszerzone zostały przez ustawę nowelizującą nadającą im uprawnienia do rozstrzygania sporów wynikłych z umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej lub gazowej, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, gazu ziemnego lub umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła, umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w których jedną ze stron jest konsu-

ment. Dlatego celem dwudniowego szkolenia przeprowadzonego przez przedstawicieli URE było omówienie zasad funkcjonowania rynków energii oraz przybliżenie tematyki konsumenciej na rynku energii, paliw gazowych i ciepła przedstawicielom Stałych Polubownych Sądów Konsumenckich.

• Działalność w regionach

Działalność edukacyjno-informacyjną stale prowadzą także oddziały terenowe urzędu, uczestnicząc w różnego rodzaju spotkaniach organizowanych w poszczególnych regionach kraju. Ta forma aktywności pozwala w sposób skuteczny promować wizerunek urzędu jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat sektora energetycznego oraz praw odbiorców.

Przedsięwzięcia w ramach ww. działalności, w które w 2013 r. zaangażowali się przedstawiciele oddziałów terenowych URE, realizowano w placówkach edukacyjnych i ośrodkach akademickich zlokalizowanych w całej Polsce. Wśród najczęściej poruszanych tematów znalazły się kwestie dotyczące m.in.: odnawialnych źródeł energii, zmian sprzedawcy, praw odbiorców, liberalizacji rynku, oszczędności energii czy bezpieczeństwa elektroenergetycznego.

W poniższej tabeli zaprezentowano przegląd wybranych działań realizowanych przez oddziały terenowe URE, adresowanych do szerokiej grupy odbiorców, w tym m.in.: pracowników naukowych, studentów oraz środowisk samorządowych czy przedsiębiorców:

OT URE	Przedsięwzięcie	Zakres działania
Północno-Zachodni OT URE z siedzibą w Szczecinie	Umowa o współpracy Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego w Szczecinie z Prezesem URE – rozpoczęcie projektu	Wykłady i szkolenia dla kadry dydaktycznej i studentów uczelni. Zakres tematyczny spotkań: kalkulacja cen i opłat za energię, możliwości wspierania OZE, efektywność energetyczna
	Konferencja <i>Odnawialne źródła energii szansą zrównoważonego rozwoju regionu</i> w ramach <i>Targów Energii Konwencjonalnej i Odnawialnej – ENERGIA</i>	Prezentacja pt. <i>Aktualny stan prac nad ustawą o odnawialnych źródłach energii</i> . Zakres tematyczny: projektowane zmiany w systemie OZE
	Obrazy w Sejmiku Województwa Zachodniopomorskiego na temat sytuacji regionu, ze szczególnym uwzględnieniem mechanizmów wspierania rozwoju energetyki z OZE	Udział w debacie. Zakres tematyczny: funkcjonujące systemy wsparcia OZE i kogeneracji, projektowane zmiany w tym zakresie
Południowy OT URE z siedzibą w Katowicach	Wykład <i>Charakterystyka polskiego rynku energii elektrycznej</i>	Wykład dla kadry dydaktycznej i studentów Kola Naukowego Inżynieria Środowiska w Energetyce i Motoryzacji przy Wydziale Inżynierii Środowiska Politechniki Śląskiej. Zakres tematyczny: zasada TPA, możliwości wspierania OZE i energii elektrycznej produkowanej w wysoko-sprawnej kogeneracji
	XI edycja Konferencji Naukowo-Technicznej „Odbiorcy na rynku energii”	Udział w debacie <i>Wpływ nowych regulacji prawnych – czteropak – na uczestników energii, w tym odbiorców końcowych</i> . Zakres tematyczny: liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu
	<i>Elektryczne Pojazdy w Miejskiej Europie (EVUE)</i> w ramach Programu URBACT II – zakończenie projektu	Współuczestniczenie w pracach na rzecz wypracowania zrównoważonych strategii nastawionych na promowanie i użytkowanie pojazdów elektrycznych oraz propozycji działań wspierających rozwój e-mobilności. Zakres tematyczny: ochrona środowiska

OT URE	Przedsięwzięcie	Zakres działania
Południowy OT URE z siedzibą w Katowicach	Szkolenie dla pracowników Inspektoratu Inspekcji Handlowej w Katowicach	Przekazanie praktycznej wiedzy z zakresu prawa energetycznego. Zakres tematyczny: funkcjonowanie rynku energii, zawieranie umów, rozliczenia za energię elektryczną, rozstrzygnięcie sporów będących w kompetencjach regulatora
Wschodni OT URE z siedzibą w Lublinie	IV Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWER HEAT	Udział w dyskusjach panelowych. Zakres tematyczny: identyfikacja kluczowych problemów polskiego ciepłownictwa, określenie priorytetów polityki energetycznej państwa w tym zakresie
Środkowo-Zachodni OT URE z siedzibą w Łodzi	Konferencja <i>Odnawialne źródła energii impulsem dla rozwoju regionów europejskich</i>	Udział w serii spotkań seminaryjnych w ramach konferencji. Zakres tematyczny: europejskie systemy wspierania w obszarze Europa 2012 w zakresie ochrony środowiska, znaczenie energii odnawialnej dla rozwoju lokalnego i regionalnego na terenie UE, inwestycje w OZE
	Warsztaty <i>Konsument na rynku energii elektrycznej</i>	Udział w debacie. Zakres tematyczny: problemy odbiorców na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych i sposoby ich rozwiązywania
Południowo-Wschodni OT URE z siedzibą w Krakowie	Rada Konsultacyjna ds. Ochrony Konsumentów	Udział w posiedzeniu Rady w Urzędzie Marszałkowskim Województwa Małopolskiego. Zakres tematyczny: nowe regulacje w sprawie energetyczne dotyczące m.in. ochrony odbiorców indywidualnych energii elektrycznej i paliw gazowych, energetyki prosumenckiej i budowy konkurencyjnego rynku obrotu gazem

OT URE	Przedsięwzięcie	Zakres działania
Południowo-Wschodni OT URE z siedzibą w Krakowie	V Krajowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Energoozczędne oświetlenie w miastach i gminach”	Przedstawienie prezentacji <i>Kompetencje Prezesa URE w zakresie efektywności energetycznej i obowiązki gmin wynikające z Prawa energetycznego</i> . Zakres tematyczny: energoozczędność, modernizacja instalacji oświetleniowych
Zachodni OT URE z siedzibą w Poznaniu	XVI Sympozjum z cyklu <i>Współczesne urządzenia oraz usługi elektroenergetyczne, telekomunikacyjne i informatyczne pt. Bezpieczeństwo pracy i eksploatacji sieci oraz instalacji</i>	Udział w sesjach plenarnych. Zakres tematyczny: bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznej, rola poszczególnych użytkowników systemu elektroenergetycznego w zapewnieniu bezpieczeństwa jego funkcjonowania

Poza wyżej wskazanymi przykładami wydarzeń z udziałem przedstawicieli oddziałów terenowych URE, na szczególną uwagę zasługują także:

- *Skrzydła Biznesu 2013* – inicjatywa realizowana w wybranych miastach w Polsce

W ramach działalności edukacyjno-informacyjnej wybrane oddziały terenowe URE uczestniczyły w czwartej edycji kompleksowego projektu Dziennika Gazety Prawnej *Skrzydła Biznesu 2013*, skierowanego do sektora MSP.

Przedstawiciele: Północnego OT URE z siedzibą w Gdańsku, Zachodniego OT URE z siedzibą w Poznaniu, Południowo-Wschodniego OT URE z siedzibą w Krakowie oraz Południowo-Zachodniego OT URE we Wrocławiu zostali zaproszeni do udziału w debatach poświęconych m.in. funkcjonowaniu krajowego rynku energii elektrycznej i dostępnych na nim rozwiązań dla biznesu, organizowanych w ramach tego przedsięwzięcia w wybranych miastach w Polsce, m.in. w Gdańsku, Poznaniu i Katowicach.

- *Barier rozwoju energetyki rozproszonej ze szczególnym uwzględnieniem Dolnego Śląska* – konferencja we Wrocławiu¹⁴²⁾

Jedną ze szczególnie istotnych inicjatyw realizowanych w regionie była konferencja zorganizowana wspólnie przez Urząd Regulacji Energetyki i Posa do Parlamentu Europejskiego Piotra Borysa, 20 czerwca 2013 r. we Wrocławiu. Wiodącym tematem spotkania były *Barier rozwoju energetyki rozproszonej ze szczególnym uwzględnieniem Dolnego Śląska*.

Przesłanką do zorganizowania ww. wydarzenia były wyniki raportu *Barier rozwoju generacji małoskalowej z 2013 r.*, który stanowi podsumowanie dotychczasowych działań URE w zakresie identyfikacji tych barier.

*Barier rozwoju generacji małoskalowej to raport URE przygotowany w oparciu o wyniki przeprowadzonego w dwóch etapach badania ankietowego skierowanego do podmiotów, które zrealizowały, są w trakcie realizacji lub planujących realizację inwestycji w jednostki wytwórcze małej mocy. Dokument bazuje także na analizie informacji zgromadzonych w toku postępowań administracyjnych, prowadzonych w oddziałach terenowych urzędu, w sprawach rozstrzygnięcia sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci elektroenergetycznych nowych źródeł wytwórczych. Pierwsza część analizy URE – raport cząstkowy pt. *Barier rozwoju generacji małoskalowej dla województwa lubelskiego* została zaprezentowana podczas konferencji w Lublinie 7 grudnia 2012 r.*

¹⁴²⁾ Szerzej na ten temat w Części II pkt 1.2.6.3 niniejszego Sprawozdania.

