

Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2013

Lipiec 2013

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	4
1. Słowo wstępne	5
2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu	7
3. Rynek energii elektrycznej	16
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	16
3.1.1. Unbundling	16
3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	18
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych	22
3.1.4. Kwestie transgraniczne	24
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	28
3.2. Promowanie konkurencji	28
3.2.1. Rynek hurtowy	28
3.2.1.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	29
3.2.2. Rynek detaliczny	30
3.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	33
3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji	33
3.3. Bezpieczeństwo dostaw	40
3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	40
3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze	43
3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	44
4. Rynek gazu ziemnego	46
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	46
4.1.1. Unbundling	46
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	48
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG	56
4.1.4. Kwestie transgraniczne	58
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	63
4.2. Promowanie konkurencji	65
4.2.1. Rynek hurtowy	65
4.2.1.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	65
4.2.2. Rynek detaliczny	65
4.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	66
4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw; prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji.....	67
4.3. Bezpieczeństwo dostaw	69
4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	69
4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy	70
4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	71
5. Ochrona konsumentów oraz rozstrzyganie sporów w sektorach energii elektrycznej i gazu	73
5.1. Ochrona konsumentów	73
5.2. Rozstrzyganie sporów	77

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

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

1. SŁOWO WSTĘPNE

W 8 Raporcie Krajowym Prezesa URE opisana została ogólna sytuacja na rynku gazu i energii elektrycznej w Polsce oraz główne zmiany w stosunku do lat poprzednich. Sprawozdanie zawiera również opis kroków i działań, jakie zostały podjęte przez polskiego regulatora na rzecz wspierania rozwoju wolnego i konkurencyjnego rynku energii w Polsce oraz jego integracji z rynkami innych państw Unii Europejskiej.

W 2012 r. trwały prace nad wdrożeniem do polskiego porządku prawnego przepisów trzeciego pakietu energetycznego i tym samym stworzeniem podstaw prawnych dla dalszego rozwoju rynku energii w Polsce. Proces ten nie został jednak zakończony i jest kontynuowany w roku 2013.

Równolegle do trwających prac legislacyjnych, regulator podejmował działania mające na celu dalszą liberalizację rynku energii elektrycznej oraz otwarcie rynku gazu. Kontynuowane były prace na rzecz uwolnienia cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Prowadzono m.in. konsultacje z operatorami systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcami na rzecz wypracowania wzorca generalnej umowy dystrybucyjnej dla usługi kompleksowej – tj. umowy łączącej postanowienia umowy sprzedaży i umowy świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.

W 2012 r. zapoczątkowany został proces liberalizacji rynku gazu w Polsce. W celu uwolnienia cen gazu regulator podjął działania ukierunkowane na stworzenie właściwych warunków dla rozwoju konkurencji na rynku gazu w Polsce, m.in. utworzony został wirtualny punkt obrotu gazem, a pod koniec roku uruchomiona została giełda gazu. Działania te przyczyniły się do eliminacji części barier rynkowych i na początku roku 2013 regulator podjął decyzję o uwolnieniu cen na hurtowym rynku gazu.

Mając na uwadze realizację celu 2014, Prezes URE podejmował działania na rzecz integracji polskiego rynku energii z rynkami krajów sąsiadujących. Kontynuowane były prace w ramach ACER i inicjatyw regionalnych, ponadto podjęto również nowe inicjatywy na rzecz integracji rynków, m.in. w ramach Grupy Wyszehradzkiej. Wszystkie te działania zostały szczegółowo opisane poniżej, w przedkładanym do Komisji Europejskiej i ACER raporcie. Tym samym Prezes URE wypełnia swój obowiązek sprawozdawczy, określony w prawie polskim i europejskim.



2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Zmiany prawne i regulacyjne

Podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE jest ustawa – Prawo energetyczne¹⁾, regulująca zarówno funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, jak i energii elektrycznej. Organ regulacyjny realizuje ponadto kompetencje określone w przepisach sześciu odrębnych ustaw²⁾.

W 2012 r. kontynuowane były rozpoczęte w roku poprzednim prace legislacyjne zmierzające do wprowadzenia istotnych zmian w zakresie Prawa energetycznego, wynikające z konieczności implementowania do polskiego porządku prawnego dyrektyw wchodzących w skład III pakietu energetycznego UE³⁾. Projektowana nowelizacja przewiduje wyłączenie do odrębnych ustaw przepisów dotyczących rynku gazu oraz odnawialnych źródeł energii. Ze względu na przedłużanie się procesu legislacyjnego, spowodowane trudnościami w dojściu do konsensusu odnośnie niektórych rozwiązań systemowych (np. preferowanego poziomu wsparcia dla źródeł odnawialnych), w październiku 2012 r. oficjalnie rozpoczęto procedowanie nad poselskim projektem nowelizacji u-Pe. Projekt ten zawiera poprawki wynikające z konieczności dostosowania polskiego prawa do przepisów ww. dyrektyw w minimalnym niezbędnym zakresie. Wprowadza on również obligo giełdowe, zobowiązujące przedsiębiorstwa obrotu gazem do sprzedaży jego określonej części na giełdzie.

Oprócz realizacji swoich ustawowych obowiązków, Prezes URE podejmuje również działania nakierowane na aktywne promowanie efektywnych mechanizmów wolnego rynku, zarówno w sektorze obrotu gazem ziemnym, jak i energią elektryczną. Prezes URE koncentruje się w tym zakresie na priorytetach, tj. dokończeniu procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i zapoczątkowaniu procesu uwolnienia rynku gazu.

Działania podejmowane w 2012 r. w ramach realizacji pierwszego z ww. priorytetów, koncentrowały się wokół wypełnienia postulatów przygotowanej przez Prezesa URE w 2008 r. „Mapy drogowej uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej”. W tym kontekście Prezes URE kontynuował działania na rzecz upowszechnienia stosowania umów kompleksowych, łączących w sobie postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej z postanowieniami umowy świadczenia usług dystrybucji (tzw. GUD-K), w ofertach alternatywnych sprzedawców. Operatorzy poprzez zawierane umowy dystrybucyjne ze sprzedawcami dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci, otwierając im *de facto* drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu, umowy te są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z zasady TPA.

W ramach procesu liberalizacji rynku gazu, sfinalizowane zostały w 2012 r. prace nad przygotowaniem „Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego”, której projekt został opublikowany 5 lutego 2013 r. Ponadto, w lipcu 2012 r. zatwierdzona została, uzgodniona z OSP, nowa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), uwzględniająca przepisy zawarte w III pakiecie energetycznym oraz zasady funkcjonowania systemu wypracowane przez ENTSO-G. Nowa IRiESP zmieniła organizację krajowego rynku gazu, w szczególności wprowadzając wirtualny punkt obrotu gazem, który umożliwił współpracę operatora z giełdą towarową. Dało to z kolei podstawę do uruchomienia w grudniu 2012 r. giełdy gazu, oraz podjęcia przez Prezesa URE decyzji o zwolnieniu sprzedaży gazu

¹⁾ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz. U. z 2012 r. poz. 1059.

²⁾ Ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm. (zwana dalej „ustawą o biopaliwach”); Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, Dz. U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343, z późn. zm. (zwana dalej „ustawą o zapasach”); 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. (zwana dalej „ustawą o rozwiązaniu KDT”); Ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych, Dz. U. Nr 113, poz. 759, z późn. zm. (zwana dalej „ustawą o zamówieniach publicznych”); Ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej, Dz. U. z 1995 r. Nr 88, poz. 439, z późn. zm. (zwana dalej „ustawą o statystyce”); Ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551 (zwana dalej „ustawą o efektywności energetycznej”).

³⁾ Tj. 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.U.E.L.2009.211.55), zwana dalej „dyrektywą 2009/72/WE” oraz 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.U.E.L.2009.211.94), zwana dalej „dyrektywą 2009/73/WE”.

ziemnego realizowanej na towarowej giełdzie z obowiązku stosowania zatwierdzonych taryf. Kolejnym krokiem było uwolnienie cen na rynku hurtowym na początku 2013 r.

Z roku na rok ilość obowiązków realizowanych przez Prezesa URE zwiększa się, zarówno za sprawą regulacji krajowych, jak i decyzji podejmowanych na poziomie UE. Mając na uwadze rosnącą liczbę zadań nałożonych na regulatora oraz konieczność dostosowania do nich struktury organu, w 2012 r. podjęto prace nad optymalizacją wewnętrznej struktury organizacyjnej Urzędu, procesów służących realizacji poszczególnych zadań i wspomagających je procedur. Efektem tego procesu była gruntowna przebudowa struktury organizacyjnej URE, zgodnie z nowym statutem nadanym Urzędowi przez Ministra Gospodarki w lutym 2013 r.

Rynek energii elektrycznej

W 2012 r. nastąpił dalszy rozwój rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce, wyrażający się zarówno wzrostem liczby zawieranych transakcji handlowych, jak i obrotów. Sytuacja gospodarcza spowodowała spadek cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Umożliwiło to niezależnym sprzedawcom dostęp do energii elektrycznej po cenach pozwalających na zaoferowanie odbiorcom w gospodarstwach domowych produktów konkurencyjnych cenowo w stosunku do ofert tzw. sprzedawców z urzędu, których taryfy są zatwierdzane przez Prezesa URE. Na rynku detalicznym energii elektrycznej zaobserwować można było dalszy wzrost liczby odbiorców obsługiwanych na zasadach wolnorynkowych. Ogólna liczba odbiorców, którzy w 2012 r. zmienili sprzedawcę, zwiększyła się czterokrotnie w stosunku do 2011 r. Zauważyć przy tym należy, że podobnie jak w 2011 r., udział odbiorców korzystających z prawa do zmiany sprzedawcy w grupie gospodarstw domowych wzrósł dużo bardziej niż w przypadku odbiorców przemysłowych i instytucjonalnych.

Rynek hurtowy

Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2012 r. Największy udział w podsektorze wytwarzania utrzymała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA. Rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane z uwagi na istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej ilustrują wskaźniki mierzące stopień koncentracji. Wskaźnik udziału rynkowego, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), pozostawał w 2012 r. na wysokim poziomie 64,3%. W stosunku do 2011 r. zmniejszył się on nieznacznie, o ponad 1%. Trzej najwięksi wytwórcy, tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA i EDF, dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik HHI, mierzony według mocy zainstalowanych oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), zmniejszył się w 2012 r. w porównaniu do 2011 r. Zdecydowanie większy spadek – o ponad 5% – obserwuje się przy tym dla wskaźnika HHI mierzonego według mocy zainstalowanych.

W 2012 r. podobnie jak w roku ubiegłym, wzrosła liczba transakcji handlowych na hurtowym rynku energii elektrycznej, zawieranych na giełdzie – stanowiły one już 61,8% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców, wobec 58,0% w roku 2011. Jednocześnie zmalało znaczenie kontraktów dwustronnych, które stanowiły w ubiegłym roku w sumie niespełna 33% wszystkich form handlu hurtowego, podczas gdy jeszcze w 2010 r. udział ten wynosił 89,8%. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu za granicę. Dynamiczny rozwój giełdowego rynku energii elektrycznej rozpoczął się w 2010 r., wraz z wprowadzeniem obowiązku publicznej sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, tzw. obliga giełdowego. Obowiązek ten dotyczy min. 15% energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym roku, a w przypadku wytwórców uprawnionych do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym

rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej⁴⁾ – 100% wytworzonej energii elektrycznej.

Podobnie jak w grupie wytwórców energii elektrycznej, w 2012 r. w grupie przedsiębiorstw obrotu, w szczególności wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych, utrwały się istotne zmiany w zakresie form handlu hurtowego energią elektryczną. W przypadku spółek obrotu kontrakty dwustronne pozostały w 2012 r. główną formą handlu. Ich znaczenie zmniejszyło się jednak wyraźnie na korzyść handlu poprzez giełdę (mniejszy udział o około 3% w porównaniu z rokiem 2011).

Do 2010 r. głównym odbiorcą energii elektrycznej na rynku hurtowym pozostawały przedsiębiorstwa obrotu, natomiast począwszy od 2011 r. jest nim giełda energii. Tendencja ta utrwałała się w 2012 r. - sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu zmniejszyła się wyraźnie na rzecz sprzedaży poprzez giełdę, odnotowując odpowiednio: spadek o 11,6% i wzrost o 2,7% w stosunku do 2011 r. Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych wyniósł w 2012 r. 1,3%. Zmiany preferencji odnośnie kierunków sprzedaży energii elektrycznej nastąpiły również w grupie przedsiębiorstw obrotu. O ile w 2011 r. sprzedawały one energię w równym stopniu do odbiorców końcowych i do innych przedsiębiorstw obrotu, o tyle w 2012 r. znacząco wzrosła sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (o 17,5%) oraz poprzez giełdę energii (o 78%). Sprzedaż do odbiorców końcowych utrzymana została z kolei na podobnym poziomie jak w 2011 r.

W 2012 r. średnie ceny sprzedaży wytworzonej w tym roku energii elektrycznej pozostawały na zbliżonym poziomie w poszczególnych segmentach rynku, bądź różniły się nieznacznie w porównaniu do 2011 r. – zarówno w przypadku wytwórców, jak i przedsiębiorstw obrotu. Średnia cena, po której wytwórcy sprzedawali energię elektryczną ukształtowała się na poziomie 203,44 zł/MWh i była o 2,1% wyższa od ceny z 2011 r. Cena energii elektrycznej sprzedawanej przez przedsiębiorstwa obrotu wyniosła natomiast 210,08 zł/MWh i była niższa od ceny z 2011 r. o 7,6%. Zarówno w przypadku wytwórców, jak i przedsiębiorstw obrotu, najbardziej spadły ceny w segmencie rynku bilansującego (o 7,2% w przypadku wytwórców i o około 10% dla przedsiębiorstw obrotu). Rynek bilansujący jest rynkiem typu spot i dlatego odzwierciedla ostatnie tendencje cenowe na rynku hurtowym. W pozostałych segmentach średnie ceny sprzedaży w 2012 r. oscylowały na podobnym poziomie jak w 2011 r.

W 2012 r. giełdowy obrót energią elektryczną realizowany był na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) oraz Platformie Obrotu Energią Elektryczną Giełdy Papierów Wartościowych SA (POEE GPW SA). W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich czterech rynkach dedykowanych energii elektrycznej na parkiecie TGE SA wyniósł łącznie 131,997 TWh, co stanowiło 82,6% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r. oraz ponad 84,1% jej łącznego zużycia. W porównaniu z 2011 r. obrót na TGE SA wzrósł o 4,2%. Największy wolumen obrotu (112,874 TWh) realizowany jest na Rynku Terminowym Towarowym, na którym sprzedawana jest energia z dostawą w określonym okresie w przyszłości. Z kolei łączny obrót na Rynku Dnia Następnego w 2012 r. wyniósł 19,104 TWh. Dwa pozostałe rynki funkcjonujące na TGE SA, tj. Rynek Dnia Bieżącego oraz Aukcje Energii Elektrycznej, miały niewielkie znaczenie, notując obrót w wysokości odpowiednio 19,291 GWh i 1,267 TWh.