Podstawowe kanały informacji o rynkach energii

Powszechnie wykorzystywanym przez urząd narzędziem informacji o rynku energii jest strona internetowa URE: www.ure.gov.pl. Zawiera ona aktualizowane na bieżąco informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora. Na stronie www.ure.gov.pl publikowane są m.in. komunikaty dotyczące inicjatyw podejmowanych na rzecz rozwoju i liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu, relacje z wydarzeń z udziałem Prezesa URE i pracowników urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

Struktura strony głównej URE www.ure.gov.pl umożliwia bezpośrednie odesłanie do serwisu informacyjno-edukacyjnego dedykowanego zmianie sprzedawcy *MaszWybor*, zawierającego specjalną aplikację pomocną dla odbiorców energii elektrycznej w porównywaniu ofert cenowych sprzedawców – *Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy CENKI*. Wydzielone miejsca na stronie posiadają także: obszary tematyczne dotyczące odnawialnych źródeł energii, liberalizacji rynku gazu i liberalizacji rynku energii elektrycznej oraz skierowana głównie do przedsiębiorców zakładka *Dla Koncesjonariuszy*.

- [Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE](#)

www.ure.gov.pl – w 2013 r. liczba odsłon głównego serwisu URE przekroczyła 3 mln, wynosząc dokładnie 3 628 687 (74% więcej niż w 2012 r.) z liczbą 918 502 unikalnych użytkowników (48% więcej niż w 2012 r.).

www.MaszWybor.ure.gov.pl – w minionym roku wzrosła liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej. Podczas gdy w 2012 r. liczba odsłon tej strony wynosiła 253 145 (92 136 unikalnych użytkowników), to w 2013 r. było ich już 313 722 (125 893 unikalnych użytkowników).

Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy CENKI – w 2013 r. liczba wizyt witryny kalkulatora wyniosła 102 968 (81 034 unikalnych użytkowników). Natomiast w ciągu 2012 r. witrynę tę odwiedziło 88 165 odwiedzin (71 933 unikalni użytkownicy).

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – poczytny, a zwłaszcza użyteczny dla odbiorców: przedsiębiorstw i gospodarstw domowych serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy z 6 września 2011 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁴³). 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.

¹⁴³ Dz. U. Nr 112, poz. 1198, z późn. zm.

W 2013 r. serwis ten zarejestrował 2 233 179 odsłon z liczbą 333 920 unikalnych użytkowników. W 2012 r. liczby te wynosiły odpowiednio: 863 867 odsłon i 183 431 unikalnych użytkowników.

Ponadto, na BIP URE osobne miejsce zajmują opublikowane w urzędzie Biuletyny Branżowe. W 2013 r. przygotowano ich łącznie 363, z czego 251 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna oraz 112 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe.

Newsletter URE – w ciągu dwunastu miesięcy 2013 r. zwiększyła się liczba czytelników cyklicznie dystrybuowanego Newslettera URE. Na początku minionego roku (8.01.2013 r.) pakiet wiadomości przygotowanych w URE trafił do 2 210 subskrybentów, a pod koniec (24.12.2013 r.) – do 2 423, tj. nastąpił wzrost o blisko 10% (9,6%).

- [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 2013 r., podobnie jak w latach ubiegłych, na stronie www.ure.gov.pl opublikowane zostały cztery edycje Biuletynu URE, w formie kwartalników.

NR 1/2013

W numerze znalazły się m.in.:

- materiały podejmujące tematykę prawną, opisujące m.in.:
 - kluczowe dylematów w trakcie postępowania sądowego wszczętego wskutek wniesienia odwołania/zażalenia od decyzji Prezesa URE;

- wybrane problemy podczas przyłączenia podmiotów do sieci, w tym wpływ decyzji administracyjnej o lokalizacji inwestycji celu publicznego na decyzję rozstrzygającą spór z art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego,
- szczegółowe informacje na temat projektu Elektryczne Pojazdy w Miejskiej Europie EVUE, realizowanego w ramach programu unijnego URBACT II, w tym wnioski i konkluzje Raportu Końcowego z realizacji projektu,
- ważne dla sektora Informacje Prezesa URE.

NR 2/2013

Zawierał *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2012 r.*

NR 3/2013

Trzeci numer zawierał m.in.:

- raport przedstawiający i oceniający: warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizację przez operatorów systemu elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną,
- wpływ wprowadzonych do otoczenia prawnego zmian na ocenę przedkładanych regulatorowi do zatwierdzenia wniosków taryfowych dla ciepła,
- możliwości polubownego załatwiania spraw spornych z zakresu energetyki przez stałe, polubowne sądy konsumenckie przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowej.

NR 4/2013

Czwarty numer poświęcony był m.in.:

- charakterystyce nowych obowiązków w zakresie sprawozdawczości finansowej, którym od 1 stycznia 2014 r. podlegają przedsiębiorstwa energetyczne ze względu na zmiany wprowadzone tzw. „małym trójpakietem energetycznym” oraz w związku z obowiązującą ustawą o rachunkowości,
- wyjaśnieniu wątpliwości interpretacyjnych odnośnie ustawowo określonego terminu, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, przekazuje do 15 maja każdego roku ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku,
- kwestii prawidłowego określenia stron postępowania administracyjnego w sprawie wstrzymania dostaw energii elektrycznej, w przypadku gdy między odbiorcą a przedsiębiorstwem obrotu zawarta jest umowa kompleksowa.

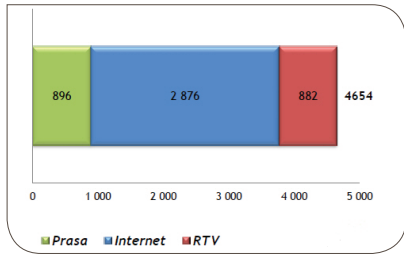
W 2014 r. planowana jest kontynuacja działań informacyjno-edukacyjnych w celu wzmocnienia eksperckiego wizerunku Prezesa URE. Szczególny

nacisk położony zostanie na promowanie Zbioru Praw Konsumenta.

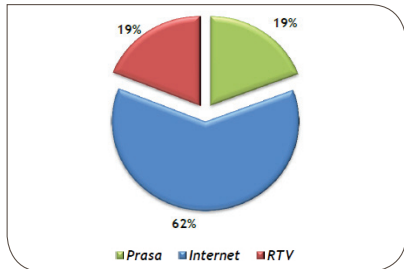
4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu

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 2013 r. ukazały się prawie 23 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 ponad cztery i pół tysiąca przekazów medialnych dotyczyło działalności Prezesa URE, a duża ich część powstała przy współpracy z URE.

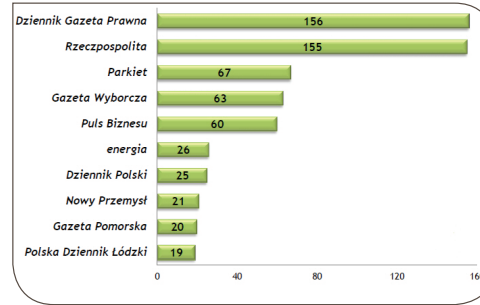
Urząd wydał ponad 200 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad 900 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego poprzez liczne wywiady kierownictwa urzędu.

Rysunek 42. Liczba przekazów medialnych na temat URE

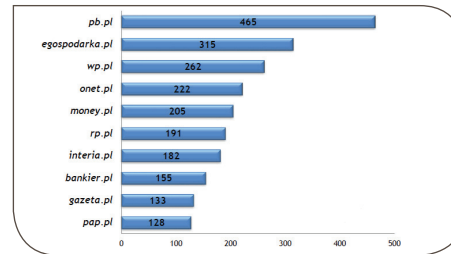
Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 43. Przekazy medialne na temat URE – udział procentowy

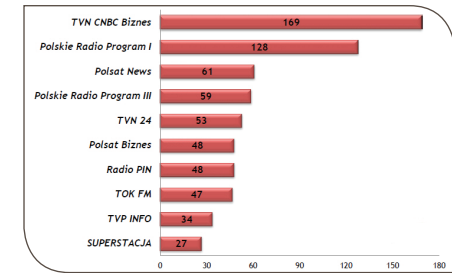
Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 44. Tytuły prasowe, na łamach których najczęściej w 2013 r. pojawiały się materiały związane z działalnością urzędu – TOP 10

Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 45. Portale internetowe, które najczęściej w 2013 r. publikowały materiały związane z działalnością urzędu – TOP 10

Źródło: Newtonmedia.

Rysunek 46. Radio i telewizja, które najczęściej w 2013 r. emitowały materiały związane z działalnością urzędu – TOP 10

Źródło: Newtonmedia.

5. Zbiór Praw Konsumenta

Zgodnie z art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, który został dodany ustawą nowelizującą, Prezes URE został zobowiązany do sporządzenia, we współpracy z Prezesem UOKiK, zbioru praw

konsumenta energii. Dokument ten powinien zawierać praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych.

W związku z powyższym w 2013 r. w URE rozpoczęły się prace nad przygotowaniem przedmiotowego dokumentu, podstawą którego były Wytyczne Komisji Europejskiej¹⁴⁴⁾, skonsultowane wcześniej z organizacjami branżowymi zrzeszającymi przedsiębiorstwa energetyczne. Zgodnie bowiem z art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE sporządza zbiór praw konsumenta energii na podstawie Wytycznych Komisji Europejskiej. Zakres informacji zawartych w zbiorze praw konsumenta energii musi zatem wypełniać wymogi tych Wytycznych, co determinuje jego treść oraz wpływa na wielkość (objętość) dokumentu.

Chcąc zapewnić jasny i przejrzysty przekaz, ułatwiający konsumentom zrozumienie zagadnienia,

¹⁴⁴⁾ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consumer/doc/20130618-european_energy_consumer_checklist.pdf

dokument podzielono na dwie części: 1) Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej oraz 2) Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych.

Jednocześnie mając na uwadze, 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, treść projektu obu części Zbioru konsultowana była z Prezesem UOKiK (wymóg prawny konsultacji) oraz z organizacjami reprezentującymi konsumentów, tj. Federacją Konsumentów i Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich. Jak wynika z przesłanych przez te organizacje opinii, dokument, który jest przeznaczony dla konsumentów powinien „tłumaczyć prostym, przystępnym, zrozumiałym dla przeciętnego konsumenta językiem, zawiłości Prawa energetycznego”. Ponadto, informacje skierowane do konsumentów należy podawać w sposób maksymalnie skrócony, który nie zniechęci tych odbiorców do zapoznania się z treścią informacji. Jak wskazano w jednej z opinii „konsument (...) często wykazują tendencję do porzucania lektury w momencie, w którym natrafiają na pierwsze zagadnienie, które jest dla nich niezrozumiałe.”

Opracowując treść obu części Zbioru Praw Konsumenta, Prezes URE uwzględnił oczekiwania i sugestie wyrażone w opiniach wyżej wskazanych organizacji konsumenckich. Dokument ten zawiera zatem szereg terminów używanych w języku potocznym (zrozumiałych dla przeciętnego konsumenta), nie stosowanych wprost w aktach prawnych. Stosuje się w nim także często pew-

ne uproszczenia, 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. Dlatego, aby zachęcić odbiorców do zapoznania się z treścią zbioru, nadano mu atrakcyjną formę graficzną.

Na koniec grudnia 2013 r. pierwsza z dwóch części kompendium – przeznaczonego dla odbiorców energii elektrycznej była już na etapie finalizacji i przygotowania do publikacji. Zaawansowane były też prace nad zbiorem prezentującym prawa konsumentów paliw gazowych.

Stosownie do art. 5 ust. 6e i ust. 6f ustawy – Prawo energetyczne kopia Zbioru Praw Konsumenta musi być dostarczona każdemu odbiorcy w gospodarstwie domowym. Obowiązek ten przepisy ustawy nakładają na sprzedawcę energii elektrycznej lub paliw gazowych, który ponadto powinien zapewnić publiczny dostęp do tego dokumentu. Jednocześnie Prezes URE został zobowiązany do ogłoszenia Zbioru Praw Konsumenta w Biuletynie Informacji Publicznej URE.



6. Wdrażanie GUD-K

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 umo-

wy 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 umożliwi każdemu sprzedawcy, także sprzedawcy alternatywnemu (tj. sprzedawcy innemu niż „sprzedawca zasiedziały”) 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, zostały wznowione w lutym 2013 r. i kontynuowane były do końca ubiegłego roku. Jednocześnie przy udziale przedstawicieli Prezesa URE prowadzono prace nad przygotowaniem do wdrożenia GUD-K do powszechnego stosowania przez pięciu największych OSD, przyłączonych do sieci przesyłowej (OSDp: ENERGA-Operator SA, PGE Dystrybucja SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. ENEA Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja SA).

Równoległe z pracami nad wzorem GUD-K TOE prowadziło prace nad przygotowaniem i dostosowaniem do GUD-K wzoru tzw. Ogólnych Warunków Umowy, tj. postanowień stanowiących integralną część umowy kompleksowej, regulujących kwestie dystrybucji energii elektrycznej, którą sprzedawca na podstawie umowy kompleksowej musi zapewnić odbiorcy.

W kwietniu 2013 r. TOE i PTPIREE zakończyły etap wspólnych prac nad OWU i GUD-K. Zakres stosowania GUD-K dotyczy odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu do 1 kV. Na uwagę zasługuje fakt, że opracowane wzory zawierają także postanowie-

nia regulujące zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa).

W ramach prac nad wdrożeniem do powszechnego stosowania wzoru GUD-K przez OSDp Prezes URE zorganizował:

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

Ustalenia z każdego spotkania opracowywano w formie notatki, której treść przesyłana była do akceptacji wszystkim uczestnikom spotkania.

W trakcie tych spotkań dyskutowano przede wszystkim kwestie uwarunkowań wdrożenia GUD-K przez poszczególnych OSDp. Najistotniejszą sprawą było dostosowanie systemów informatycznych OSD, w tym utworzenie platformy 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.

W związku z przygotowywaną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, tzw. „małym trójpakietem”¹⁴⁵⁾, w IV kwartale 2013 r. rozpoczęto prace nad dostosowaniem przygotowanych wzorów GUD-K

i ogólnych warunków umowy (OWU) do zmienionych przepisów prawa. Rozbieżności stron dotyczyły w szczególności dodanych powyższą nowelą przepisów regulujących kwestie wstrzymania dostarczania energii elektrycznej. Na wniosek stron Prezes URE zajął stanowisko w tej sprawie.

Wypracowany wzór został zaakceptowany przez Zarząd PTPIREE oraz Radę Zarządzającą TOE i jest rekomendowany przez oba Towarzystwa do wykorzystania przez OSD i sprzedawców. Dokument został zamieszczony na stronach internetowych Towarzystw.

W toku prac nad wdrożeniem do powszechnego stosowania wzoru GUD-K pięciu największych OSD zadeklarowało, że opracowany przez TOE i PTPIREE wzór GUD-K będzie stosowany w ich spółkach od 1 stycznia 2014 r. Na wyraźne żądanie Prezesa URE władze tych spółek przyjęły uchwały, w których zobowiązały się do wdrożenia do stosowania wypracowanego z TOE wzoru GUD-K. Kopie uchwał zostały przekazane Prezesowi URE.

Jednocześnie w 2013 r. Prezes URE przeprowadził monitorowanie skłonności sprzedawców energii elektrycznej do oferowania odbiorcom umowy kompleksowej. Wyniki analizy wskazują, że 34 sprzedawców skierowało do OSD pytania o możliwość zawarcia GUD-K.

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.

7. Współpraca z organizacjami konsumenckimi

Współpraca Prezesa URE z organizacjami konsumenckimi w 2013 r. była zróżnicowana i odbywała się na wielu płaszczyznach. W szczególności polegała na: udziale w wydarzeniach informacyjno-edukacyjnych, opiniowaniu dokumentów oraz wymianie informacji (np. kontakt telefoniczny). W ramach współpracy z organizacjami konsumenckimi pracownicy URE wzięli udział w IV edycji Targów Wiedzy Konsumenckiej, organizowanych przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich, które odbyły się 16 marca 2013 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 IV 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.

Kolejną formą współpracy z organizacjami konsumenckimi było konsultowanie Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej oraz Zbioru Praw Konsumenta Paliw Gazowych z Federacją Konsumentów oraz Stowarzyszeniem Konsumentów Pol-

¹⁴⁵⁾ Ustawa nowelizująca.



skich. W związku z dodaną ustawą nowelizującą art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE został zobowiązany do sporządzenia, we współpracy z Prezesem UOKiK, zbioru praw konsumenta energii. Dokument ten powinien zawierać praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. W trakcie prac nad treścią obu części Zbioru Prezes URE uwzględnił oczekiwania i sugestie wyrażone w opiniach UOKiK oraz organizacji konsumenckich.

Oprócz organizacji konsumenckich takich jak Stowarzyszenie Konsumentów Polskich i Federacja Konsumentów, w 2013 r. Prezes URE współpracował także z Miejskimi/Powiatowymi Rzecznikami Konsumentów. Współpraca ta polegała głównie na wymianie informacji i doświadczeń pomiędzy pracownikami URE a Miejskimi/Powiatowymi Rzecznikami Konsumentów w zakresie ochrony praw odbiorców.



Część IV. Funkcjonowanie urzędu



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 powstał na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz Zarządzenia Ministra Gospodarki z 1 października 2007 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki¹⁴⁶).

Organ nadzorujący dwukrotnie w 2013 r. zmienił Statut Urzędu Regulacji Energetyki, w wyniku czego zmianie uległa struktura organizacyjna urzędu.