W 2012 r. POEE GPW SA prowadziła dwa rynki sprzedaży energii elektrycznej - Rynek Dobowo Godzinowy Energii Elektrycznej (REK GPW) oraz Rynek Terminowy Energii Elektrycznej (RTE GPW). W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej na parkiecie POEE GPW SA wyniósł łącznie 7,4 TWh, co stanowiło 4,6% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r. oraz ponad 4,7% jej łącznego zużycia. Największy wolumen obrotu (5,2 TWh) realizowany był na rynku, na którym sprzedawana jest energia z dostawą w określonym okresie w przyszłości, tj. RTE GPW. Łączny obrót zrealizowany w 2012 r. na REK GPW wyniósł 2,2 TWh.

W 2012 r. w giełdowym obrocie energią elektryczną uczestniczyły przede wszystkim spółki wytwórcze oraz spółki obrotu. Odnotowano również jeden przypadek uczestnictwa odbiorcy końcowego, który za pośrednictwem Domu Maklerskiego zawierał transakcje na REK GPW. Odbiorca końcowy dokonał zakupu energii elektrycznej na łączną ilość 10,9 GWh.

Stosowane dotychczas zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy w 2012 r. zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma operatorami systemów przesyłowych z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne we Freisig. W 2012 r. operator systemu przesyłowego udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw, przy czym zdolności przesyłowe oferowane w aukcjach rocznych i miesięcznych były równe 0 MW. W trybie aukcji

⁴⁾ Zgodnie z ustawą o rozwiązaniu KDT.

rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości od 100 do 400 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 304 MW (średnio w roku 116 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 368 MW (średnio w roku 1 226 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 425 MW (średnio w roku 118 MW). Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Udziały mocy alokowanej dla poszczególnych uczestników rynku w przetargu rocznym zawierały się w 2012 r. w granicach 10–53,75%.

Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na stałoprądowym połączeniu Polska-Szwecja – Swe-Pol Link odbywa się poprzez mechanizm *market coupling* w trybie aukcji niejawnych (*implicit*). Zdolności przesyłowe połączenia są udostępniane na zasadach rynkowych od 16 grudnia 2010 r., a moc połączenia jest alokowana przez giełdy energii (TGE SA i Nord Pool Spot) na poszczególne godziny doby dnia następnego (*day-ahead*). W 2012 r. średnia godzinowa moc udostępniana w kierunku eksportu z Polski wyniosła 110,5 MW, natomiast w kierunku importu 394,9 MW. Przeciętne godzinowe przepływy z Polski do Szwecji ukształtowały się na poziomie 14,3 MW, natomiast ze Szwecji do Polski – 304,3 MW.

Na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego funkcjonuje mechanizm udostępniania zdolności przesyłowych wprowadzony we wrześniu 2011 r. Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski i alokowane na uczestników rynku w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne).

Rynek detaliczny

W 2012 r. utrzymana została regulacja cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na zmianę sprzedawcy energii. Ceny dla tej grupy odbiorców ustalane są w taryfach kalkulowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Podobnie jak w latach ubiegłych, największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mieli w 2012 r. sprzedawcy „zasiedziali”, którzy pozostali jako stroną umów kompleksowych po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2012 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 82 aktywnych sprzedawców. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wyniosła ok. 360, jednak w dużej mierze były to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Do końca września 2012 r. funkcjonowało sześciu tzw. „dużych OSD”, powstałych w wyniku unbundlingu. 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, w wyniku której liczba OSD zmalała do pięciu. Dodatkowo, około 177 podmiotów prowadziło działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej, z czego 148 podmiotów zostało wyznaczonych przez Prezesa URE na operatorów systemów. Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci – odbiorcy końcowi. Ich liczba wynosi ok. 16,7 mln, z czego ok. 90% stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych. Wolumen energii dostarczonej do tej grupy stanowi ok. 24% całości dostaw energii elektrycznej.

Od 1 lipca 2007 r. prawo wyboru sprzedawcy przysługuje wszystkim grupom odbiorców, jednak na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i niewielka skala ich zmiany. Mimo to, w 2012 r. z TPA skorzystało czterokrotnie więcej odbiorców niż w 2011 r. Warto przy tym zauważyć, że zjawiska zmiany sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (grupa G) charakteryzuje się nie tylko wysoką dynamiką, ale i zdecydowanie wyższym poziomem niż w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C). W grupach taryfowych A, B i C łącznie liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii wzrosła z 21 716 na koniec 2011 r. do 66 019 w 2012 r. W tym samym czasie liczba gospodarstw domowych, które zmieniły sprzedawcę, wzrosła ponad pięciokrotnie, z 14 341 do 77 284 odbiorców. Było to częściowo spowodowane wzmożoną aktywnością akwizycyjną sprzedawców energii, wynikającą prawdopodobnie ze spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w segmencie odbiorców biznesowych. Nadwyżka energii elektrycznej na rynku, spowodowana spowolnieniem gospodarczym, zwiększyła zainteresowanie sprzedawców odbiorcami w gospodarstwach domowych. Znaczny wzrost liczby odbiorców TPA w tej grupie skutkowało zwiększeniem ilości zapytań i skarg kierowanych do Prezesa URE. W sprawach dotyczących podejrzenia o stosowanie nieuczciwych praktyk rynkowych przez niektórych

sprzedawców Prezes URE, podobnie jak we wcześniejszych latach, współpracował z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W zakresie opłat za energię elektryczną stosowanych wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, pomiędzy IV kwartałem 2011 r. a IV kwartałem 2012 r. dało się zaobserwować niewielkie tendencje wzrostowe. W przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych dynamika wzrostu cen energii elektrycznej w tym okresie wyniosła 5,8%, a dynamika wzrostu opłaty dystrybucyjnej 6,3%.

Rynek gazu

W 2012 r. rynek gazu w Polsce pozostał rynkiem w pełni regulowanym. Zmierzające do jego liberalizacji działania, podejmowane przez Prezesa URE, przyniosły wymierne efekty w postaci przyjęcia nowej IRiESP oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD). Zmiany zawarte w instrukcjach umożliwiły pod koniec roku uruchomienie rynku gazu na giełdzie i podjęcie w 2013 r. dalszych kroków na drodze do uwolnienia rynku gazu.

Rynek hurtowy

Hurtowy segment rynku gazu ziemnego w Polsce pozostawał w 2012 r. zdominowany przez jeden podmiot – PGNiG SA. Należy jednak zaznaczyć, że segment ten sukcesywnie się rozwija. W 2012 r. do prowadzenia obrotu gazem uprawnionych było 97 podmiotów. Przedsiębiorstwa obrotu spoza GK PGNiG SA pozyskały ok. 50% gazu ziemnego od PGNiG SA, zaspokajając pozostały popyt z importu. Wolumen sprzedanego przez nie gazu stanowił w 2012 r. ponad 5% sprzedaży ogółem i wynosił 707,47 mln m³. Podobnie jak w latach ubiegłych, także w 2012 r. obrót gazem ziemnym realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Ceny paliwa gazowego wynikały z taryfy i nie były różnicowane w zależności od jego przeznaczenia: na potrzeby własne odbiorcy, czy do dalszej odsprzedaży. Część przedsiębiorstw obrotu kupowała gaz bezpośrednio z kopalń – w tym przypadku jego cena nie podlegała taryfowaniu i była ustalana w ramach kontraktów dwustronnych.

W 2012 r. trwały prace nad wdrożeniem nowego modelu rynku gazu. Szczegółowe warunki korzystania przez użytkowników z systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych określone zostały w IRiESP/IRiESD, które weszły w życie 1 stycznia 2013 r. Instrukcje uwzględniają wymogi określone w przepisach prawa, w szczególności dotyczących funkcjonowania regulowanej części systemu gazowego oraz kalkulacji taryf, a także zasady zawarte w projekcie europejskiego Kodeksu sieci w zakresie mechanizmów alokacji przepustowości (CAM NC). Wprowadzono w nich również niezbędne zmiany mające zapewnić obrót gazem ziemnym w ramach infrastruktury rynkowej (wirtualny punkt obrotu gazem, giełda) oraz na rynku kontraktów bilateralnych (OTC). Umożliwiło to uruchomienie rynku gazu na TGE SA, co miało miejsce w grudniu 2012 r.

W 2012 r. całkowite zdolności przesyłowe na transgranicznych połączeniach gazowych wyniosły 17 847,49 mln m³/rok. W 2012 r. operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA współpracował na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorskich z OSP krajów ościennych, tj. białoruskim OAO Biełtransgaz, ukraińskim Ukrtransgaz NAK Naftogaz, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH i operatorem czeskim NET4GAS. Porozumienia te dotyczą współpracy dyspozytorskiej w zakresie kontroli nad przepływami gazu w punktach granicznych Drozdowicze (Ukraina), Wysokoje i Tietierowka (Białoruś), Lasów, Gubin i Kamminke (Niemcy) oraz Cieszyn (Czechy). Na wszystkich połączeniach międzysystemowych (także wschodnich) zapewniono procedury monitorowania alokacji zdolności przesyłowej.

Od października 2012 r. OSP oferuje usługę przesyłania gazu w kierunku Ukrainy. Przesył fizyczny w kierunku Ukrainy może być zaoferowany do wielkości 4,8 mln m³/dobę. Usługa oferowana jest na zasadach przerywanych z IV poziomem pewności dostaw.

W 2012 r. OSP prowadził intensywne prace nad udostępnieniem zdolności powiązanej w międzysystemowym punkcie Lasów, w ramach mapy drogowej wczesnej implementacji CAM NC. W toku prac operatorzy uzgodnili z krajowymi regulatorami uruchomienie w połowie 2013 r. pilotażowego projektu w zakresie udostępnienia przepustowości powiązanej. Jednocześnie operatorzy uzgodnili, że najwcześniejszym możliwym terminem oferowania wspólnych przepustowości jest 1 stycznia 2014 r.,

a zaoferowana moc wyniesie maks. 5 200 m³/h. Ustalono, że udostępnienie przepustowości powiązanej opierać się będzie na postanowieniach kodeksu CAM NC. W marcu 2013 r. Prezes URE wydał decyzję uznającą Regulamin OGP Gaz-System SA dotyczący przeprowadzenia aukcji produktu powiązanego w międzysystemowym punkcie Lasów za uzgodniony, zaś aukcja przydziału zdolności zgodnie z harmonogramem zawartym w ww. Regulaminie odbyła się 3 czerwca 2013 r.

W 2012 r. na połączeniu polsko-czeskim w Cieszynie zdolności przesyłowe były udostępniane z jednodniowym wyprzedzeniem. Od 2013 r. są one udostępniane na zasadach ciągłych. Ich wielkość na dzień następnny jest ustalana w sposób dynamiczny na podstawie monitorowanej we współpracy z czeskim operatorem NET4GAS sytuacji ruchowej w obu systemach. Wartość zdolności dostępna na następnny dzień jest publikowana na stronie internetowej operatora.

W 2012 r. Prezes URE monitorował również zasady zarządzania i rozdziału przepustowości realizowane na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Rynek detaliczny

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG SA, od wielu lat wpływa zarówno na strukturę rynku detalicznego, jak i tempo zachodzących na nim przemian.

W 2012 r. ok. 94,64% sprzedaży gazu ziemnego realizowane było przez PGNiG SA, natomiast pozostałe 5,36% przez kilkadziesiąt podmiotów dążących do wzmocnienia swojej pozycji rynkowej. Wśród odbiorców GK PGNiG SA na rynku detalicznym, w 2012 r. najliczniejszą grupą były gospodarstwa domowe. Stanowiły one 96,9% ogółu odbiorców, a ich udział w wolumenie sprzedaży wyniósł w 2012 r. 26,1%. Największy udział w sprzedaży gazu ziemnego – 60,2%, mieli odbiorcy przemysłowi, wśród których dominowały zakłady chemiczne, elektrownie i elektrociepłownie. Ponadto, PGNiG SA sprzedaje gaz do OSP i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2012 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) tych podmiotów wynosiły 240,06 mln m³. Na rynku funkcjonują również spółki spoza GK PGNiG SA, prowadzące działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego z nabycia wewnątrzspółnotowego lub nabywanego od PGNiG SA. Łączna wielkość dostaw zrealizowanych przez te spółki wyniosła w 2012 r. ok. 51 mln m³ gazu. Sprzedawany przez nie gaz jest w większości dostarczany do odbiorców końcowych za pośrednictwem lokalnych sieci dystrybucyjnych, będących własnością tych spółek. Łączna długość takich sieci wynosi ok. 4 773 km.

Rynek detaliczny gazu podlega powolnym zmianom. Od 2011 r. stale wzrasta liczba spółek obrotu, które sprzedają gaz do odbiorców końcowych. W 2012 r. trzynaście największych spółek obrotu, niezależnych od PGNiG SA, sprzedało łącznie ok. 1 336,52 mln m³ gazu obsługując 141 240 odbiorców. Pomimo tego typu pozytywnych zmian, brak konkurencji na polskim rynku gazu sprawia, że ceny tego paliwa dla wszystkich grup odbiorców w dalszym ciągu podlegają regulacji.

Ochrona konsumenta

Rok 2012 był pierwszym pełnym rokiem funkcjonowania Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii, który powstał 26 września 2011 r. w wyniku zmian organizacyjnych w URE. Podstawowym zadaniem Punktu Informacyjnego było informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, a także ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych. Punkt Informacyjny upowszechniał także informacje adresowane do szerokiego grona odbiorców, m.in. zamieszczając odpowiedzi na najczęściej pojawiające się zapytania odbiorców na stronie internetowej URE, w dziale „Poradnik Odbiorcy”. W 2012 r. odbiorcy skierowali do Punktu Informacyjnego 2 636 spraw. Pośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (77%), rzadziej gazowego (7%). Podobnie jak w latach ubiegłych problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się wokół zagadnień związanych z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz rozliczeniami ze sprzedawcami energii i gazu. Odbiorcy zgłaszali także problemy z terminowością realizacji umów o przyłączenie do sieci. Na uwagę zasługuje znaczny wzrost liczby zapytań i skarg związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych. Odbiorcy skarżyli

się na praktyki akwizytorów zatrudnianych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którzy nie informowali konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym ubezpieczeniu czy karze finansowej za wcześniejsze zerwanie umowy). Prezes URE nie jest organem właściwym w przypadku działań i praktyk akwizytorów, jednak informując o możliwości zmiany sprzedawcy energii, zwracał uwagę na konieczność dokładnego zapoznania się z przedstawianą ofertą oraz czytania umów przed ich podpisaniem. Odbiorcy bowiem w wielu przypadkach podpisywali dokumenty zbyt pochopnie i mieli problemy z odstąpieniem od zawartych umów. Niemal połowę spraw, z jakimi zwracali się odbiorcy energii do Punktu Informacyjnego w 2012 r. stanowiły kwestie związane ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej. Kolejnymi najczęściej pojawiającymi się kategoriami zagadnień były pytania dotyczące warunków umów już zawartych oraz szeroko rozumianych kwestii finansowych. W przypadku odbiorców gazu najczęściej poruszano kwestie dotyczące zasad rozliczeń – w poszczególnych grupach taryfowych i na podstawie prognoz – oraz zmian cen paliwa gazowego i fakturowania. Podobnie jak w przypadku odbiorców energii elektrycznej, często pojawiały się zagadnienia związane z realizacją zawartych umów.