W skład urzędu, przed zmianami struktury organizacyjnej, w okresie od 1 stycznia do 7 lutego 2013 r., wchodziły następujące:

- 1) komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:
 - Departament Komunikacji Społecznej i Informatyki;
 - Departament Przedsiębiorstw Energetycznych;
 - Departament Taryf;
 - Departament Promowania Konkurencji;
 - Biuro Prawne;
 - Biuro Dyrektora Generalnego;
 - Stanowisko do Spraw Współpracy Międzynarodowej;
 - Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych;
 - Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego,
- 2) oddziały:
 - Oddział Centralny w Warszawie,
 - 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.

Od 8 lutego 2013 r., na podstawie Zarządzenia Ministra Gospodarki z 6 lutego 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki¹⁴⁷), w skład urzędu 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 Konsumenckich;
 - Departament Systemów Wsparcia;
 - Departament Strategii i Komunikacji Społecznej;
 - Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów;

¹⁴⁶ M. P. z 2007 r. Nr 71, poz. 769 oraz z 2011 r. Nr 84, poz. 879.

¹⁴⁷ Dz. Urz. Ministra Gospodarki z 2013 r. poz. 2.

- Biuro – Centrum Koordynacji Rozwoju Inteligentnych Sieci;
 - Biuro Dyrektora Generalnego;
 - Stanowisko do Spraw Współpracy Międzynarodowej;
 - Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych;
 - Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego,
- 2) oddziały:
- Oddział Centralny w Warszawie;
 - 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.

Powyższa zmiana była efektem przeprowadzonego w urzędzie projektu „Optymalizacji struktury organizacyjnej Urzędu Regulacji Energetyki”, finansowanego ze środków unijnych PO KL¹⁴⁸⁾,

a zleconego przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów.

Poszukiwanie optymalnych rozwiązań organizacyjnych w świetle zmieniającej się dynamicznie sytuacji na rynku paliw i energii, rosnącej liczby zadań i wymóg dostosowania struktury organizacyjnej Urzędu Regulacji Energetyki do aktualnego stanu prawnego, w tym przygotowania urzędu na zbliżające się zmiany, jakie wprowadza wdrożenie III pakietu liberalizacyjnego oraz pakietu klimatycznego w zakresie funkcjonowania systemów wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych, kogeneracji i efektywności energetycznej, przyczyniło się do powstania koncepcji optymalizacji struktury urzędu a następnie jej wdrożenia. Optymalna struktura urzędu, odzwierciedlająca tendencje zachodzące na rynkach, służąca realizacji wyspecjalizowanych zadań stojących przed Prezesem URE, to dostosowanie do wyzwań stawianych na coraz wyraźniej wydzielonych rynkach paliw i energii.

Znaczna część komórek organizacyjnych uległa przekształceniu. Zadania Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych oraz Departamentu Taryf zostały podzielone i wyodrębnione wg nowej rynkowej struktury i przydzielone do realizacji Departamentowi Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła oraz Departamentowi Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych. Wyodrębniono Departamenty faktycznie odzwierciedlające zakres realizowanych przez nie zadań w układzie odniesionym do poszczegól-

nych rynków, a także departamenty realizujące podstawowe funkcje i zadania nałożone na regulatora w zakresie rozwoju konkurencji, ochrony interesów odbiorców czy funkcjonowania systemów wsparcia tj. Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich czy Departament Systemów Wsparcia.

Dynamiczny rozwój rynku, w szczególności energii elektrycznej w zakresie przyłączeń zarówno odbiorców, jak i nowych źródeł, w tym odnawialnych i kogeneracyjnych oraz konieczność połączenia i skoordynowania procesów realizowanych dotychczas przez kilka komórek organizacyjnych w zakresie procesu rozstrzygania sporów, spowodowało utworzenie Departamentu Prawnego i Rozstrzygania Sporów.

Wydzielono nową komórkę organizacyjną właściwą do realizacji zadań z zakresu projektowania i wdrażania inteligentnych sieci.

Przedsięwzięcie miało również odzwierciedlenie w procesie kadrowym, bowiem komórki uległy nie tylko przebudowie zadaniowej, ale również kadrowej. Wewnętrzne struktury komórek organizacyjnych uległy zmianie i część pracowników otrzymała nowe zadania do realizacji. Przeprowadzono konkursy na dyrektorów przekształconych lub nowych komórek organizacyjnych.

Urząd wdrożył optymalizację i rozpoczął działanie w nowej odsłonie z dniem nadania statutu przez Ministra Gospodarki.

Projekt optymalizacyjny zakładał również likwidację Oddziału Centralnego z siedzibą w Warszawie i włączenie dotychczas realizowanych zadań przez ten oddział do komórek organizacyjnych

rządowej” w ramach Działania 5.1 „Wzmocnienie potencjału administracji rządowej”.

¹⁴⁸⁾ „Modernizacja systemów zarządzania i podnoszenie kompetencji kadr poprzez realizację wdrożeń usprawniających ukierunkowanych na poprawę procesów zarządzania w administracji

urzędu. Zmiana ta wymagała jednak zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 września 2013 r.¹⁴⁹⁾, w ślad za czym organ nadzorujący¹⁵⁰⁾ – Prezes Rady Ministrów Zarządzeniem nr 90 z 28 listopada 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki¹⁵¹⁾, nadał statut w kształcie stanowiącym kontynuację założeń wynikających z procesu optymalizacji struktury organizacyjnej urzędu.

Od 12 grudnia 2013 r. Oddział Centralny przestał istnieć, a pozostałe oddziały terenowe objęły swym zasięgiem terytorialnym poszczególne 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,
- 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.

Ustanowienie zakresu rzeczowego dla komórek organizacyjnych, w tym oddziałów terenowych pozostało w kompetencjach Prezesa URE, na mocy zaś statutu, w odniesieniu do dotychczas obowiązujących przepisów w tym zakresie¹⁵²⁾, zmianie uległ zasięg terytorialny oddziału z siedzibą w Łodzi i Katowicach.



2. Zatrudnienie i kwalifikacje

31 grudnia 2013 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zatrudnionych było 311 osób, z czego 279 osób to członkowie korpusu służby cywilnej, a 32 osoby,

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 (31 osób). Według stanu na 31 grudnia 2013 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zatrudnionych było 185 kobiet i 126 mężczyzn, 9 osób posiadało orzeczonego stopień niepełnosprawności.

Na 31 grudnia 2013 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 – 17 osób,
- stanowiska samodzielne w służbie cywilnej – 78 osób,
- stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej – 137 osób,
- stanowiska wspomagające w służbie cywilnej – 24 osoby.

Spośród osób zatrudnionych w URE, na 31 grudnia 2013 r., 63 osoby posiadały status urzędnika służby cywilnej, w tym 53 osoby, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2013 r. – 1 osoba) oraz 10 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy Służby Cywilnej stanowili 20% zatrudnionych w URE.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 295 osób (tj. 93,3% zatrudnionych), w tym:

¹⁴⁹⁾ Zmiana wynikająca z ustawy zmieniającej.

¹⁵⁰⁾ Art. 33a ust. 1 pkt 15 ustawy z 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2013 r. poz. 743, z późn. zm.).

¹⁵¹⁾ M. P. z 2013 r. poz. 971.

¹⁵²⁾ Uchylenie ustawą nowelizującą, art. 22 ustawy – Prawo energetyczne oraz aktu wykonawczego w tym zakresie właściwości rzeczowej i terytorialnej oddziałów terenowych.

- doktor – 3 osoby,
- magister inżynier – 77 osób,
- magister – 204 osoby,
- inżynier – 3 osoby,
- licencjat – 8 osób.

Struktura wykształcenia przedstawia się następująco:

- ekonomiści – 20,9%,
- prawnicy – 21,6%,
- energetycy i elektrycy – 9,6%,
- mechanicy – 3,7%,
- specjaliści z zakresu zarządzania – 9,6%,
- specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 6,6%,
- administratywiści – 8,0%,
- inne zawody – 19,9%.

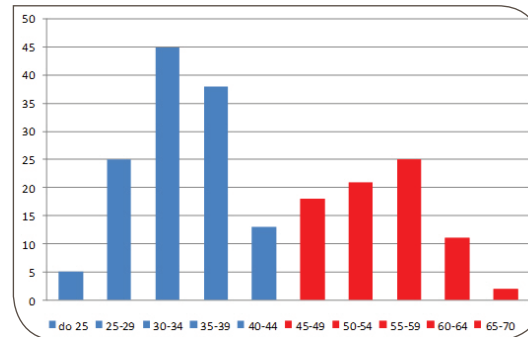
W 2013 r. do pracy w Urzędzie Regulacji Energetyki przyjęto 25 osób, z czego 11 zatrudniono na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa nieobecnego pracownika. Pracownicy przyjmowani w 2013 r. na czas zastępstwa, stanowili 44% ogółu przyjętych do pracy w urzędzie. Stosunek pracy rozwiązano z 28 osobami, w tym w trybie:

- porozumienia stron – 8 osób,
- z upływem czasu, na który umowa była zawarta – 8 osób,
- w związku z przejściem na emeryturę lub rentę – 2 osoby,
- wypowiedzenia przez pracodawcę – 2 osoby,
- wypowiedzenia przez pracownika – 2 osoby,
- przeniesienia służbowego do innego urzędu – 3 osoby,
- odwołanie ze stanowiska – 3 osoby.

Spśród osób zwolnionych w 2013 r., 5 osób zatrudnionych było na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa.

Wskaźnik rotacji w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2013 r. wynosił 8,81%.

Rysunek 47. Struktura wiekowa pracowników URE w 2013 r. zatrudnionych w korpusie służby cywilnej w przedziałach wiekowych



Źródło: URE.

Pracownicy do 44 roku życia stanowili 35% ogółu zatrudnionych w korpusie służby cywilnej. Udział członków korpusu służby cywilnej w wieku powyżej 44 lat kształtował się na poziomie 65%. Pracownicy ze stażem pracy powyżej 20 lat stanowili w Urzędzie Regulacji Energetyki, wg stanu na 31 grudnia 2013 r., 34% 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 2013 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki (URE) wyniósł:

- dochody – 99 262 tys. zł,
- wydatki – 36 853 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 100 922 tys. zł, tj. 101,7% planu,
- wydatki wyniosły 36 698 tys. zł, tj. 99,6% planu.

3.1. Dochody

W 2013 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 100 922 tys. zł, co stanowiło 101,7% planu na rok 2013. Dochody uzyskane w 2013 r. były o 3,4% wyższe niż w 2012 r.

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 koncesja¹⁵³⁾.

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa wpłynęło 100 723 tys. zł, co stanowiło 101,5% planowanych na 2013 r. dochodów z tego tytułu.

W 2013 r. w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych prowadzono następujące działania windykacyjne:

- wysłano 1 120 wezwań do zapłaty do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat za 2012 rok, ani nie przesłali formularzy,
- wysłano 39 wezwań do zapłaty do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat za 2013 rok, a przesłali formularze,
- wysłano 1 wezwanie do uregulowania odsetek,
- wysłano 198 potwierdzeń sald,
- w stosunku do 855 przedsiębiorstw energetycznych wszczęto z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia opłaty za lata ubiegłe, w związku z uregulowaniem opłat umorzono 11 postępowań (umorzenia dotyczą także postępowań wszczętych w 2011 r.),
- 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 32 przedsiębiorstw energetycznych wysokość opłaty koncesyjnej,

- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji wysłano 19 upomnień,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 177 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych,
- w trybie art. 116 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa wydano jedną decyzję o odpowiedzialności solidarnej członka zarządu spółki z ograniczoną odpowiedzialnością za niewniesienie opłaty przez spółkę.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody URE w 2013 r. ukształtowały się następująco:

- wpływy ze sprzedaży składników majątkowych – 6 tys. zł,
- odsetki z tytułu nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 162 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 31 tys. zł.

3.2. Wydatki

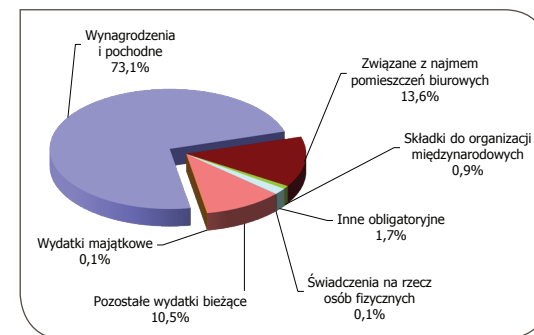
W 2013 r. Urząd Regulacji Energetyki realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji

rządowej. W planie po zmianach środki na wydatki wyniosły 36 853 tys. zł. Wykonanie wydatków ogółem wyniosło 36 698 tys. zł, tj. 99,6% planu po zmianach, z tego:

- wydatki bieżące: 36 628 tys. zł, w tym:
 - na wynagrodzenia i pochodne: 26 823 tys. zł;
 - na pozostałe wydatki bieżące: 9 805 tys. zł,
- wydatki na świadczenia na rzecz osób fizycznych: 30 tys. zł,
- wydatki na zakupy inwestycyjne: 40 tys. zł.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 36 628 tys. zł. Stanowiły one 99,8% ogółu wydatków URE.

Rysunek 48. Struktura wydatków URE w 2013 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków URE były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 26 823 tys. zł i sta-

¹⁵³⁾ Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

nowiły 73,1% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 5 010 tys. zł tj. 13,6% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (318 tys. zł – 0,9%),
- różnych obligacyjnych wydatków związanych z pracownikami, w tym składki na PFRON, odpisy na ZFŚS, badania wstępne i okresowe, szkolenia (638 tys. zł – 1,7%),
- innych wydatków bieżących, w tym wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, papieru, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu 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 (3 839 tys. zł – 10,5%). Wydatki majątkowe wyniosły 40 tys. zł i stanowiły 0,1% ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły wydatków związanych z zakupem sprzętów IT i oprogramowania.

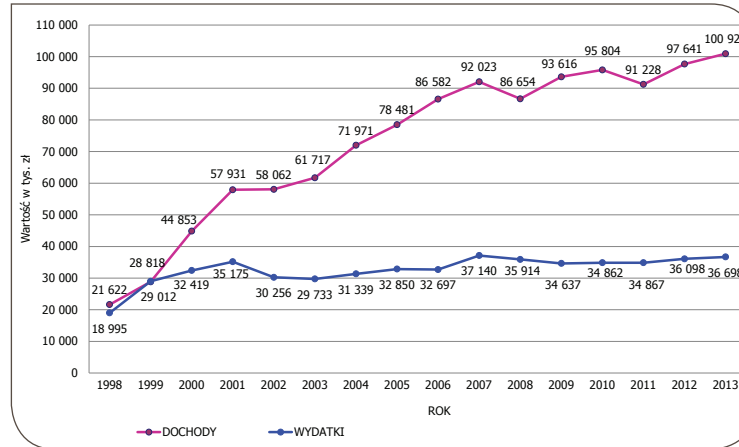
Wydatki osobowe niezaliczane do wynagrodzeń wyniosły 30 tys. zł i stanowiły 0,1% ogółu poniesionych wydatków.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w URE procedurami umożliwiającymi terminową realiza-

cję 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 prawie niezmienionym 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 1998–2013 w ujęciu nominalnym (według stanu na 31 grudnia 2013 r.)



* W pozycji dochody wykazano wszystkie dochody URE.

Źródło: URE.

Część V. Kontrola działalności Prezesa URE

1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2013 r. Prezes URE wydał łącznie 5 455 decyzji administracyjnych. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 134 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 2,45%.

Dla porównania: w poprzednim roku wydano 5 402 decyzje administracyjne i wniesiono 170 odwołań (co stanowiło 3,15% wydanych decyzji), natomiast w 2011 r. wydano 4 610 decyzji administracyjnych i wniesiono 171 odwołań (co stanowiło 3,7% wydanych decyzji), z kolei w 2010 r. wydano 4 869 decyzji administracyjnych i wniesiono 209 odwołań (co stanowiło 4,3% 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.

Do SOKiK przekazane zostało 126 odwołań, a w 8 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹⁵⁴). Ponadto od postanowień Prezesa URE wniesiono 74 zażalenia.

II. Do 31 grudnia 2013 r. SOKiK wydał łącznie 148 wyroków, w tym w 105 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 25 zmienił zaskarżone decyzje, a jedynie w 18 uchylił zaskarżone decyzje.

W 2013 r. SOKiK wydał 125 postanowień, w tym w 22 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 40 przypadkach odrzucił odwołanie, a w 32 odrzucił zażalenie, w 9 sprawach umorzył postępowanie sądowe, a jedynie w 17 sprawach uchylił zaskarżone postanowienie. Ponadto 5 postanowień dotyczyło odrzucenia apelacji, a 4 postanowienia zostały wydane w przedmiocie zawieszenia oraz podjęcia postępowania sądowego.

III. W 2013 r. w 55 przypadkach orzeczenia SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 28 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 27 – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie w 2013 r. rozpoznał 67 apelacji wniesionych od wyroków SOKiK, w tym 16 z nich wniesionych przez Prezesa URE, zaś 51 wniesionych przez strony. W wyniku rozpoznania tych apelacji w 38 przypadkach Sąd Apelacyjny apelacje oddalił, uwzględniając stanowisko SOKiK, przy czym w 26 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 12 przez Prezesa URE. W 5 sprawach wyroki Sądu I instancji zostały uchylone, a sprawy zostały przekazane temu Sądowi do ponownego rozpatrzenia, uwzględniając w 4 przypadkach apelacje strony, zaś w 1 apelację Prezesa URE. Z kolei w 24 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd ten rozpoznał także 20 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK. Spośród tych zażaleń 11 (w tym 10 pochodzących od stron) zostało przez Sąd oddalonych, w 2 przypadkach Sąd odrzucił zażalenie stron wniesione na postanowienie Sądu I instancji, w 6 sprawach – na skutek zażalenia strony – Sąd uchylił postanowienie SOKiK, natomiast w 1 przypadku zmienił – na skutek zażalenia strony – zaskarżone postanowienie.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2013 r. wniesiono 20 skarg kasacyjnych. W 13 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych przypadkach – strony.

W 2013 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 2 skargi kasacyjne, przy czym w jednym przypadku skargę kasacyjną wniósł Prezes URE, a w drugim przedsiębiorstwo energetyczne. Rozpoznając skargę kasacyjną Prezesa URE Sąd Najwyższy uchylił wy-

rok Sądu Apelacyjnego i poprzedzający go wyrok SOKiK i przekazał sprawę temu Sądowi do ponownego rozpoznania. Natomiast w drugiej sprawie Sąd Najwyższy uchylił zaskarżony wyrok i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu.