W ramach działalności informacyjno-edukacyjnej, w 2012 r. URE zrealizował ogólnopolską kampanię promującą efektywne i oszczędne gospodarowanie energią, sfinansowaną dzięki środkom pozyskanym z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Kampania służyła edukacji w zakresie efektywności energetycznej, zasad i metod oszczędzania zasobów naturalnych oraz promocji świadomego i odpowiedzialnego użytkowania energii z korzyścią dla środowiska naturalnego i budżetów domowych. Istotny element projektu stanowiła kampania telewizyjna pod hasłem „Uwolnij swoją energię! Chroń środowisko”, skierowana do odbiorców energii w gospodarstwach domowych. Jej motywem przewodnim było prawo do zmiany sprzedawcy energii, przysługujące odbiorcom indywidualnym od 1 lipca 2007 r. Niski poziom wiedzy i brak aktywności tej grupy odbiorców w Polsce oraz niedostateczna konkurencja sprzedawców energii na rynku, wymuszają konieczność ochrony gospodarstw domowych przez URE. Są one również przeszkodą dla pełnego uwolnienia cen energii. Dlatego też, za nadrzędny cel kampanii uznano informowanie o przysługujących odbiorcom prawach i korzyściach, jakie konsument może osiągnąć będąc świadomym i aktywnym uczestnikiem rynku energii. W trakcie całej kampanii telewizyjnej informacyjno-edukacyjny spot URE zobaczyło ponad 15 mln widzów, a w czasie jego emisji 10-krotnie zwiększyła się ilość odwiedzin strony internetowej URE dedykowanej zmianie sprzedawcy energii.

Bezpieczeństwo dostaw

W 2012 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 157 013 GWh i było o blisko 0,6% niższe niż w 2011 r. Spadek ten spowodowany był przede wszystkim pogorszeniem się koniunktury gospodarczej, wyrażonym w spadku tempa wzrostu PKB, które wyniosło w 2012 r. 2% (w porównaniu do 4,3% w roku 2011). W rezultacie spadku zapotrzebowania, wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się w 2012 r. na poziomie 159 853 GWh i był o ponad 2% niższy od wolumenu za rok poprzedni. Nadwyżka produkcji energii elektrycznej nad jej krajowym zużyciem to rezultat korzystnej koniunktury w handlu zagranicznym energią elektryczną. Nadwyżka eksportu nad importem wyniosła w 2012 r. 2 840 GWh, jednak wartość ta była niższa niż w 2011 r. (5 243 GWh).

Podobnie jak w 2011 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się w 2012 r. na stosunkowo wysokim poziomie, przekraczającym 37 GW. W 2012 r. nastąpił ponadto ich wzrost o ponad 1,8%. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w KSE pozostawały w 2012 r. na poziomie wystarczającym, z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 814 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 845 MW, co oznacza odpowiednio: wzrost o 0,3% i 4,2% w stosunku do 2011 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2012 r. nieznacznie spadła w stosunku do wartości z roku 2011, z 73,45% do 71,68%. Ponadto, w 2012 r. odnotowano niewielki (o 0,25%) wzrost poziomu rezerw mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP. Należy przy tym zauważyć, że w poprzednich latach poziom rezerw mocy dyspozycyjnej systematycznie spadał.

Struktura produkcji energii elektrycznej nie uległa większym zmianom. W dalszym ciągu dominowały dwa paliwa (węgiel kamienny i brunatny), których udział w wytwarzaniu wyniósł w 2012 r. 88,6%. W minionym roku zwiększył się przy tym udział węgla brunatnego w procesie wytwarzania energii elektrycznej, co było spowodowane spadkiem opłacalności produkcji energii elektrycznej w oparciu

o węgiel kamienny. Odnotować przy tym należy niemal 35% wzrost mocy zainstalowanej i osiąganey w odnawialnych źródłach energii w porównaniu do 2011 r.

W 2012 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2012 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. W 2012 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi. Podobnie jak w latach poprzednich, w 2012 r. Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

W 2012 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 15 436,22 mln m³. Gaz pochodzący ze źródeł krajowych w ilości 4 317,27 mln m³ stanowił blisko 27% całkowitego zaopatrzenia kraju na ten surowiec. Większość zużywanego gazu pochodziła natomiast z zagranicy – wolumen dostaw wyniósł w 2012 r. 11 265,84 mln m³. Całkowite dostawy gazu z zagranicy obejmowały w 2012 r. import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzwspólnotowe z Niemiec i Czech. Import z kierunku wschodniego realizowany był w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy PGNiG SA a OOO Gazprom Eksport. Ilość gazu pochodzącego z importu wyniosła 9 017,32 mln m³, co stanowiło ok. 82% całkowitych dostaw gazu na terytorium Polski. Pozostałe ok. 18% całkowitego wolumenu dostaw pochodziła z Niemiec i Czech. Dostawy te były realizowane w ramach umów, a ich wielkość sumaryczna wyniosła w 2012 r. 1 982,63 mln m³.

Na koniec 2012 r. pojemność czynna magazynów w Polsce wynosiła 1,8 mld m³ na gaz ziemny wysokometanowy i 0,230 mld m³ na gaz ziemny zaazotowany. Większość z podziemnych magazynów gazu (PMG) w Polsce to magazyny w byłych złożach gazu, charakteryzujące się niewielką, w stosunku do pojemności czynnej, zdolnością opróżniania. Jedynym magazynem szczytowym dysponującym dużą zdolnością odbioru, zbudowanym w kawernach solnych, jest KPMG Mogilno. W 2012 r. zakończono prace nad rozbudową PMG Strachocina, zwiększając pojemności czynne ze 150 mln m³ do 330 mln m³. Rozbudowa PMG Wierzchowice z pojemności 575 mln m³ do 1 200 mln m³ nie została natomiast sfinalizowana i powinna być zakończona w 2013 r. Według planów PGNiG SA na okres do 2015 r. pojemność czynna magazynowa w zakresie gazu wysokometanowego powinna wzrosnąć do ok. 2,8 mld m³.

W odniesieniu do rozbudowy transgranicznej infrastruktury gazowej, OSP podejmował w 2012 r. działania mające na celu zapewnienie możliwości przesyłania zwrotnego gazu ziemnego na gazociągu Jamał-Europa w punkcie Mallnow. Ponadto, prowadził też w 2012 r. intensywne działania związane z rozbudową systemu przesyłowego w kontekście dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski. W tym zakresie OSP, wraz z OSP krajów sąsiadujących, podejmował następujące zadania:

1. W grudniu 2012 r. odebrana została analiza biznesowa połączenia PL-CZ, a w marcu 2013 r. zawarto umowę o współpracy;
2. W październiku 2012 r. odebrana została analiza biznesowa, a w marcu 2013 r. zakończono studium wykonalności połączenia PL-SK;
3. W maju 2013 r. zakończono studium wykonalności połączenia PL-LT;
4. Rozpoczęto rozmowy w zakresie rozbudowy infrastruktury przesyłowej w północno-zachodniej Polsce.

Dywersyfikacji dostaw gazu do Polski przysłuży się także planowane na 2014 r. zakończenie budowy terminalu LNG w Świnoujściu.

Ponadto, we wrześniu 2012 r. OGP Gaz-System SA podpisał z chorwackim operatorem systemu przesyłowego PLINACRO d.o.o. deklarację o współpracy w zakresie wsparcia rozwoju rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Celem porozumienia jest rozwinięcie współpracy pomiędzy partnerami w projektach na rzecz rozwoju rynku LNG, rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz realizacji połączeń gazowych w ramach priorytetowego dla UE gazowego Korytarza Północ-Południe. Działanie obydwu spółek realizowane jest w ramach polityki UE mającej na celu integrowanie systemu przesyłowego w Europie i zapewnienie swobodnego przesyłu gazu poprzez rozbudowane połączenia transgraniczne.

Zgodnie z ustawą o zapasach zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego muszą odpowiadać w okresie od 1 października 2012 r. do 30 września 2013 r. co najmniej 30 dniom średniego dziennego przywozu tego gazu, realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. W 2012 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę wypełniania tego obowiązku przez zobowiązane do tego podmioty.

Zakończona kontrola dotycząca PGNiG SA wykazała, że spółka nie naruszyła w badanym okresie przepisów ustawy o zapasach. Zapasy obowiązkowe były uruchomione zgodnie z posiadaną przez przedsiębiorstwo decyzją z 2 lutego 2012 r., wydaną przez ministra właściwego ds. gospodarki na okres dwóch miesięcy. Konieczność uruchomienia zapasów uzasadniał znaczny wzrost zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny związany z gwałtownym spadkiem temperatury powietrza w końcu stycznia 2012 r. Skutkiem powyższych działań było wystąpienie niedoboru zapasów gazu (wg stanu na 31 maja 2012 r.) w stosunku do poziomu wymaganego przez decyzję Prezesa URE, tj. 555,8 mln m³. Jednakże, spółka PGNiG SA do 20 czerwca 2012 r. uzupełniła zapasy obowiązkowe do wielkości ustalonej decyzją Prezesa URE.

3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

3.1.1. Unbundling

Wyznaczanie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

W 2012 r. Prezes URE nie prowadził postępowań w sprawie certyfikacji operatorów systemów przesyłowych (OSP) w związku z niezakończonym procesem implementacji do polskiego porządku prawnego przepisów dyrektywy 2009/72/WE, w zakresie m.in. certyfikacji tych operatorów. Również żaden właściciel sieci przesyłowej nie zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o certyfikację OSP.

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

Zgodnie z ww. uregulowaniami w Polsce na koniec 2012 r. funkcjonował jeden operator systemu przesyłowego – PSE Operator SA (od 9 stycznia 2013 r. pod zmienioną nazwą: PSE SA). PSE Operator SA jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem sieci przesyłowej, z wykorzystaniem której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Spółka ta została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego decyzją Prezesa URE z 24 grudnia 2007 r. Nadzór właścicielski nad PSE Operator SA sprawuje Minister Gospodarki. W okresie od stycznia 2011 r. do września 2012 r. PSE Operator SA wykonywał również obowiązki OSP na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia stanowiącego własność SwePol Link Poland Sp. z o.o., na podstawie umowy powierzającej. Z uwagi na nabycie 31 sierpnia 2012 r. przez PSE Operator SA własności polskiego odcinka połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja decyzja w sprawie wyznaczenia PSE Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w formule powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego została uchylona.

Na koniec 2012 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

Rozdział operatorów systemu dystrybucyjnego

Warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów określa u-Pe. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym i obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji. Ponadto, OSD powinien być w pełni niezależny od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Analiza tych przepisów prowadzi do wniosku, że w szczególności przedsiębiorstwo zaangażowane w działalność sieciową nie może posiadać praw i udziałów powiązanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dostaw lub wytwarzania. Posiadanie takich udziałów przez przedsiębiorstwo sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanej branży dostawczej, co w konsekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”. Operatorzy, o których mowa powyżej, nie mogą również wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną, ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Należy wspomnieć, że 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. Aktualnie spółka działa pod nazwą TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie. Tym samym liczba OSD wydzielonych prawnie zmalała z sześciu do pięciu podmiotów. Na koniec 2012 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 148 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 143 OSD nie podle-

gających obowiązkowi wydzielenia prawnego (w części przypadków termin rozpoczęcia pełnienia funkcji operatora ustalono na okres pomiędzy 1 stycznia 2013 r. a 1 marca 2013 r.).

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

Tabela 1. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2012 r.

Wyszczególnienie	Liczba
OSP – rozdział właścicielski	1
OSP – rozdział właścicielski – po procedurze certyfikacji	0
OSP – niezależny operator systemu – po procedurze certyfikacji	0
OSP – niezależny operator systemu przesyłowego – po procedurze certyfikacji	0
OSD	148
OSD – rozdział właścicielski	0
OSD – wyodrębnienie prawne	5
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	5
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0
OSD – poniżej 100 000 odbiorców	143

Źródło: URE.

Pozostawianie przez operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz w rozbudowanych strukturach grup kapitałowych utrudnia kontrolę zapewnienia niezależności prawnie wydzielonych OSD. Sytuacja taka jest jednak dopuszczalna w świetle dyrektywy 2009/72/WE i u-Pe.

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

Programy zgodności

Jednym z zadań Prezesa URE jest zatwierdzanie w drodze decyzji tzw. Programów zgodności. Operatorzy systemów dystrybucyjnych określają w nich przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych Programów. Narzędzie to pozwala Prezesowi URE w pewnym zakresie wpływać na treść, sposób wdrożenia i realizacji Programów.

W 2012 r. zakończył się proces zatwierdzania nadesłanych Programów. Ponadto operatorzy są zobowiązani do przedstawienia Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. Programy, jak i sprawozdania z ich realizacji za 2012 r. są pierwszymi, które zostały przygotowane w oparciu o opublikowane przez Prezesa URE na stronie internetowej „Ramowe wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)”. Zgodnie z nimi sprawozdanie roczne z realizacji Programu powinno uwzględniać dane z prowadzonego bieżącego monitoringu, a w szczególności:

- wykaz naruszeń Programu zgodności,
- informację odnośnie skarg i wniosków dotyczących Programu,
- działania podjęte w ramach realizacji Programu,
- stosowane środki ochrony informacji wrażliwych.

Wszyscy OSD, którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji Programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2012, dochowując

ustawowego terminu (koniec I kwartału 2013 r.) Ponadto swoje sprawozdanie przesłał także OSP. Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z u-Pe sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE oraz na stronie internetowej urzędu.

Z nadesłanych sprawozdań nie wynika, by doszło do celowych naruszeń Programów zgodności. W przypadku trzech spółek wystąpiły jednak zdarzenia incydentalne, w których wystąpiło nieumyślne naruszenie Programu. Podjęte bezzwłocznie działania naprawcze zminimalizowały jednak negatywny skutek tych naruszeń. Pierwsze z powyższych naruszeń dotyczyło błędu informatycznego u jednego z OSD, w wyniku którego część danych niektórych odbiorców TPA była krótko dostępna dla przedsiębiorstw energetycznych nie będących w tym okresie sprzedawcą dla danego odbiorcy. Z kolei w OSP pracownik przesłał przypadkowo do niewłaściwego kontrahenta raport za rozliczenie usługi odbudowy systemu. W trzecim przypadku, mającym miejsce u jednego z OSD, wpłynęła skarga od sprzedawcy zarzucająca operatorowi prowadzenie nieformalnych kontaktów ze sprzedawcą zasiedziącym z tej samej grupy kapitałowej. W 2012 r. Prezes URE wszczął postępowanie wyjaśniające w tej sprawie. Wykazało ono nieumyślne jednorazowe naruszenie postanowienia jednego z punktów Programu zgodności, mówiącego o obowiązkach pracowników OSD w zakresie zapewnienia zasad równego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Po zebraniu dodatkowego materiału dowodowego w 2013 r. Prezes URE wszczął postępowanie o ukaranie operatora z powodu przekazania przez pracownika informacji, która stawiała w uprzywilejowanej pozycji sprzedawcę z urzędu należącego do tej samej co OSD grupy kapitałowej. W związku z tym zdarzeniem OSD przeprowadził szeroką akcję informacyjną w tym zakresie, przypominającą zagadnienia z zakresu objętego Programem.

W celu wdrożenia, przestrzegania, monitoringu i dokonywania interpretacji Programu operatorzy powołali stanowisko Inspektora ds. zgodności, które powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. W praktyce tylko u jednego operatora stanowisko Inspektora nie było łączone z stanowiskami. U pozostałych operatorów łączono je z innym szeregowym bądź nawet kierowniczym stanowiskiem, co zostało negatywnie ocenione przez regulatora.

Inspektorzy przeszkolili wszystkich pracowników operatorów w zakresie bezwzględnego przestrzegania postanowień Programów.

Wszyscy operatorzy na bieżąco udoskonalają standardy procedur oraz wzory umów i wniosków związanych z usługą dystrybucji, przyłączania do sieci oraz zmianą sprzedawcy. Zmiany te należy ocenić pozytywnie – standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu. Pozytywnie należy również ocenić fakt, że wszyscy operatorzy umieścili treść Programów na swoich stronach internetowych. Programy zgodności powinny być bowiem dostępne nie tylko dla pracowników operatorów, ale również dla każdego zainteresowanego uczestnika rynku energii elektrycznej. Dzięki temu uczestnik rynku będzie miał możliwość sprawdzenia czy operatorzy przestrzegają zasad niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu dystrybucyjnego i przesyłowego.

Ponadto, 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.

3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Usługi bilansowania systemu

Zasady bilansowania systemu elektroenergetycznego w Polsce są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) PSE SA w części „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” oraz w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), które są zatwierdzane przez Prezesa URE. Zasady bilansowania w sieciach dystrybucyjnych muszą uwzględniać zasady wskazane w IRiESP. Prezes URE w zakresie swoich kompetencji określonych prawem monitoruje działalność operatorów, w tym zasady bilansowania.

Zasady bilansowania, określone w IRiESP, uległy w 2012 r. następującym zmianom i modyfikacjom:

1. Katalog usług systemowych uległ rozszerzeniu o tzw. interwencyjną rezerwę zimną, wykorzystywaną przez OSP w przypadku, jeśli jest to uzasadnione warunkami technicznymi i bilansowymi pracy

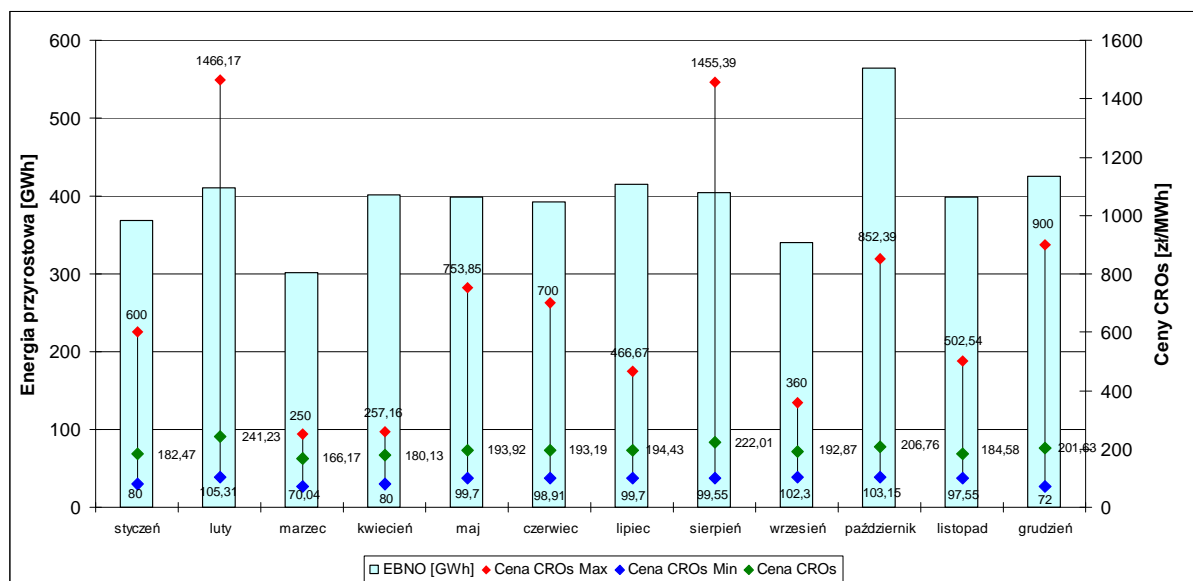
KSE. Katalog uwzględnia także jednostki, które skorzystają z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych zgodnie z art. 33 ust. 1 dyrektywy 2010/75/UE⁵⁾. Jednostki korzystające z usługi mają pracować z przeznaczeniem pokrywania szczytów zapotrzebowania. Są one trwale wyłączone z mechanizmu konkurencyjnego, a koszty działalności są pokrywane przez OSP, który uwzględnia je w opłacie jakościowej jako składnik taryfy operatora przesyłowego. Usługa ta będzie obowiązywać od 1 stycznia 2016 r.

2. Nastąpiła modyfikacja zasad bilansowania poprzez zmianę wyznaczania ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej stosowanej w Jednostkach Grafikowych Źródeł Wiatrowych, która ma na celu zachęcenie wytwórców energii w farmach wiatrowych do sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym, zamiast na rynku bilansującym.
3. Ustanowienie maksymalnej ceny rozliczeniowej za operacyjną rezerwę mocy (tzw. cap cenowy).
4. Wprowadzenie na rynek bilansujący mechanizmu kompensowania wytwórcom dodatkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, wynikających z dokonywanej w ramach rozliczeń na rynku bilansującym realokacji Umowy Sprzedaży Energii (USE) w Jednostkach Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD). Po wprowadzeniu zmiany, tj. od 1 lutego 2013 r., w przypadkach przeniesienia realizacji USE z jednostek tańszych na jednostki droższe, w celu spełnienia wymogów bezpieczeństwa pracy KSE, wytwórcy posiadający JWCD otrzymują zwrot nadwyżki kosztu wytwarzania ponad rynkową cenę sprzedaży energii.
5. W związku z wprowadzeniem przez OSP nowego regulatora centralnego LFC (*Load Frequency Control*), którego celem jest zapewnienie nowoczesnego technologicznie narzędzia do prowadzenia automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, Prezes URE zatwierdził zmianę Instrukcji w tym zakresie.

Za wyjątkiem wymienionych powyżej zmian, w 2012 r. nie nastąpiły inne zmiany w zasadach funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce. Uczestnicy rynku swoje grafiki handlowe zgłaszają do operatora systemu przesyłowego na rynku krajowym od godz. 9:00 do godz. 14:30 doby poprzedzającej realizację dostaw. Grafiki nie mogą być korygowane później niż na godzinę przed realizacją dostaw w ramach rynku dnia bieżącego. Dla wymiany międzysystemowej nominacja zdolności przesyłowych z aukcji rocznej i miesięcznych jest dokonywana od godziny 12:00 do godziny 17:00 na dwie doby przed realizacją dostaw, a z aukcji dobowych – od godz. 10:30 do godz. 13:30 na dobę przed realizacją dostaw. W przypadku wymiany międzysystemowej pomiędzy polskim systemem elektroenergetycznym a systemami niemieckim, czeskim i słowackim funkcjonuje również mechanizm zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w ramach dnia bieżącego. Rezerwacja zdolności przesyłowych w tym trybie jest równoznaczna z ich nominacją, a umowy sprzedaży mogą być zgłaszane od godziny 15:30 doby poprzedzającej realizację dostaw do godziny 22:00 doby, w której umowa jest realizowana, przy założeniu, że zgłoszenia są dokonane z minimum jednogodzinnym wyprzedzeniem. Realizacja wymiany międzysystemowej na połączeniu SwePol Link odbywa się w ramach mechanizmu *market coupling*. Uczestnicy rynku składają oferty zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na TGE SA do godz. 11:30, a publikacja ceny rozliczeniowej odbywa się po jej wyznaczeniu, we współpracy z giełdą Nord Pool Spot AS, nie później jednak niż przed zamknięciem bramki zgłoszeń umów sprzedaży na rynku bilansującym. Umowy są realizowane po ich zgłoszeniu do OSP.

⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), Dz. U. UE L 133/17.

Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Porównując wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) w 2012 r. do roku wcześniejszego należy zauważyć, że zwiększył się on z poziomu 4,48 TWh do 4,82 TWh, tj. o 7,6%. Zwiększył się również średni poziom cen energii elektrycznej na Rynku Bilansującym oraz nieznacznie zwiększył się zakres ich wahań, który był najwyższy w lutym i sierpniu 2012 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, tj. takich jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym w Polsce. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy przypuszczać, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a OSP musiał korzystać z najdroższych ofert.

W odniesieniu do bilansowania w sieci dystrybucyjnej należy podkreślić, że rola OSD ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi pomiarowymi. Sposób tych działań, wpływających przede wszystkim na realizację zasady TPA, jest określony w IRiESD. Ponadto OSD są zobowiązani do podejmowania działań na polecenie OSP, zgodnie z zasadami opisanymi przez operatora w IRiESP.

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

Do zadań Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej⁶⁾. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu sposobu realizacji przez operatorów systemu elektroenergetycznego ich ustawowych obowiązków oraz ocenia ich działania pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy sieci, zgodnie z kryteriami określonymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci. Oceniane są także możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię i moc szczytową w systemie elektroenergetycznym, a także poziom niezbędnych rezerw

⁶⁾ Pojęcie dostarczania energii elektrycznej nie jest spójne z definicją dostaw energii elektrycznej w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej jest dokonywana przez Prezesa URE w sprawozdaniu sporządzanym przez Prezesa URE i przekazywanym corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, przy czym dotyczy ona zakresu działań Prezesa URE określonego w u-Pe. Należy podkreślić, że zakres ten nie obejmuje prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych pięciu latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od pięciu lat do co najmniej piętnastu lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania (zgodnie z przepisami art. 4 dyrektywy 2009/72/WE). Prognoza taka jest przedstawiana przez ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawozdaniu opracowywanym i przekazywanym do Komisji Europejskiej co dwa lata.

mocy w systemie elektroenergetycznym. Realizacja tych działań ma charakter *ex post* i dotyczy oceny bezpieczeństwa operacyjnego w systemie elektroenergetycznym w kontekście wykonywania obowiązków przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Ocena ta jest przekazywana corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki.

Szczegóły dotyczące analiz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie mocy dyspozycyjnych elektrowni krajowych, rezerw i ubytków mocy odniesionych do zapotrzebowania w szczególe, zostały opisane w pkt 3.3.1 niniejszego Raportu.

Standardy dotyczące jakości dostaw oraz obsługi odbiorców zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷⁾. Ponadto, standardy bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci, jak również standardy jakości dostaw i obsługi odbiorców są określone w sporządzanych przez operatorów instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci, które są w całości zatwierdzane przez Prezesa URE. Oznacza to, że standardy te są zatwierdzane przez Prezesa URE zanim będą stosowane przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP i OSD w terminie do 31 marca każdego roku zobowiązani są do podania do publicznej wiadomości, przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej, wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczonych dla poprzedniego roku kalendarzowego.

Przeprowadzona przez Prezesa URE w 2012 r. szczegółowa analiza wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej, zamieszczanych na stronach internetowych poszczególnych OSD, wykazała szereg niezgodności wynikłych z różnej interpretacji przepisów ww. rozporządzenia. Przepisy te niejednoznacznie bowiem definiują sposób, w jaki wyznacza się wskaźniki SAIDI i SAIFI, tj. oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw, a także wskaźnik MAIFI – stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Po przeanalizowaniu metod stosowanych przez OSD przy obliczaniu ww. wskaźników, w celu zapewnienia ich porównywalności oraz jednakowego podejścia metodologicznego przez wszystkich operatorów w kraju, ustalone zostały jednakowe zasady ich wyznaczania. W czerwcu 2012 r. do OSD została wystosowana informacja Prezesa URE regulująca kwestię ilości odbiorców przyjętych do obliczania ww. wskaźników.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

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

Jednocześnie w przypadku wystąpienia sytuacji uzasadniającej podjęcie działań nadzwyczajnych, OSP został zobowiązany do opracowania raportu opisującego podejmowane działania oraz ich skutki. Raport ten podlega ocenie Prezesa URE, a następnie jest przekazywany Ministrowi Gospodarki, który zgodnie z u-Pe jest organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o podjętych środkach nadzwyczajnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone po wyczerpaniu przez OSP, OSD lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i przy dołożeniu należytej staranności. Decyzję w tej sprawie podejmuje Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia. Ograniczenia mogą być wprowadzone na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części. W 2012 r. działania, o których mowa powyżej nie były podejmowane.

⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.

Odnawialne źródła energii elektrycznej: przyłączenie, dostęp do sieci, dispatching, bilansowanie

Zgodnie z u-Pe, za przyłączenie odnawialnych źródeł energii (OZE) o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Źródła tego typu, a także jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW są traktowane preferencyjnie, gdyż od pozostałych źródeł wytwarzania pobiera się opłatę ustaloną na podstawie całości rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

Jeżeli przedsiębiorstwo sieciowe odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest ono zobowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o tym fakcie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. W sytuacji, gdy odmowa ta wynika z braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwo sieciowe może uzgodnić wysokość opłaty za przyłączenie z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci.

Ponadto, operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

Dodatkowo, sprzedawca z urzędu ma obowiązek zakupu oferowanej przez wytwórców energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, ogłaszanej corocznie przez Prezesa URE.