Sąd Najwyższy w roku sprawozdawczym w 14 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, przy czym 7 skarg kasacyjnych zostało wniesionych przez Prezesa URE, a pozostałe 7 przez przedsiębiorstwa energetyczne.

W 2013 r. Sąd Najwyższy wydał również 1 postanowienie w przedmiocie przyjęcia skargi kasacyjnej Powoda do rozpoznania.

Ponadto Sąd Najwyższy rozpoznał zażalenie strony powodowej na postanowienie Sądu Apelacyjnego w Warszawie w przedmiocie odrzucenia skargi kasacyjnej, jako niedopuszczalnej. Zażalenie zostało oddalone.

V. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2013 r. zostało przekazanych 9 skarg, w tym 2 na bezczynność Prezesa URE, 6 na bezczynność Prezesa URE oraz na przewlekłe prowadzenie postępowania, 1 skarga na przewlekłe prowadzenie postępowania.

W 2013 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny wydał 16 orzeczeń, w tym 4 z zakresu postępowania egzekucyjnego. Pozostałe z 12 rozpoznanych spraw obejmowały skargi przedsiębiorców i odbiorców na bezczynność Prezesa URE oraz przewlekłość prowadzenia postępowania w spra-

¹⁵⁴) Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.

wach dotyczących: udzielenia koncesji na obrót paliwami, zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych, wydania świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, wydania zaświadczenia (w sprawie pisemnej interpretacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne) oraz podjęcia władczych działań wobec dostawcy energii elektrycznej. W wyniku rozpoznania tych skarg w 7 przypadkach Sąd stwierdził przewlekłe prowadzenie postępowania, które miało miejsce bez rażącego naruszenia prawa. W jednym przypadku skarga została oddalona, w dwóch odrzucona, a w jednym – postępowanie zostało umorzone. Ponadto w jednej sprawie Sąd umorzył postępowanie w zakresie zobowiązania Prezesa URE do wydania decyzji zatwierdzającej taryfę, a w pozostałej części skargę oddalił. Natomiast w sprawach z zakresu postępowania egzekucyjnego Wojewódzki Sąd Administracyjny w jednym przypadku uchylił postanowienie Prezesa URE w przedmiocie uznania zarzutów w postępowaniu egzekucyjnym za nieuzasadnione, w jednej sprawie (ze skargi Prezesa URE) uchylił postanowienie Dyrektora Izby Skarbowej w przedmiocie egzekucji należności pieniężnych, do których nie stosuje się przepisów Ordynacji podatkowej, w jednym przypadku Sąd odmówił wstrzymania wykonania postanowienia Naczelnika Urzędu Skarbowego, a w jednej sprawie odrzucił skargę kasacyjną strony.

VI. W 2013 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał dwie skargi kasacyjne w zakresie skarg przedsiębiorstwa energetycznego na bezczynność Prezesa URE w przedmiocie wydania świadectwa

pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji. Obie powyższe skargi 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 i rozbieżności 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), jak również postępowań w sprawie wymierzenia kary za nieutrzymywanie w należyтым 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 uchyła zaskarżony wyrok i przekazuje sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi I instancji, w przypadku nie przeprowadzenia 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 odraczanie wydania wyroku (zasadniczo do 14 dni), po zamknięciu rozprawy – co świadczy o tym, że sądy mają wątpliwości co do ocenianej materii poszczególnych spraw.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w SOKiK w 2013 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 213 spraw¹⁵⁵⁾, a przegrał 60¹⁵⁶⁾.

¹⁵⁵⁾ 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.

¹⁵⁶⁾ Przez co na potrzeby niniejszego Sprawozdania uznano: uchylenie zaskarżonej decyzji Prezesa URE oraz uchylenie 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 dokonanego przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej – w roku sprawozdawczym takie rozstrzygnięcia zapadły w 9 sprawach).

Odnosząc się do spraw przegranych należy 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 uchylenia 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 – jednocześnie zdarza się, że w uzasadnieniu wyroku Sąd, jako przesłankę zmniejszenia wysokości kary wskazuje, że zdaniem Sądu kara była zbyt wysoka, nie wyjaśniając przy tym, czym Sąd się kierował dokonując takiej oceny. Z konstrukcji odpowiedzialności za naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, jako odpowiedzialności o charakterze obiektywnym 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 z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zastosowanie tego przepisu, w takiej sytuacji, prowadziłoby bowiem do naruszenia konstytucyjnego wymogu proporcjonalności ograniczeń wolności gospodarczej.

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, że przedsiębiorstwo swoim działaniem (zaniechaniem) naruszyło przepisy Prawa energetycznego. Jest to wnioskovanie nieuprawnione, choćby z faktu, że Prezes URE nie jest organem ścigania i nie dysponuje odpowiednimi 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 SK 24/13). W postanowieniu tym Sąd Najwyższy, na bazie dotychczasowego orzecznictwa zasadnie wyjaśnił m.in., że w orzecznictwie Europejskiego Trybunału Praw Człowieka (ETPC) czyni się rozróżnienie 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 podkreśla, 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, należy 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.

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 kary najczęściej obniża

ich wysokość, co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie. Zaistniała sytuacja wydaje się znajdować uzasadnienie w utrzymującym się kryzysie ekonomicznym, który nie pozostaje również obojętny dla przedsiębiorców rynku energetycznego, wpływając niejednokrotnie na pogorszenie ich sytuacji finansowej, co Sąd bierze pod uwagę, również w odniesieniu do uchybień z lat wcześniejszych. Takie stanowisko Sądu szczególnie wyraźnie prezentowane jest – z przyczyn zrozumiałych – w odniesieniu do drobnych przedsiębiorców, których przychody z działalności koncesjonowanej kształtują się na niskim poziomie.

Wyjaśnić należy, że w większości przypadków niekorzystne rozstrzygnięcia Sądu I 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 2013 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 42 sprawy¹⁵⁷⁾, a przegrał 45 spraw¹⁵⁸⁾.

¹⁵⁷⁾ Przez co na potrzeby niniejszego Sprawozdania uznano: oddalenie apelacji powoda, oddalenie zażalenia powoda, zmianę wyroku SOKiK na skutek apelacji Prezesa URE, odrzucenie zażalenia strony.

¹⁵⁸⁾ Przez co na potrzeby niniejszego Sprawozdania uznano: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK (nie-

W odniesieniu do spraw przegranych przez Prezesa URE wyjaśnienia wymaga, że rozstrzygnięcia Sądu Apelacyjnego niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem odmiennej interpretacji przepisów dokonanej przez ten Sąd i organ regulacyjny, w szczególności dotyczącej stosowania przepisów ustawy o rozwiązaniu KDT. Nadmienić należy, że regulacje te należą do szczególnie skomplikowanych i budzących liczne wątpliwości.

Kolejną kategorię spraw, w której występują znaczne rozbieżności w orzecznictwie, stanowią spory w zakresie odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii. Brak jednolitego i spójnego orzecznictwa w tym zakresie, w tym zwłaszcza Sądu Najwyższego¹⁵⁹⁾, jak również istotne zmiany w ostatnim czasie przepisów prawnych regulujących publicznoprawny obowiązek przyłączenia, skutkują niejednokrotnie uchyleniem decyzji Prezesa URE. Przy czym w znacznej liczbie przypadków stanowi to konsekwencję zmiany

jednokrotnie polega to jednak na uznaniu zasadności kierunku rozstrzygnięcia dokonanego przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej lub odstąpieniu od jej wymierzenia – w roku sprawozdawczym takie rozstrzygnięcia zapadły w 5 sprawach), uchylenie wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji powoda (często w skutek zmiany przed wydaniem wyroku obowiązujących przepisów prawa), oddalenie zażalenia Prezesa URE, zmiana postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda, uchylenie postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

¹⁵⁹⁾ Zob. np. przeciwstawne stanowiska w zakresie oceny skutków wydania warunków technicznych przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne zawarte w wyrokach Sądu Najwyższego: z 12 kwietnia 2011 r., sygn. akt III SK 42/10 oraz z 11 kwietnia 2012 r., sygn. akt III SK 33/11.

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 prawno-sądowej 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 odmiennym stanem (faktycznym lub prawnym) niż w dniu rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE. Wymaga to jednak racjonalności podejścia i uwzględnienia szerszego aspektu omawianego zagadnienia, co dopiero nieśmiało zaczyna dostrzegać Sąd Apelacyjny¹⁶⁰⁾.

Kolejne rozstrzygnięcia Sądu Apelacyjnego niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem prowadzonej przez ten Sąd polityki liberalizacji kar, co skutkuje niejednokrotnie obniżaniem ich wysokości, poprzez zmianę zaskarżonej decyzji w tym zakresie. Dotyczy to zarówno kar utrzymanych w mocy wyrokiem Sądu Okręgowego, jak również dalszym zmniejszeniem wysokości kar obniżonych już przez ten Sąd, przy czym niejednokrotnie uzasadnienie

¹⁶⁰⁾ Zob. wyrok Sądu Apelacyjnego z 6 listopada 2013 r., sygn. akt VI ACA 179/13.

wyroku w tym zakresie jest na tyle lakoniczne, że trudno jednoznacznie odczytać przesłanki, którymi kierował się Sąd uwzględniając apelację powoda. Nadmienić również należy, że Sąd Apelacyjny coraz częściej korzysta z instytucji odstąpienia od wymierzenia kary uregulowanej w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku uznania, że zostały spełnione przesłanki określone w tym przepisie (tj. znikomy stopień szkodliwości czynu i zaprzestanie naruszania prawa lub realizacja obowiązku). Co przy tym istotne, zmiany decyzji Prezesa URE poprzez odstąpienie od wymierzenia kary, Sąd Apelacyjny dokonuje również w przypadkach, w których powołany przepis nie obowiązywał w dniu wydania zaskarżonej decyzji. Zatem, uwzględniając poprzedni stan prawny, poparty przyjętą przez Sądy linią orzecniczą w zakresie wymierzania kar pieniężnych, Prezes URE rozważając zasadność ukarania, jak również miarując wysokość kary, nie był uprawniony do zastosowania tego szczególnego środka złagodzenia kary, przed wejściem w życie powołanego przepisu. Działanie takie narusza także Konstytucyjną zasadę dwuinstancyjności, ponieważ Prezes URE, który w takich postępowaniach jest pozwanym nie ma możliwości odwołania się od takiego prawomocnego orzeczenia do kolejnej instancji, jest ostatecznie zaskakiwany takim orzeczeniem.

W kontekście powyższego, zauważyć należy, że ściśle określone podstawy skargi kasacyjnej, jak również konieczność uzasadnienia wniosku o przyjęcie skargi kasacyjnej do rozpoznania, niejednokrotnie uniemożliwia skorzystanie z nadzwyczajnego środka zaskarżenia jakim jest skarga kasacyjna

i poddanie wyroku Sądu Apelacyjnego weryfikacji Sadu Najwyższego. Należy bowiem zwrócić uwagę na publicznoprawny charakter skargi kasacyjnej, której podstawowym celem nie jest korekta orzeczeń sądów powszechnych, lecz ochrona interesu publicznego, przez zapewnienie jednolitości wykładni przepisów prawa¹⁶¹⁾, o czym traktują liczne orzeczenia Sądu Najwyższego odmawiające przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania. Jak wyżej wskazano, w 2013 r. Sąd Najwyższy wydał 14 postanowień w tym przedmiocie.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2013 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 9 spraw¹⁶²⁾ i przegrał 9¹⁶³⁾.

Odnosząc się do rozstrzygnięć Sądu Najwyższego zauważyć należy, że w roku sprawozdawczym Sąd ten wydał 16 postanowień (w tym 15 w przedmiocie przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania oraz 1 oddalające zażalenie strony na postanowienie Sądu Apelacyjnego w przedmiocie odrzucenia skargi kasacyjnej) i tylko 2 wyroki. Na uwagę zasługuje rozstrzygnięcie w sprawie o wstrzymanie

¹⁶¹⁾ Zob. np. postanowienia SN: z 4 lutego 2000 r., sygn. akt II CZ 178/99; z 9 listopada 2005 r., sygn. akt V CSK 70/05.

¹⁶²⁾ Przez co na potrzeby niniejszego Sprawozdania uznano: uchylene wyroku SOKiK i poprzedzającego go wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania SOKiK, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania oddalenie zażalenia powoda na postanowienie SA.

¹⁶³⁾ Przez co na potrzeby niniejszego Sprawozdania uznano: uchylene zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania, przyjęcie skargi kasacyjnej powoda.

dostaw energii elektrycznej. Uwzględniając skargę kasacyjną Prezesa URE, Sąd Najwyższy podzielił tym samym stanowisko organu regulacyjnego i rozwiął wątpliwości związane z określeniem stron postępowania administracyjnego w sprawie wstrzymania dostaw energii elektrycznej pojawiające się po rozdzieleniu działalności w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną, które skutkowały rozbieżnością w orzecznictwie zarówno SOKiK, jak również Sądu Apelacyjnego.

1 lipca 2007 r. na rynku energii elektrycznej nastąpiło rozdzielenie działalności w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną (wyodrębnienie przedsiębiorstwa obrotu ze struktury przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo – art. 5b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne). Zmiana modelu realizacji dostaw, która zaistniała na rynku elektroenergetycznym miała istotny wpływ na postępowania administracyjne w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności zaś na postępowanie w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej dokonanego w trybie art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. W związku z tym, istotnym zagadnieniem stało się ustalenie podmiotów będących stronami takiego postępowania.

W znacznym uproszczeniu, nie wdając się w rozważania prawne wskazać należy, że zgodnie z poglądem prezentowanym przez Prezesa URE, a podzielonym przez Sąd Najwyższy, w przypadkach sporów o nieuzasadnione wstrzymanie dostaw energii elektrycznej, w sytuacjach gdy odbiorcą z przedsiębiorstwem obrotu wiąże umowa kompleksowa, stronami postępowania administra-

cyjnego będą odbiorca i przedsiębiorstwo obrotu jako strony umowy oraz przedsiębiorstwo dystrybucyjne, do sieci którego przyłączony jest ten odbiorca, jako podmiot zobowiązany do świadczenia usług dystrybucji na rzecz odbiorcy. Zatem legitymacja strony postępowania w sporze dotyczącym wstrzymania dostaw na podstawie art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne¹⁶⁴) przysługuje poza odbiorcą zarówno przedsiębiorstwu obrotu (będącemu stroną umowy sprzedaży – umowy kompleksowej, wobec którego odbiorca ma zaległości), jak i przedsiębiorstwu dystrybucyjnemu (uprawnionemu do wstrzymania dostaw, jak również ich wznowienia).

Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2013 r. wyniosły 10 709 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 18 560 zł. Zauważyć przy tym należy, że na wysokość kosztów procesu poniesionych przez Prezesa URE w roku sprawozdawczym składają się także dodatkowo koszty związane z wynagrodzeniem biegłego z tytułu sporządzonej przez niego opinii w toku jednego postępowania sądowego w kwocie 12 770 zł. Ponadto wskazać należy, że z uwagi na szczególnie skomplikowany charakter niektórych spraw z zakresu Prawa energetycznego, sądy niejednokrotnie zasądzają opłaty wyższe niż stawki minimalne.

.....

2. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne

W 2013 r. działalność Prezesa URE podlegała czterem kontrolom przeprowadzonym przez Państwową Inspekcję Pracy (jedna kontrola) oraz w pozostałej części przez Najwyższą Izbę Kontroli.

Kontrola przeprowadzona przez Państwową Inspekcję Pracy dotyczyła prawnej ochrony pracy, w tym bezpieczeństwa i higieny pracy. Wnioski i zalecenia wynikające z tej kontroli zostały przyjęte do realizacji informując jednocześnie Inspekcję o sposobie ich realizacji.

Trzy kolejno przeprowadzane w urzędzie kontrole dotyczyły:

1. „Wykonania budżetu państwa w roku 2012 w części 50” – której dysponentem jest Prezes URE, zakończona oceną pozytywną i brakiem formułowania uwag i zaleceń pokontrolnych. Pozytywnie oceniono rzetelność zaplanowanych oraz celowość i gospodarność zrealizowanych wydatków budżetu państwa; prawidłowość, terminowość i rzetelność prowadzenia ksiąg rachunkowych oraz sporządzonych sprawozdań finansowych; skuteczność funkcjonowania systemu rachunkowości i mechanizmów kontroli zarządczej dotyczących operacji finansowych i gospodarczych; prawidłowość sprawowania nadzoru i kontroli nad wykonaniem budżetu.
2. „Biopaliw i biokomponentów w transporcie”, zakończona pozytywną oceną sposobu prowadzenia działań przez Prezesa URE w celu

wspierania, rozwoju i wykorzystywania biopaliw oraz biokomponentów w transporcie polegających na prowadzeniu systemu monitorującego legalność oraz ilość wprowadzanych do obrotu biopaliw ciekłych i biokomponentów. Przychylnie się do sformułowanych uwag i zaleceń wynikających z wniosków pokontrolnych, informując jednocześnie NIK o podjętych działaniach w kierunku realizacji zaleceń.

3. „Funkcjonowania i bezpieczeństwa elektroenergetycznych sieci przemysłowych”, zakończona pozytywną oceną działalności Prezesa URE w zakresie monitorowania funkcjonowania elektroenergetycznej sieci przemysłowej i uzgadniania planów jej rozwoju i modernizacji dla zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Wobec nie stwierdzenia nieprawidłowości jednostka kontrolująca odstąpiła od formułowania wniosków pokontrolnych.

Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁶⁵).

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.

.....

¹⁶⁴) Art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym do 10 września 2013 r. Zmiany brzmienia tego przepisu dokonano ustawą nowelizującą.

¹⁶⁵) Dz. U. z 2001 r. Nr 112, poz. 1198, z późn. zm.

3. Kontrola zarządcza

Zgodnie z ustawą o finansach publicznych¹⁶⁶) Prezes URE jest zobowiązany do zapewnienia funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej definiowanej jako ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy, której celem jest zapewnienie:

- zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi,
- skuteczności i efektywności działania,
- wiarygodności sprawozdań,
- ochrony zasobów,
- przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania,
- efektywności i skuteczności przepływu informacji,
- zarządzania ryzykiem.