W zakresie bilansowania, w zależności od wpływu jednostek wytwórczych opartych na źródłach odnawialnych na proces bilansowania systemu elektroenergetycznego rozróżnia się:

- 1) Jednostki grafikowe wytwórcze aktywne tj. JWCD (obligatoryjnie) oraz JWCK (dobrowolnie) np. oparte na współspalaniu biomasy, elektrownie wodne szczytowo-pompowe;
- 2) Jednostki grafikowe wytwórcze pasywne tj. nJWCD np. elektrownie oparte na biogazie, małe elektrownie wodne;
- 3) Jednostki grafikowe źródeł wiatrowych, będące jednocześnie jednostkami grafikowymi wytwórczymi pasywnymi.

Z punktu widzenia działalności OSP w zakresie bilansowania wymienione w punktach 1) i 2) źródła nie różnią się od konwencjonalnych źródeł energii, np. dla OSP nie ma znaczenia czy JWCD jest jednostką konwencjonalną, czy też opartą na współspalaniu biomasy. Problem w bilansowaniu dla OSP stanowią źródła niespokojne tj. przede wszystkim farmy wiatrowe. Z uwagi na niewielką moc zainstalowaną ogniw fotowoltaicznych można pominąć negatywny wpływ na działalność OSP w zakresie bilansowania systemu.

Zainstalowana moc farm wiatrowych w ilości ok. 2,5 tys. MW stanowi znaczący udział w łącznej mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym, co bezpośrednio może wpływać na niestabilność pracy OSP w zakresie bilansowania systemu. Należy również zauważyć, że na koniec 2012 r. inwestorzy oczekiwali na przyłączenie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnych dodatkowych 20,2 tys. MW mocy farm wiatrowych.

3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych

Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie przesyłania lub dystrybucji ustalone są przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje, zgodnie z zasadami określonymi w przepisach u-Pe oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”⁸⁾. Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia z własnej inicjatywy lub na żądanie regulatora.

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

⁸⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 189, poz. 1126 z późn. zm.

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

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

Decyzje w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wydawane są na podstawie art. 104 ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego⁹⁾. Od decyzji tych przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia ich doręczenia.

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

W 2012 r. Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej dla:

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

W przypadku przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych (grup taryfowych G), w 2012 r. Prezes URE wydłużył okres obowiązywania taryf, zatwierdzonych w 2011 r., do 30 czerwca 2013 r.

W 2011 r. kontynuowano prace, które zakończyły się opracowaniem i zaimplementowaniem nowego modelu do oceny efektywności w zakresie kosztów operacyjnych i różnicy bilansowej. W rezultacie tych prac dla każdego OSD wyznaczony został uzasadniony poziom kosztów operacyjnych i wolumen różnicy bilansowej na lata 2012–2015. Tym samym taryfy zatwierdzone na rok 2012 zapoczątkowały kolejny czteroletni okres regulacji, w którym zastosowanie znalazł nowy model oceny kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej. Pewnym modyfikacjom uległy również zasady wyznaczania innych elementów przychodu regulowanego. Taryfy obowiązujące w 2013 r. są drugimi taryfami zatwierdzonymi w ramach 4-letniego okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015.

Zgodnie z wcześniejszą zapowiedzią (przekazaną OSD w trakcie prowadzonego w 2011 r. procesu zatwierdzenia taryf) w 2012 r. Prezes URE wydał decyzje ustalające współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015. Decyzje te uwzględniały wyniki dokonanej w latach 2010–2011 oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych. W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2013 r., poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o powyższe współczynniki korekcyjne.

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

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z OSD został określony w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2013 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

W przypadku operatora systemu przesyłowego proces taryfowania prowadzony w 2012 r. kontynuowany był w oparciu o regulację typu *cost of service*. Zastosowanie w tym przypadku metod porównawczych jest niemożliwe ze względu na brak innych przedsiębiorstw o podobnych warunkach działania (w Polsce funkcjonuje tylko jeden OSP). W procesie zatwierdzenia taryfy OSP na 2012 r., uwzględniono jedynie częściowo metodę taryfy wieloletniej (z 4-letnim okresem regulacji), tj. w zakresie sposobu stanowienia kosztów operacyjnych. W związku z tym na początku 2012 r. podjęto działania mające na celu wypracowanie zasad wyznaczania pozostałych elementów przychodu przed-

⁹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 267.

siębiorstwa. Metoda taryfy wieloletniej została zawarta w dokumencie określającym zasady stanowiąc kosztów będących podstawą kalkulacji stawek opłat przesyłowych w latach 2012–2015, który został następnie zaakceptowany przez Prezesa URE. Równocześnie Prezes URE wydał decyzję ustalającą współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSP w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015.

Mając na uwadze konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom dystrybucyjnym oraz OSP zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność sieciową, Prezes URE w kolejnych taryfach ustala uzasadnioną wielkość zwrotu w oparciu o wartość regulacyjną aktywów oraz koszt kapitału, uwzględniając modelowe wielkości nakładów inwestycyjnych. W prowadzonym w 2012 r. procesie taryfowania kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwierdzenia taryf w 2010 r. na okres 2011–2015. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka. W 2012 r., we współpracy z przedstawicielami OSD, zaktualizowana została metoda wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów. Wprowadzone zostały zapisy regulujące zasady wynagradzania inwestycji w inteligentne systemy pomiarowo-rozliczeniowe oraz sytuację, w której liczniki energii elektrycznej amortyzowane są jednorazowo.

Zapobieganie występowaniu subsydiowania skróśnego

Od 1 lipca 2007 r. nastąpiło wyodrębnienie ze struktur 14 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, operatorów systemów dystrybucyjnych, czyli rozdzielenie działalności dystrybucji energii elektrycznej od obrotu (handlu) tą energią.

Na rynku zaczęło działać, oprócz 14 największych OSD, 14 przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną. Obecnie, po połączeniach przedsiębiorstw, działa 5 OSD i 6 spółek obrotu pełniących funkcje sprzedawców z urzędu. Są to niezależne podmioty gospodarcze.

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

3.1.4. Kwestie transgraniczne

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

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy zmianie w 2012 r. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma OSP z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy). Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczone są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Polski OSP stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 23 lipca 2010 r.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. PSE Operator SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości od 100 do 400 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 304 MW (średnio w roku 116 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie

do 1 368 MW (średnio w roku 1 226 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 425 MW (średnio w roku 118 MW).

W 2012 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2012 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W 2012 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciami.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 2 837 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2012 r. Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na stałoprądowym połączeniu Polska-Szwecja – SwePol Link odbywa się poprzez mechanizm *market coupling* w trybie aukcji niejawnych (*implicit*). Zdolności przesyłowe połączenia są udostępniane na zasadach rynkowych od 16 grudnia 2010 r. Moc połączenia jest alokowana przez giełdy energii (TGE SA i Nord Pool Spot) na poszczególne godziny doby dnia następnego (*Day-Ahead*). Mechanizm *market coupling* pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie interkonektorów, ponieważ energia płynie zawsze z obszaru o niższej cenie do obszaru o wyższej cenie. Większe zdolności przesyłowe były udostępniane w kierunku importu do Polski niż eksportu. Sytuacja taka była podyktowana koniecznością zapewnienia przez PSE SA bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, głównie w północnej Polsce, a więc ograniczoną możliwością udostępniania uczestnikom rynku zdolności eksportowych. Dostępność połączenia w kierunku eksportu wyniosła 18% jego mocy, z kolei w kierunku importu – 66% mocy połączenia. W odniesieniu do przepływów należy zauważyć, że energia elektryczna płynęła prawie wyłącznie ze Szwecji do Polski. Łączny eksport z Polski do Szwecji wyniósł w 2012 r. 187,8 GWh, a całkowity import 1 686,1 GWh.

W odniesieniu do połączeń z systemami państw trzecich, Polska posiada jedno aktywne połączenie z systemem ukraińskim. Stanowi ono jednotorową linię 220 kV relacji Zamość – Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytwórcze. Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne). Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski. Mechanizmy udostępniania zdolności przesyłowych określone zostały w dokumencie „*Zasady udostępniania i przetargów zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE SA i NEK Ukrenergd*”. Zasady te były oceniane przez Prezesa URE. Regulator uznał, że nie są one sprzeczne z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zgodnie z którym OSP zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z OSP krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości. W związku z tym Prezes URE nie sprzeciwił się stosowaniu tych zasad w okresie przejściowym, do czasu opracowania i wdrożenia reguł alokacji zdolności przesyłowych spełniających wymagania określone w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Każda zmiana zasad alokacji jest konsultowana z Prezesem URE.

Monitorowanie wykorzystania przychodów z aukcji

Na podstawie pkt 6.5. Wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi, które stanowią załącznik do rozporządzenia 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 uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (zwanego dalej „rozporządzeniem 714/2009”)¹⁰⁾, każdego roku do 31 lipca organy regulacyjne publikują sprawozdanie zawierające informacje o kwocie przychodów uzyskanych w okresie dwunastu miesięcy kończącym się 30 czerwca danego roku. Sprawozdanie przedstawia także sposób wykorzystania tego dochodu wraz z weryfikacją, czy został on wykorzystany zgodnie z ww.

¹⁰⁾ Dz. U. UE z 14.8.2009, L 211/15.

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.

W 2012 r. PSE Operator SA alokował i udostępniał zdolności przesyłowe:

- 1) na połączeniach z krajami regionu Europy Środkowo-Wschodniej
 - w ramach mechanizmu skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) organizowanych dla trzech przedziałów czasowych: rocznego, miesięcznych i dobowych (rynek dnia następnego – *day-ahead*);
 - w ramach mechanizmu śróddziennego – rynek dnia bieżącego (*intraday*), na zasadach uzgodnionych z pozostałymi operatorami regionu; mechanizm opiera się na czasowej regule pierwszeństwa (*first comes first serves*),
- 2) na stałoprądowym połączeniu ze Szwecją SwePol Link
 - w ramach mechanizmu *market coupling*, przy zastosowaniu aukcji niejawnych (*implicit*) na rynku dnia następnego.

W 2012 r. z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych PSE Operator SA uzyskał przychody w wysokości 62 430,07 tys. zł (31 436,56 tys. zł styczeń – czerwiec 2012 r., 31 512,15 tys. zł lipiec – grudzień 2011 r.), przy czym kwoty te nie obejmują przychodów z alokacji mocy na połączeniu SwePol Link.

Do 31 sierpnia 2012 r. właścicielami połączenia stałoprądowego ze Szwecją były spółki SwePol Link Poland Sp. z o.o. i SwePol Link AB. Przychody uzyskiwane z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na tym połączeniu, alokowane w ramach mechanizmu *market coupling*, trafiały w całości do ww. przedsiębiorstw. 31 sierpnia 2012 r. o godz. 13:00 majątek połączenia stałoprądowego został nabyty przez PSE Operator SA oraz szwedzkiego OSP Svenska Kraftnat. Po dokonaniu przekształcenia połączenia w połączenie operatorskie, udostępnianie zdolności przesyłowych uczestnikom rynku kontynuowane jest w oparciu o mechanizm *market coupling*, w ramach aukcji *implicit* prowadzonych przez TGE SA i Nord Pool Spot AS. Operatorzy uzyskują po 50% przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych dla celów wymiany międzysystemowej. Przychody PSE Operator SA z tego tytułu w 2012 r. wyniosły 16 027,52 tys. zł.

Stosownie do rozporządzenia 714/2009 przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej powinny być przeznaczane na zagwarantowanie rzeczywistej dostępności zdolności przesyłowych lub inwestycje sieciowe utrzymujące lub zwiększające zdolności połączeń wzajemnych. Jeżeli przychody nie mogą zostać efektywnie wykorzystane do powyżej określonych celów, wówczas po zatwierdzeniu przez organ regulacyjny mogą zostać wykorzystane, 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 Operator SA na rok 2012, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2011 r., część kosztów uzasadnionych działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związanych z realizacją wymiany międzysystemowej nie została uwzględniona w kalkulacji stawek opłat w ww. taryfie. Zgodnie z Wezwaniami Prezesa URE część tych kosztów jest pokrywana uzyskiwanymi przez spółkę przychodami z aukcji 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 Operator SA w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów ITC, które nie zostaną pokryte przychodami uzyskanymi w ramach uczestnictwa w tym mechanizmie oraz przychodami z opłaty rynkowej.

W związku z powyższym, uzyskana za okres 1.01.2012 r. – 31.12.2012 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, wyliczona zgodnie z uwzględnieniem obowiązujących przepisów księgowych), zostanie w całości przeznaczona 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.

Ze względu na wybór sposobu najbardziej efektywnego wykorzystania środków zostaną one przeznaczone jako jedno z podstawowych źródeł finansowania nakładów inwestycyjnych niezbędnych dla realizacji budowy asynchronicznego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa. Z uwagi na skalę i rozłożenie w czasie całości ww. inwestycji, środki te będą sukcesywnie uruchamiane, a do czasu ich efektywnego wydatkowania utrzymywane na odrębnym koncie wewnętrznym (tzn. na Funduszu Celowym), zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 714/2009.

Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z dwoma systemami elektroenergetycznymi państw, które nie są członkami UE – Białorusią i Ukrainą. W przypadku połączenia z Białorusią, zły stan techniczny połączenia transgranicznego uniemożliwia jego eksploatację (linia wyłączona z eksploatacji). W odniesieniu do połączenia z Ukrainą, dostawy energii elektrycznej są realizowane od 2011 r. przy wykorzystaniu mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych na zasadzie aukcji. Wprowadzone przez polskiego OSP aukcje mają charakter jednostronny. W przypadku wymiany transgranicznej pomiędzy Polską a Ukrainą istnieje jedynie możliwość zamawiania mocy w cyklach miesięcznych dla których organizowana jest aukcja zdolności przesyłowych. Może z niej korzystać tylko jeden podmiot w danej chwili, tj. wygrywający aukcję.

Należy podkreślić, że w lutym 2011 r. Ukraina podpisała umowę z Unią Europejską, na mocy której stała się członkiem Wspólnoty Energetycznej i zobowiązała się do wdrożenia do prawa krajowego m.in. przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE. W ramach monitorowania wypełniania przez operatora systemu przesyłowego jego obowiązków, Prezes URE przyjął informację o działaniach podejmowanych przez PSE Operator SA w zakresie współpracy pomiędzy operatorami systemów, mających na celu wdrożenie metod zarządzania ograniczeniami zgodnych z rozporządzeniem 1228/2003/WE. Według wiedzy regulatora, strona ukraińska nie podjęła do dnia dzisiejszego implementacji *acquis communautaire* w zakresie energetyki. Należy podkreślić ponadto, że zasady współpracy technicznej pomiędzy krajowym OSP oraz OSP z państw nie będących członkami UE nie zostały określone w IRIESP. Zgodnie z rozporządzeniem 714/2009 niektóre zasady powinny być jednak określone na poziomie ENTSO-E i w tym zakresie nie są bezpośrednio i wyłącznie monitorowane przez Prezesa URE.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

W 2012 r. przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej po raz kolejny przedłożyły Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W wyniku przeglądu sprawozdań stwierdzono, że operator systemu przesyłowego zrealizował w 2012 r. nakłady inwestycyjne w wysokości przekraczającej poziom planowany i uzgodniony na ten rok. Przyczyną tego był zakup części połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja, który nie był ujęty w uzgodnionym planie.

W 2011 r. w trakcie uzgadniania aktualizacji planu rozwoju OSP na lata 2010–2025 w zakresie lat 2012–2016 zbadano jego spójność z planem rozwoju o zasięgu wspólnotowym (TYNDP 2010–2020), w obszarze identyfikacji obecności poszczególnych projektów. W 2012 r. badanie spójności planu zostało powtórzone w wyniku opracowania nowej edycji planu rozwoju o zasięgu wspólnotowym (TYNDP 2012).

W październiku 2012 r. OSP wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o uzgodnienie projektu kolejnej aktualizacji tego planu w zakresie lat 2013–2017. Potrzeba kolejnej aktualizacji wynikała w szczególności z realizacji zadań związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci (zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE) oraz nowych zadań wynikających z ocen stanu technicznego majątku sieciowego. Nie dotyczyła ona natomiast zadań bezpośrednio związanych z połączeniami transgranicznymi. Prezes URE uzgodnił w 2013 r. przedłożony projekt aktualizacji planu rozwoju, który będzie stanowił podstawę do opracowania kolejnej edycji TYNDP 2014.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

W 2012 r. Prezes URE, PSE Operator SA i TGE SA podjęli decyzję o przyłączeniu się Polski do funkcjonującego na połączeniach pomiędzy Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami *market coupling* (CZ-SK-HU MC), uruchomionego we wrześniu 2012 r. W grudniu 2012 r. Prezes URE skierował do regulatorów tych państw pismo, w którym wyraził intencję przyłączenia się Polski do ww. projektu. W ocenie Prezesa URE stanowi to istotny krok w kierunku utworzenia wspólnego rynku energii. Propozycja Polski spotkała się z aprobatą i poparciem ze strony uczestników CZ-SK-HU MC. Ponadto w grudniu 2012 r. Prezes URE, PSE SA i TGE SA skierowali do uczestników projektu list intencyjny, w którym potwierdzili wolę przystąpienia do istniejącego CZ-SK-HU MC. Obecnie trwają prace wdrożeniowe projektu.

3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki i Komisji Europejskiej oraz wytycznych ACER

Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/72/WE, do obowiązków organu regulacyjnego należy przestrzeganie i wdrażanie wszelkich stosownych, prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji. Jednakże biorąc pod uwagę, że przepisy powyższej dyrektywy nie zostały jeszcze wdrożone do polskiego porządku prawnego, trudno jest w obecnej chwili mówić o zgodności działań organu regulacyjnego z prawnie wiążącymi decyzjami Agencji oraz Komisji Europejskiej. Kwestia ta będzie miała znaczenie w kolejnych latach działalności organu regulacyjnego.

Z podobnych względów również w 2012 r. Prezes URE nie występował do Agencji o opinię w sprawie zgodności podjętej przez siebie decyzji z wytycznymi Agencji. Zarazem zgodność decyzji Prezesa URE z wytycznymi nie była przedmiotem badania Komisji Europejskiej.

Zgodność działań operatorów z postanowieniami prawa wspólnotowego

Prezes URE kontroluje realizację przez OSP elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009. W roku ubiegłym nie stwierdzono nieprawidłowości w przestrzeganiu przez operatora systemu przesyłowego obowiązków wynikających z przepisów powyższego rozporządzenia.

W odniesieniu do monitorowania wdrażania postanowień kodeksów sieciowych, monitoring ten będzie realizowany po przyjęciu tych kodeksów do stosowania.

Nakładanie kar

Zgodnie z u-Pe, kto nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009 podlega karze pieniężnej. Zasady nakładania kar pieniężnych zostały szczegółowo opisane w ubiegłorocznym Raporcie.

W 2012 r. Prezes URE nie prowadził postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieprzestrzeganie przez OSP obowiązków wynikających z rozporządzenia.

3.2. Promowanie konkurencji

3.2.1. Rynek hurtowy

Uczestnikami segmentu rynku hurtowego energii elektrycznej są:

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

W 2012 r. w Polsce produkcja energii elektrycznej ogółem wyniosła 159,853 TWh i była niższa niż w 2011 r. o około 2%. W tym okresie krajowe zużycie energii wyniosło 157,013 TWh i było niższe niż w 2011 r. o 0,6%. Za główną przyczynę spadku krajowego zużycia energii elektrycznej należy uznać pogorszenie się koniunktury gospodarczej przejawiające się spadkiem tempa wzrostu PKB w 2012 r., które to według wstępnych szacunków GUS za 2012 r. wyniosło 2%. Dla porównania wzrost PKB za 2011 r. wyniósł 4,3%.

Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2012 r. Trzy największe grupy kapitałowe realizują około 2/3 krajowej

produkcji energii elektrycznej. Udział w produkcji energii elektrycznej największego krajowego wytwórcy PGE Polska Grupa Energetyczna SA w 2012 r. wyniósł około 38%. Natomiast udział TAURON Polska Energia SA wyniósł 13%, a EDF 10%. Pozostali znaczący wytwórcy to: ENEA SA, ZE PAK SA, GDF SUEZ, PGNiG, Dalkia, CEZ, Fortum, RWE.

W 2012 r. utrwaliła się tendencja zmiany kierunku sprzedaży z umów bilateralnych na sprzedaż realizowaną poprzez giełdę energii. W segmencie przedsiębiorstw wytwórczych zmniejszyła się wyraźnie sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu na rzecz sprzedaży poprzez giełdę (odpowiednio: spadek o 12,2% i wzrost o 2,7% w 2012 r. w stosunku do 2011 r.). Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych w 2012 r. wyniósł niespełna 1,3%. W segmencie przedsiębiorstw obrotu w 2012 r. znacząco wzrosła sprzedaż do innych przedsiębiorstw obrotu (o 17,5%) oraz poprzez giełdę energii (o 78%), natomiast sprzedaż do odbiorców końcowych utrzymana została na podobnym poziomie jak w 2011 r.

3.2.1.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Monitorowanie funkcjonowania rynku energetycznego obejmuje obszar cen hurtowych. W ramach prowadzonego monitoringu zbierane i analizowane są dane dotyczące kontraktów bilateralnych zawieranych na rynku hurtowym OTC oraz na rynku giełdowym (na TGE SA). W oparciu o dane z ankiet uzyskanych od wytwórców energii i przedsiębiorstw obrotu oraz ze *Sprawozdań o działalności elektrowni ciepłej zawodowej G-10.1 k* i *Sprawozdań przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną 10.4(Ob)k* obliczane i publikowane są m.in.:

- w terminie do 31 marca każdego roku dotyczącego poprzedniego roku kalendarzowego:
 - średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji;
 - średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wraz z objaśnieniem sposobu ich obliczania;
 - średnie ceny sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji,
- średnia kwartalna cena energii elektrycznej nie podlegająca obowiązkowi, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 u-Pe, publikowana do 15 dnia miesiąca następującego po kwartale, za który jest liczona,
- wskaźniki i ceny wskaźnikowe istotne dla procesu kształtowania taryf,
- informacje służące zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.

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

W 2012 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 201,36 zł/MWh. Cena ta liczona jest w oparciu o dane powykonawcze i wynika z cen energii dostarczonej w 2012 r. Część energii dostarczonej w 2012 r. kontraktowana była jeszcze w latach poprzednich. W 2012 r. ceny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku spot oraz w kontraktach na 2013 r. i lata kolejne znacząco się obniżyły. Średnioroczna ważona wolumenem cena najbardziej płynnego kontraktu na TGE SA BASE_Y-13 wyniosła 197,76 zł/MWh, przy czym maksimum 214,70 zł/MWh odnotowano na początku 2012 r., natomiast w końcówce 2012 r. cena ta spadła do 166,90 zł/MWh.

Od 2010 r. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest zobowiązane sprzedawać na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku (tzw. „obligo giełdowe”). Wytwórcy uprawnieni do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych zobowiązani są natomiast sprzedawać całą wytworzoną energię elektryczną w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na giełdach towarowych.

W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie TGE SA, wyniósł łącznie 131,997 TWh licząc po dacie dostawy w 2012 r., co stanowiło 82,6% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r. oraz ponad 84,1% jej łącznego zużycia.

W 2009 r. sprzedaż poprzez giełdę stanowiła niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców w tym roku, następnie wzrosła do 4,2% w 2010 r., a dalej zwiększyła się do poziomu 58,0% w 2011 r. oraz 61,8% w 2012 r. Kontrakty dwustronne w ubiegłym roku stanowiły w sumie niespełna 33% wszystkich form handlu hurtowego, podczas gdy jeszcze w 2010 r. udział ten kształto-

wał się na poziomie 89,8%. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu za granicę.

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

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

3.2.2. Rynek detaliczny

Na rynku detalicznym w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i niewielka skala ich zmiany, mimo, że prawo wyboru sprzedawcy przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r.

Liczba odbiorców, którzy decydują się na zmianę sprzedawcy ciągle jednak rośnie. Rok 2012 r. był kolejnym po 2011 r. rokiem dynamicznego, bo ponad czterokrotnego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C¹¹⁾ w 2012 r. zaobserwowano trzykrotny wzrost liczby odbiorców, którzy skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy. Wzrost ten utrzymał się na podobnym poziomie jak w 2011 r., co może świadczyć o tym, że przy osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, firmy cały czas szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej (rys. 2 i 3).

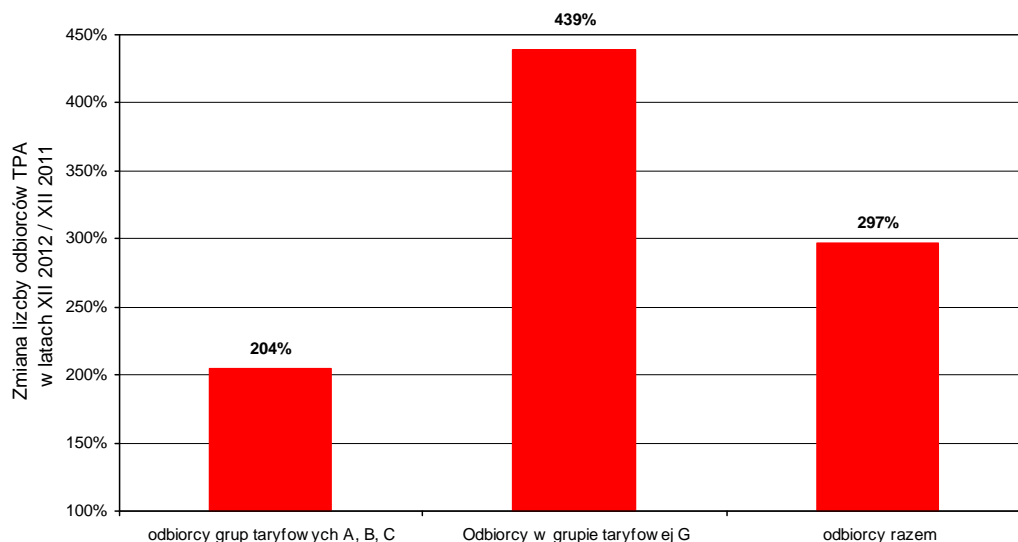
Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych odnotowano ponad pięciokrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Obserwujemy zatem utrzymujące się znaczące tempo zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych, na co wpływ mogły mieć kampanie informacyjne przeprowadzone przez Prezesa URE w ostatnich latach, cyklicznie organizowane targi wiedzy konsumenckiej, jak również ciągle udoskonalana porównywarka ofert cenowych dla gospodarstw domowych, dostępna na stronach internetowych URE. Drugim czynnikiem wpływającym na stan rzeczy był wzrost aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, wywołany spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną przez gospodarkę narodową. 2012 r. był także kolejnym rokiem, w którym na rynku zaobserwować można było wzmożoną aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Aktywność ta postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego miała jednak również swoje negatywne aspekty. W 2012 r., w większym stopniu niż w roku poprzednim, do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdziło konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbiorców. Niezależnie od powyższego, wraz ze wzrostem liczby odbiorców decydujących się na zmianę sprzedawcy, na rynku energii elektrycznej obserwowano nieprawidłowości związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy oraz działaniami poszczególnych uczestników rynku (sprzedawców, OSD, pośredników i brokerów).

¹¹⁾ Jako odbiorców z grup A, B i C należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla tych odbiorców ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE.

W 2012 r. zwiększyła się także liczba nieprawidłowości sugerująca, że przedsiębiorstwa energetyczne podejmują wobec swoich klientów działania ograniczające konkurencję. Sprawy tego typu były przesyłane, zgodnie z właściwością, do rozpoznania przez Prezesa UOKiK.

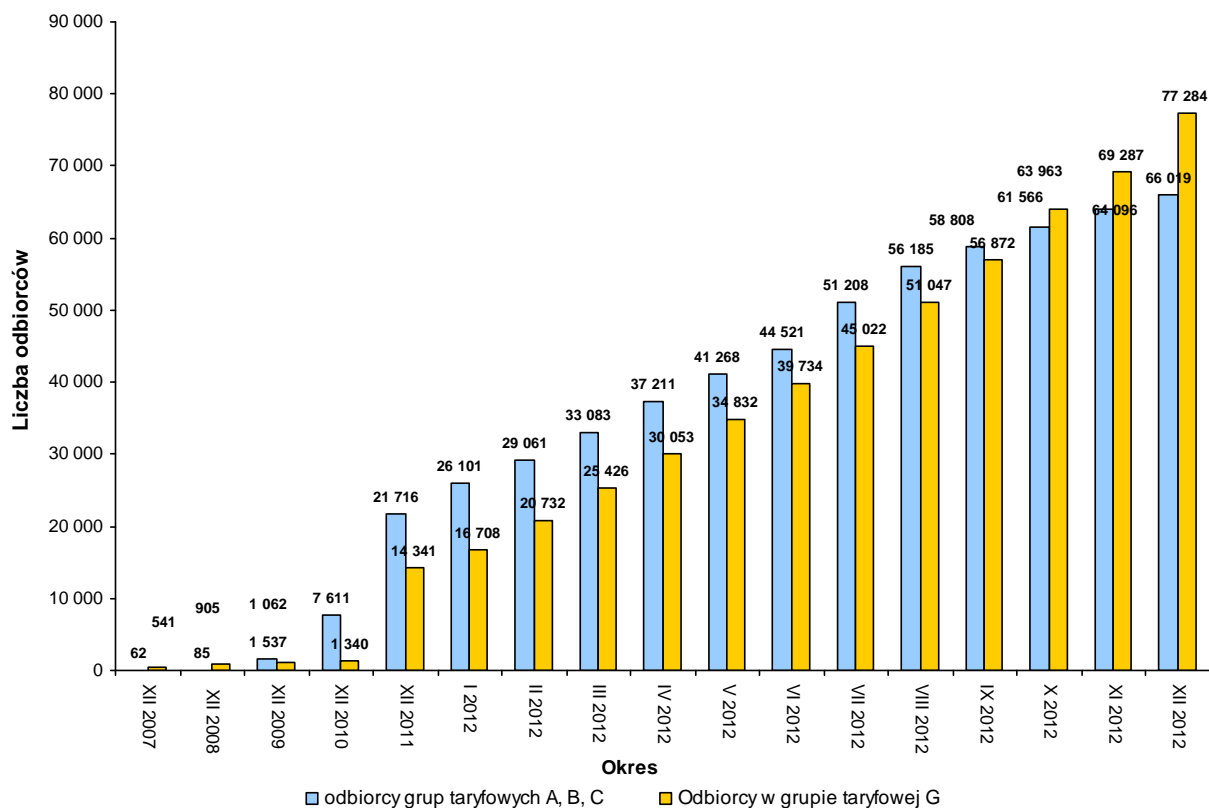
Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 0,86%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2011 r. nastąpił znaczący wzrost (w 2011 r. poziom ten wyniósł 0,23%).