Fundamentem realizacji celów i zadań Prezesa URE jest więc ciągle usprawnianie i monitorowanie przyjętych rozwiązań systemu kontroli zarządczej w obszarach wskazanych w ustawie o finansach publicznych.

Corocznie sporządzany jest plan z działalności urzędu zawierający główne cele zaplanowane do realizacji, które na rok 2013 przedstawiały się następująco:

- wzrost efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych,

- zwiększenie aktywności odbiorców końcowych w zakresie korzystania z zasady TPA (prawa do swobodnego wyboru sprzedawcy),
- zwiększenie pewności ciągłości zasilania odbiorców w energię,
- zapewnienie prawidłowej realizacji obowiązków w zakresie zapewnienia udziału energii z odnawialnych źródeł energii oraz z kogeneracji,
- poprawa efektywności energetycznej,
- 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, które za rok 2013 osiągnęły oczekiwany poziom.

Prezes URE przedstawia ocenę funkcjonowania kontroli zarządczej opartą o wyniki przeprowadzonego monitoringu realizacji zadań i celów, wyniki kontroli zewnętrznych, oceny z przeprowadzanych audytów, wyniki samooceny kontroli zarządczej składając oświadczenie o stanie kontroli zarządczej za rok ubiegły.

Zgodnie z treścią oświadczenia złożonego przez Prezesa URE za rok 2013 w urzędzie w ograniczonym stopniu funkcjonowała adekwatna, skuteczna i efektywna kontrola zarządcza ze względu na brak zasobów kadrowych niezbędnych do realizacji zadań w zakresie wydawania oraz umarzania świadectw pochodzenia oraz zadań związanych z realizacją ustawy o efektywności energetycznej. Wskazane w Ocenie Skutków Regulacji do przy-

jętej ustawy o efektywności energetycznej skutki finansowe nie zostały, kolejny rok, uwzględnione w budżecie urzędu.

Kolejny czynnik ograniczający sprawne funkcjonowanie kontroli zarządczej to również brak środków na pozyskanie narzędzi informatycznych, takich jak dedykowane systemy informatyczne i infrastruktura informatyczna, w tym licencje na podstawowe pakiety biurowe – oprogramowanie systemowe i operacyjne.

Plan działalności, sprawozdanie z wykonania planu oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej¹⁶⁷) urzędu na stronie www.bip.ure.gov.pl.



Aneks. Działalność regulacyjna URE i oddziałów terenowych URE

Tabela 1. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2013 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektro-energetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 772	129	443	8 687

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

¹⁶⁷) Obowiązek publikacji wyniku z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

¹⁶⁶) Dz. U. z 2013 r. poz. 885, z późn. zm.

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2013 r.

Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2013 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych							Postanowienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych ogółem
		ogółem	w tym:					promesy	
			udzielenie	zmiana	cofnięcie, uchylenie lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	ogółem		
4 002	36	3 012	962	1 285	452	85	144	163	

Tabela 3. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2013 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			
2 140	185	155	15	15	492	407	

* 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 2013 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2013 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
		ogółem	w tym:			
			udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
8 669	2 804	2 076	783	781	73	9

Tabela 5. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2013 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]		[%]		
13 641 440,38	13 327 567,82	313 872,57	7,53	5,06

Tabela 6. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2013 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]		[%]		
345 289,17	333 280,66	12 008,51	6,24	2,54

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2013 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]		[%]		
119 890,24	118 659,9	1 230,34	1,05	0,01

Tabela 8. Skargi i kary – w 2013 r.

ogółem	Skargi				Nałożone kary	
	z tego dotyczącej:				liczba	łączna wysokość [zł]
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
1 673	154	1 362	153	4	32	161 726,86

Tabela 9. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w 2013 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		
174	117	48	25	38	6	39	14

Tabela 10. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT*. ** – w 2013 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
1 538	962	552	129	161	1 028

* 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 2013 r.

ogółem	Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań z tego dotyczące:			
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych
3 402	1 059	1 339	42	962

www.ure.gov.pl

The screenshot shows the official website of the Energy Regulatory Commission (URE) in Poland. The header includes the URE logo and navigation links for 'Urząd', 'Prawo', and 'Rynki energii'. A search bar is present with the text 'wpisz szukaną frazę...'. The main banner features the slogan 'ENERGIA, RÓWNOWAGA BEZPIECZENSTWO' and a 'Zbiór praw konsumenta' button. Below the banner are several service icons: 'Współpraca międzynarodowa', 'Konsultacje społeczne', 'Rejestry i bazy', 'Taryfy', 'Efektywność energetyczna', 'Punkt informacyjny dla odbiorców energii', and 'Wskaźniki, dane i analizy'. The 'AKTUALNOŚCI' section lists news items from 2014, including a meeting of the Council of Ministers and changes to electricity license conditions. There are also sections for 'Dla Koncesjonariuszy' with links for 'JAK UZYSKAĆ KONCESJĘ?', 'OPŁATY', and 'BAZA PRZEDSIĘBIORSTW', and 'Publikacje' with a link to 'INFORMACJA 22 244 26 36'. A 'TAGI' section lists various topics like 'średnie ceny', 'infrastruktura', 'inteligentne sieci', 'OZE', 'KDT', 'prawa odbiorcy', 'gaz', 'ciepło', 'ceny energii', 'efektywność energetyczna', 'energia elektryczna', 'liberalizacja rynku', 'edukacja', and 'zmiana sprzedawcy'. The footer contains links for 'Patronaty', 'Monitorowanie Ankiety i arkusze', 'Przydatne formularze', 'Komisje kwalifikacyjne', 'Biuletyn Informacji Publicznej', and 'Kontakt'.

Warszawa, dnia 7 kwietnia 2014 r.

Warszawa, dnia 14 kwietnia 2014 r.

Warszawa, dnia 13 maja 2014 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 17/2014

w sprawie wskaźników stosowanych przy
ustalaniu zwrotu z kapitału
w taryfach dla ciepła

Przy wykorzystaniu modelu ustalania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła (*Informacja z dnia 4 kwietnia 2013 r. (nr 9/2013) w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2015*), zastosowanie mają następujące wskaźniki:

- 1) średnia jednostkowa cena wytwarzania ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa w 2013 r. „Cs” = **35,38 zł/GJ**;
- 2) średnia jednostkowa stawka przesyłowa we wszystkich systemach ciepłowniczych dla przedsiębiorstw koncesjonowanych w 2013 r. „Cs” = **15,67 zł/GJ**;
- 3) wskaźnik zmian jednostkowych kosztów stosowanych paliw przez przedsiębiorstwa koncesjonowane wytwarzające ciepło „k” = **(-)4,48%**;
- 4) wskaźnik zmian jednostkowych kosztów strat przesyłowych przedsiębiorstw koncesjonowanych „k” = **5,55%**;
- 5) udział kosztów paliwa w kosztach wytwarzania ciepła ogółem koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło „z” = **0,5148**;
- 6) udział kosztów strat ciepła w kosztach przesyłania i dystrybucji ogółem przedsiębiorstw koncesjonowanych „z” = **0,2677**.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 18/2014

w sprawie średniej kwartalnej ceny energii
elektrycznej sprzedanej na zasadach innych
niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2
ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.),

informuję,

że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 tej ustawy, za I kwartał 2014 r. wyniosła **158,14 zł/MWh**.

W obliczeniu ww. ceny uwzględniono 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. Cenę obliczono na podstawie danych przekazanych przez wytwórców i obejmujących sprzedaż energii elektrycznej w tym okresie o łącznym wolumenie 11,06 TWh.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 20/2014

w sprawie jednostkowych opłat zastępczych
dla kogeneracji obowiązujących w 2014 roku

Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.) i art. 6 ustawy z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490),

ogłaszam

jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami **Ozg, Ozk i Ozm**, o których mowa w art. 9a ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązujące w **2014 r.** w wysokości:

Ozg = 110,00 [zł/MWh], tj. 60,59% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
Ozk = 11,00 [zł/MWh], tj. 6,06% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
Ozm = 63,26 [zł/MWh], tj. 34,84% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowej opłaty zastępczej, biorąc pod uwagę:

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



Warszawa, dnia 14 maja 2014 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 21/2014

w sprawie średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, o których mowa w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.)

informuję, że w I kwartale 2014 r.

- 1) średnia cena zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich Unii Europejskiej lub

- z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym wyniosła **1,31 zł/m³**,
- 2) publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw niż wskazane w pkt 1), 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, nie jest możliwa.



Warszawa, dnia 30 maja 2014 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 22/2014

w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2015 roku

Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.)

ogłaszam

jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami **Ozg, Ozk i Ozm**, o których mowa w art. 9a ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązujące w **2015 r.** w wysokości:

Ozg = 121,63 [zł/MWh], tj. 67,00% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;

Ozk = 11,00 [zł/MWh], tj. 6,06% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
Ozm = 63,26 [zł/MWh], tj. 34,84% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowej opłaty zastępczej, biorąc pod uwagę:

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