Rysunek 2. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe



Źródło: URE.

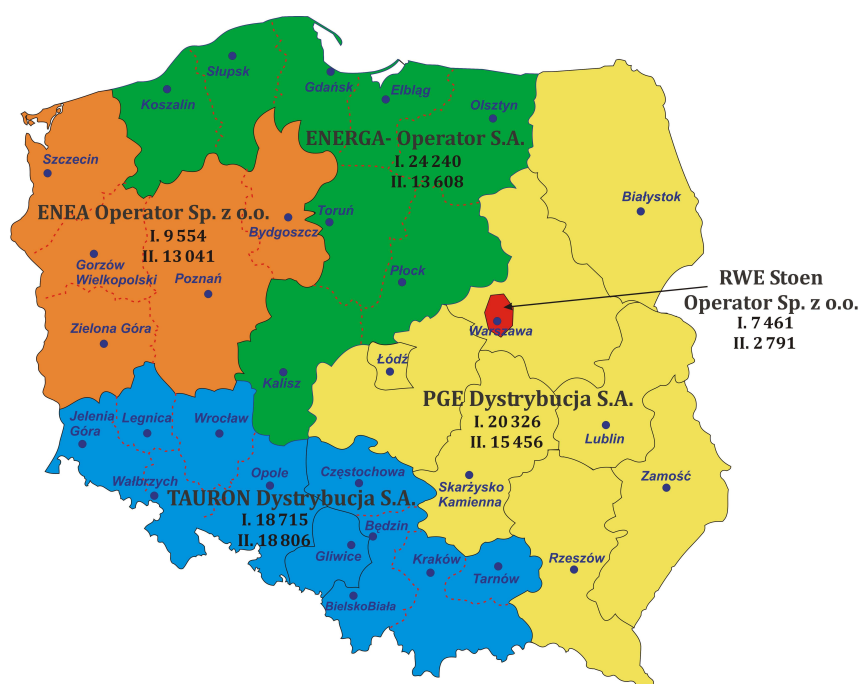
Rysunek 3. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy, lata 2007–2012



Źródło: URE.

Korzystanie z prawa TPA było w kraju nierównomierne, co pokazują dane od poszczególnych operatorów (rys. 4). Największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja SA. Natomiast wśród gospodarstw domowych największa liczba odbiorców, którzy skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy, występuje na obszarze działania ENERGA-OPERATOR SA. W 2012 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja SA. W ujęciu procentowym największy udział energii dostarczonej do odbiorców korzystających z prawa wyboru w stosunku do całości dostaw odnotowano także u tego OSD – 49,56%. Fakt ten spowodowany jest bardzo dużym udziałem dużych odbiorców przemysłowych w ogólnej liczbie odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD. Na wyniki te miała również wpływ konsolidacja spółek TAURON Dystrybucja SA oraz TAURON Dystrybucja GZE SA z października 2012 r.

Rysunek 4. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Liczba odbiorców TPA na terenach 5 OSD

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

Źródło: URE.

W 2012 r. energia elektryczna w ilości 2 274,1 GWh dostarczona była ośmiu odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej. Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2012 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową) wyniosła 44 798,6 GWh, tj. 35,15% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2011 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczonej energię elektryczną w wysokości 35 607,5 GWh, co stanowiło 28,6% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym.

Przytoczone dane jednoznacznie wskazują na wysoką dynamikę rozwoju konkurencji rynku energii elektrycznej w Polsce.

3.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

W 2012 r. Prezes URE utrzymał obowiązek corocznego przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej „G” (w skład której wchodzi głównie gospodarstwa domowe), przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Natomiast ceny energii dla pozostałych grup odbiorów kształtowane są przez rynek.

Od 2010 r. prawo przewiduje obowiązek publikowania ofert sprzedaży. Wszyscy sprzedawcy energii dokonujący sprzedaży do odbiorców końcowych są zobowiązani do zamieszczania na stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz warunkach ich stosowania. Ceny oraz warunki ofert sprzedawców są szczegółowo opisane i zaprezentowane na stronach internetowych lub w siedzibach przedsiębiorstw. W przypadku dużych odbiorców przemysłowych/komercyjnych przedsiębiorstwa obrotu prezentują zazwyczaj swoją ofertę w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są negocjowane każdorazowo z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, wielkości czy stabilności poboru.

W 2012 r., podobnie jak w roku poprzednim, na stronie internetowej URE udostępniona była porównywarka cen energii (kalkulator taryfowy). Prezes URE zobowiązał sprzedawców oferujących energię dla odbiorców w gospodarstwach domowych do przedkładania ofert najpóźniej na dwa dni przed terminem ich wejścia w życie. Ceny te prezentowane są w sposób transparenty dla konsumenta, z wydzieleniem pozostałych niezwiązanych z ceną składników, np. z wydzieleniem opłat handlowych związanych z zawarciem umów lub możliwością otrzymania dodatkowych korzyści.

Prezes URE monitoruje w systemie kwartalnym średnie ceny energii elektrycznej w obrocie, stosowane do odbiorcy końcowego w podziale według kryteriów zużycia (tj. odbiorców o rocznym zużyciu energii do 50 MWh, między 50 – 2 000 MWh oraz powyżej 2 000 MWh). W badaniach *ad hoc* – w zależności od potrzeb – Prezes URE monitoruje poziom cen sprzedaży do odbiorców końcowych, wykorzystując dane ze statystyki publicznej. Informacje na temat zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 2. Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryteriów zużycia

Kryteria zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	16 573 911	46 916 504,0	13 765 431,2	293,40
50 – 2 000 MWh	38 475	28 871 074,5	7 935 722,3	274,87
> 2 000 MWh	1 031	30 893 745,4	7 779 296,6	251,81
RAZEM	16 613 417	106 681 323,9	29 480 450,1	276,34

Źródło: na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców za 2012 r.

3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

System regulacji cen

W 2012 r. utrzymany został obowiązek przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców w grupie taryfowej G. Taryfy są zatwierdzane przez Prezesa URE i publikowane w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”.

W 2012 r. przedłużony został do 30 czerwca 2013 r. okres obowiązywania taryf 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.

Wydużając okres obowiązywania dotychczasowych taryf Prezes URE wziął pod uwagę:

- sytuację rynkową (obserwowane wahania cen hurtowych energii elektrycznej i świadectw pochodzenia energii z OZE),

- wejście w życie w 2013 r. nowego publicznoprawnego obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej (art. 12 ust. 1 w związku z ust. 2 pkt 1 ustawy o efektywności energetycznej),
- zwiększenie w 2013 r. publicznoprawnego obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii z dotychczasowych 10,9% do 12%,
- trwający proces legislacyjny związany z projektem ustawy o zmianie u-Pe oraz o zmianie niektórych innych ustaw.
Ceny energii elektrycznej dla pozostałych grup odbiorców kształtowane są przez rynek.

Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

W 2012 r. do Prezesa URE wpłynęło wiele pism z wnioskami o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie sytuacji. Działania te, które w większości przypadków doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej, zostały opisane poniżej:

1. Jedna ze spółek napotkała problemy z realizacją umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z OSD. Odbiorca współpracował z operatorem od 2010 r. Ostatnią umowę sprzedaży spółka podpisała w styczniu 2011 r. z terminem obowiązywania do końca 2012 r. i jednocześnie udzieliła pełnomocnictwa do reprezentowania jej u właściwego OSD. W trakcie 2012 r. wystąpiły problemy z doręczaniem odbiorcy faktur VAT za dostarczoną energię elektryczną, a następnie odbiorca został poinformowany przez operatora o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej ze sprzedawcą rezerwowym. Po interwencji regulatora operator przyznał, że ze względu na nieprawidłowości proceduralne nie dopełniono formalności przedłużenia umowy sprzedaży ze spółką na rok 2012. Jednocześnie przedsiębiorstwo obrotu podjęło decyzję o rekompensacie kwoty nadpłaconej przez spółkę z tytułu zastosowania cennika rezerwowego przez sprzedawcę wypełniającego funkcje sprzedawcy z urzędu.
2. Kolejna interwencja dotyczyła firmy, która we wrześniu 2012 r. złożyła skargę na niewłaściwe przeprowadzenie procedury zmiany sprzedawcy przez przedstawiciela handlowego u dotychczasowego sprzedawcy. Prezes URE zwrócił się do OSD z prośbą o udzielenie wyjaśnień dotyczących realizacji przez OSD procedury zmiany sprzedawcy na rzecz odbiorcy. Z wyjaśnień operatora wynikało, że 19 stycznia 2012 r. spółka zajmująca się obsługą klientów dotychczasowego sprzedawcy otrzymała od nowego sprzedawcy podwójne zgłoszenie zmiany sprzedawcy dotyczące odbiorcy, z planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży 1 marca 2012 r. Zgłoszenie zostało zweryfikowane negatywnie ze względu na nieskuteczność rozwiązania umowy kompleksowej, o czym nowy sprzedawca został poinformowany poprzez Platformę Wymiany Informacji. Następne zgłoszenie z 9 marca 2012 r., z planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży 1 czerwca 2012 r., zostało odrzucone z tego samego powodu. Ponieważ wyjaśnienia udzielone przez OSD nie dały odpowiedzi na pytanie dlaczego w tym samym czasie na rzecz odbiorcy realizowane były dwie umowy sprzedaży energii elektrycznej (tj. umowa kompleksowa obowiązująca pomiędzy dotychczasowym sprzedawcą a odbiorcą oraz umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy nowym sprzedawcą a odbiorcą), Prezes URE zwrócił się także do tych firm z prośbą o udzielenie szczegółowych wyjaśnień w sprawie. Z wyjaśnień udzielonych przez nowego sprzedawcę wynika, że działania podejmowane w tym okresie po marcu 2012 r., determinowane założeniem wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej począwszy od czerwca 2012 r., przebiegały w warunkach błędu wywołanego faktem dokonania przez operatora pozytywnej weryfikacji zgłoszenia zmiany sprzedawcy dokonanego na rzecz odbiorcy 9 marca 2012 r. Tym niemniej z informacji zawartych w piśmie sprzedawcy wynika, że po otrzymaniu od spółki zajmującej się obsługą klientów dotychczasowego sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy, nowy sprzedawca poinformował odbiorcę o tym, że umowa sprzedaży energii elektrycznej nie weszła w życie. Ponadto sprzedawca poinformował, że nie wystawił faktury będącej karą umowną oraz dokonał zwrotu na rzecz ww. klienta całości wpłaty dokonanej tytułem dwóch faktur za energię elektryczną. Natomiast z wyjaśnień udzielonych przez dotychczasowego sprzedawcę wynika, że odbiorca ciągle pozostaje jego klientem. Dodatkowo dotychczasowy sprzedawca poinformował o uwzględnieniu reklamacji klienta w sprawie niesłusznego naliczenia opłaty karnej. 13 czerwca 2012 r. nowy sprzedawca złożył skargę na działania dotych-

czasowego sprzedawcy ograniczające prawa odbiorców do wyboru sprzedawcy. Prezes URE wystąpił do dotychczasowego sprzedawcy z żądaniem wznowienia realizacji procedury zmiany sprzedawcy w odniesieniu do jednego odbiorcy oraz wszczęcia procedury w odniesieniu do kolejnego odbiorcy. W odpowiedzi dotychczasowy sprzedawca przesłał swoje stanowisko, w którym odniósł się negatywnie do żądania Prezesa URE, wywodząc, że jest uprawniony a nawet zobowiązany do żądania przedstawienia oryginału bądź notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem kopii pełnomocnictwa do podejmowania czynności związanych z procedurą zmiany sprzedawcy. W związku z powyższym dotychczasowy sprzedawca podtrzymał swoje stanowisko o zawieszeniu realizacji procedury zmiany sprzedawcy wobec jednego z odbiorców z tytułu nieskutecznego wypowiedzenia umowy. Ponadto dotychczasowy sprzedawca ponownie odmówił wszczęcia procedury zmiany sprzedawcy wobec drugiego z odbiorców argumentując swoją decyzję brakiem zachowania przez nowego sprzedawcę terminu złożenia wniosku zgłoszenia zmiany sprzedawcy. Wobec powyższego Prezes URE zmuszony był wystosować do dotychczasowego sprzedawcy powtórne wezwanie do zaprzestania działań skutkujących ograniczeniem prawa odbiorcy do swobodnej zmiany sprzedawcy. W odpowiedzi na to wezwanie dotychczasowy sprzedawca poinformował o wznowieniu procedury zmiany sprzedawcy dla jednego z odbiorców oraz o jej zrealizowaniu wobec kolejnego odbiorcy – co umożliwiło tym odbiorcom skorzystanie z zasady TPA.

3. Następną interwencją dotyczyła skargi odbiorcy z 30 sierpnia 2012 r. w sprawie utrudnienia realizacji zmiany sprzedawcy. W przesłanej korespondencji firma skarżyła się, że operator nie realizuje ustawowo nałożonego obowiązku umożliwienia odbiorcy zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Skarżąca firma informowała Prezesa URE, że wielokrotnie zwracała się z prośbą o podanie numerów identyfikacyjnych punktów poboru energii elektrycznej (PPE) i numeru licznika zgodnie z podpisaną umową i grupą taryfową C21. Firma zwracała się również z prośbą o zaprzestanie prowadzenia rozliczeń w oparciu o odczyty, które są prowadzone poza ich budynkiem (w sytuacji, kiedy nie są opomiarowane części wspólne) i ponoszenia przez odbiorcę kosztów strat przesyłowych. Z przedstawionych wyjaśnień wynika, że OSD informował skarżącą firmę o konieczności dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych w związku z brakiem opomiarowania części wspólnych budynku pozostającego w zarządzie tej firmy, a indywidualne zasady wzajemnego rozliczania zostały określone w podpisanej i zaakceptowanej przez obie strony umowie sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych. Ponadto OSD poinformował, że skarżąca firma rozliczana jest na niskim napięciu wg stawek grupy taryfowej C21, a wolumen energii przyjęty do rozliczenia stanowi różnica pomiędzy zużyciem wskazanym przez dwa liczniki zakupowe, a sumą energii zużytej przez wszystkich najemców. Reasumując w świetle uzyskanych wyjaśnień należy stwierdzić, że w chwili obecnej nie ma podstaw do stwierdzenia naruszenia prawa odbiorcy do zmiany sprzedawcy przez to przedsiębiorstwo.

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

Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹²⁾, w 2012 r. Prezes URE przekazał szereg spraw (ok. 35 pism od odbiorców grupy taryfowej G), związanych ze skargami na działania dwóch firm energetycznych 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 podczas podpisywania niekorzystnych dla nich umów – w większości przypadków łączyły się one z obowiązkowym ubezpieczeniem medycznym, o czym odbiorcy nie byli poinformowani.

¹²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.

W 2012 r. Prezes UOKiK prowadził jedno postępowanie antymonopolowe oraz szereg postępowań wyjaśniających, w tym m.in.¹³⁾:

1. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RGD-400-6/12/WW) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy Energa Operator, w zakresie zasad przyłączania odbiorców indywidualnych (konsumentów) do sieci elektroenergetycznej nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Postępowanie zostało wszczęte w związku z wystąpieniem konsumenta, który poinformował m.in., że został zmuszony do podpisania niekorzystnej umowy. Uciążliwym warunkiem umownym według skarżącego jest długi okres oczekiwania na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W tym czasie odbiorca jest zmuszony do korzystania z droższego o ok. 30% tzw. prądu budowlanego.
W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że w związku z działaniami Energa Operator doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, co uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego.
2. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RWR 400-10/12/JB) w sprawie wstępnego ustalenia, czy w zakresie przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej mogło nastąpić naruszenie przez Tauron Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie (dalej jako „Tauron Dystrybucja”) przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a w szczególności jej art. 9.
W wyniku ww. postępowania ustalono, że w sprawie nie doszło do naruszenia, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
3. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RWR 400-12/12/JB) w sprawie wstępnego ustalenia, czy w zakresie naliczania wielkości zużycia energii elektrycznej w przypadku uszkodzenia licznika energii elektrycznej mogło nastąpić naruszenie przez Tauron Dystrybucja przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a w szczególności jej art. 9.
W wyniku ww. postępowania ustalono, że w sprawie nie doszło do naruszenia ww. przepisu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
4. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RWR 400-35/12/JB) w sprawie wstępnego ustalenia, czy w zakresie wymiany liczników energii elektrycznej mogło nastąpić naruszenie przez Tauron Dystrybucja przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.
W wyniku ww. postępowania ustalono, że w sprawie nie doszło do naruszenia, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
5. Kontynuowano postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RLU-400-28/11/MW) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie (dalej jako „PGE Dystrybucja”), w sprawie ustalania zasad dokonywanych uzgodnień z inwestorami inwestycji budowlanych projektowanych sieci uzbrojenia terenu oraz opłat pobieranych za te uzgodnienia, stanowią praktykę ograniczającą konkurencję w rozumieniu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.
W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że w związku z działaniami PGE Dystrybucja doszło do naruszenia, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
6. Kontynuowano postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RLU-400-25/11/RD) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Obrót S.A. z siedzibą w Rzeszowie (dalej jako „PGE Obrót”), w zakresie wystawiania rachunków za dostawę energii elektrycznej dla indywidualnych odbiorców, stanowią praktykę ograniczającą konkurencję w rozumieniu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.
W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że w związku z działaniami PGE Obrót doszło do naruszenia, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
7. Kontynuowano postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2010 r. (sygn. RLU-400-29/10/IM) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja, w zakresie warunków świadczonych usług dystrybucji energii elektrycznej (ewentualnego dyskryminującego traktowania usługobiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej), stanowią praktykę ograniczającą konkurencję w rozumieniu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

¹³⁾ Fragment na podstawie wkładu z UOKiK.

- W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że w związku z działaniami PGE Dystrybucja doszło do naruszenia, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
8. Kontynuowano postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RLU-400-22/11/IM) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., w zakresie warunków świadczonych usług dystrybucji energii elektrycznej, stanowią praktykę ograniczającą konkurencję w rozumieniu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (czy warunki te są zróżnicowane, w zależności od tego czy dany odbiorca zmienił sprzedawcę energii).
W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że w związku z działaniami PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o. doszło do naruszenia, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
 9. Kontynuowano postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RBG-400-13/11/PD) mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku z działaniami spółki Energa Operator Oddział w Elblągu, dotyczącymi dostarczania energii elektrycznej i rozliczania należności za jej pobór, nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Postępowanie zostało zamknięte i w dniu 12 kwietnia 2012 r. wszczęto przeciwko Energa Operator postępowanie antymonopolowe (sygn. RBG-411-02/12/PD), w związku z podejrzeniem stosowania przez Energa Operator praktyki ograniczającej konkurencję polegającej na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej, obejmującym obszar, na którym usytuowana jest sieć dystrybucyjna przedsiębiorcy. Praktyka polegała na groźeniu wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej odbiorcom w przypadku, gdy odbiorca wstrzymuje się z zapłatą należności za energię elektryczną, z powodu naliczania należności na podstawie błędnie działającego urządzenia pomiarowego, gdy należność ta jest sporna co do zasady lub co do wysokości, a odbiorca nie ponosi odpowiedzialności za błędne działanie urządzenia pomiarowego i w konsekwencji błędne naliczanie należności, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Postępowanie nie zostało zakończone w roku 2012.
 10. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RBG-400-27/11/JM) mające na celu wstępne ustalenie, czy spółki Energa Operator i ENERGA-OBRÓT S.A. z siedzibą w Gdańsku (dalej jako „Energa Obrót”), prowadzące działalność polegającą na dystrybucji i dostawie energii elektrycznej, dopuścili się – poprzez nakłanianie klientów spółek Energetyczne Centrum S.A. i Energia dla Firm Sp. z o.o. (dalej jako „Energia dla Firm”) do odstąpienia od umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych z tymi przedsiębiorcami w wykonaniu prawa zmiany sprzedawcy – naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy.
Postępowanie wyjaśniające nie doprowadziło do wszczęcia postępowania w sprawie praktyk ograniczających konkurencję i zostało zamknięte.
 11. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RBG-400-33/11/JM) dotyczące możliwie antykonkurencyjnych działań ENEA Operator Sp. z o.o. (dalej jako „Enea Operator”) i ENEA S.A. (dalej jako „Enea”) w kontekście zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszwicy Sp. z o.o.
Informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone w 2013 r.
 12. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-14/12) mające na celu wstępne ustalenie, czy spółka Energa Operator dopuściła się – poprzez zmianę na mniej korzystne warunków umowy dystrybucyjnej po dokonaniu przez szkoły w Bratianie i Gwiżdzinach (gmina Nowe Miasto Lubawskie) wyboru sprzedawcy energii elektrycznej innego niż Energa Obrót – naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Zebrane w toku postępowania wyjaśniającego informacje nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
 13. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2010 r. (sygn. RPZ-400/35/10/ŁD) w celu wstępnego ustalenia czy działania Enea Operator, podejmowane w związku z rozpatrywaniem wniosków o przyłączenie farm wiatrowych, mogą naruszać przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.
Postępowanie nie dało podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego i zostało zakończone.

14. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RPZ-400/28/11/ŁD) w sprawie przyjętych przez przedsiębiorstwa energetyczne należące do grupy kapitałowej ENEA zasad dotyczących zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Postępowanie zostało wszczęte w związku z przekazaniem przez Prezesa URE skargi Energia dla Firm na działania Enea Operator polegające na utrudnianiu odbiorcom zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.
Postępowanie nie dało podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego i zostało zakończone.
15. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RPZ-400/9/12/DW) w sprawie ustalenia, czy działania Enea związane z naliczaniem odszkodowania w przypadku wypowiedzenia umowy kompleksowej zawartej w ramach oferty „STAŁA CENA” mogą stanowić naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.
Postępowanie nie dało podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego i zostało zakończone.
16. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RPZ-400-42/11/MT) w związku z zawiadomieniem o monopolistycznych działaniach Enea Operator. Celem postępowania było wstępne ustalenie czy nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów poprzez narzucanie odbiorcom energii elektrycznej przez Enea Operator obowiązku dostosowania urządzeń elektroenergetycznych do zmienionych warunków funkcjonowania sieci elektroenergetycznej, polegającego na wymaganiu od podmiotów przyłączonych do sieci, wystąpienia o wydanie nowych warunków przyłączenia do sieci i realizacji tego obowiązku.
Postępowanie zakończono w 2013 r., nie stwierdzając podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.
17. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RKR-400-7/11/WJ) w celu wstępnego ustalenia, czy działania Enion S.A. w Krakowie oraz Enion Energia Sp. z o.o. w Krakowie (obecnie odpowiednio: Tauron Sprzedaż i Tauron Dystrybucja) utrudniają odbiorcom energii elektrycznej zmiany sprzedawcy energii oraz korzystanie z usług dystrybucji energii.
W ocenie Prezesa UOKiK informacje zebrane w ramach niniejszego postępowania nie dały podstaw do stwierdzenia, że doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, które uzasadniałoby wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone.
18. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RLU-400-15/12/MW) w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja, w zakresie określenia treści umów o przyłączenie podmiotów do sieci dystrybucyjnej tego przedsiębiorcy, stanowią praktykę ograniczającą konkurencję.
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
19. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-20/12/JM) mające na celu wstępne ustalenie, czy spółki Enea Operator i Enea, prowadzące działalność polegającą na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej, dopuściły się poprzez utrudnianie procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na MEM Metro Group Energy Production & Management Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie – naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy.
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
20. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RWA-400-23/11/AT) mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku ze świadczeniem usług kompleksowych sprzedaży energii elektrycznej oraz zapewnienia świadczenia usług dystrybucji dla klientów indywidualnych przez PGE Obrót S.A. z siedzibą w Rzeszowie (dalej jako „PGE Obrót”) może mieć miejsce naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W ramach ww. postępowania wyjaśniana jest procedura stosowana przez PGE Obrót m. in. w zakresie dokonywania odczytów rozliczeniowych wskazań liczników i innych urządzeń układu pomiarowo-rozliczeniowego, dokonywania kontroli i wymiany liczników oraz ich części, a także innych urządzeń pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych (w tym zakładania plomb); sposobu rozliczania kosztów dokonanej konserwacji bądź wymiany liczników oraz ich części, a także innych urządzeń pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych (w tym zakładania plomb); rozliczania nadpłat wynikających z korekty rozliczeń.
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
21. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RWA-400-11/11/AT) mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku ze świadczeniem usług dystrybucji energii elektrycznej polegających na transporcie energii elektrycznej za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć do odbiorców końcowych przez PGE Dystrybucja w zakresie prowadzenia eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej oraz planowania rozwoju

i prowadzenia rozbudowy sieci dystrybucyjnej nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. W ramach prowadzonego postępowania wyjaśniane są procedury stosowane przez PGE Dystrybucja m.in. w zakresie: prowadzenia eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej, planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej i prowadzenia rozbudowy sieci dystrybucyjnej, przyjmowania i rozpatrywania skarg składanych przez właścicieli nieruchomości dotyczących zasadności wejścia pracowników spółki na teren ich nieruchomości oraz sposobu wykonywania prowadzonych prac.

W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.

22. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RWA-400-18/11/AT/ZP) mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach realizacji publicznoprawnego obowiązku zapewnienia dostępu do rynku energii elektrycznej przez PGE Dystrybucja nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.

23. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2011 r. (sygn. RWA-400-20/11/AT/ZP) mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach realizacji publicznoprawnego obowiązku zapewnienia dostępu do rynku energii elektrycznej przez RWE Stoen Operator sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (dalej jako „RWE Stoen Operator”) nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy.

W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.

24. Postępowanie wyjaśniające wszczęte w 2010 r. (sygn. RWA-400-9/10/DGB/MS) mające na celu zbadanie zasad ustalania wysokości wynagrodzenia dla RWE Stoen Operator oraz dokonywania rozliczeń przez RWE Stoen Operator z klientem w związku z usuwaniem kolizji elementów sieci elektroenergetycznej w wyniku przebudowy i modernizacji urządzeń sieciowych, w tym ustalenie czy nie doszło do naruszenia przez RWE Stoen Operator do naruszenia ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy.

W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.

W odniesieniu do innych podejmowanych przez regulatora działań na rzecz promowania konkurencji, w 2012 r. Prezes URE kontynuował również działania na rzecz upowszechnienia stosowania umów kompleksowych w ofertach alternatywnych sprzedawców. Umowy kompleksowe łączą w sobie postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej z postanowieniami umowy świadczenia usług dystrybucji. Obecnie zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością rozdzielenia tych umów, co pociąga za sobą otrzymywanie dwóch rachunków (od sprzedawcy i od operatora systemu dystrybucyjnego). Przy korzyściach wynikających ze zmiany sprzedawcy odbiorca jednocześnie ponosi koszt związany z opłaceniem dwóch rachunków, co w części konsumuje oszczędności. Sytuacja taka może stanowić barierę w procesie zmiany sprzedawcy i stawia w uprzywilejowanej pozycji dotychczasowego sprzedawcę (sprzedawcę zasiedziałego oferującego usługę kompleksową). Aby sprzedawca miał możliwość zawarcia umów kompleksowych z odbiorcami, powinien wcześniej uregulować tę kwestię w generalnej umowie dystrybucji zawieranej z operatorem systemu dystrybucyjnego (tzw. GUD). Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem.

W styczniu 2012 r. Prezes URE został poinformowany o zakończeniu prac – trwających od kwietnia 2011 r. – prowadzonych przez Towarzystwo Obrotu Energią (TOE) i Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE), mających na celu opracowanie wzorca generalnej umowy dystrybucyjnej, określającego szczegółowe zasady świadczenia usługi kompleksowej (tzw. GUD-Kompleksowy, GUD-K). O zakończeniu tych prac Prezes URE poinformował innych uczestników rynku. Regulator podkreślił, że wzorzec ten umożliwi zawieranie umów kompleksowych z odbiorcami energii w gospodarstwach domowych, co z kolei otwiera możliwość zawierania przez odbiorców energii elektrycznej umowy kompleksowej z dowolnym sprzedawcą energii, a nie tylko ze sprzedawcą z urzędu. Dodatkowo regulator rekomendował wśród pięciu największych Grup Kapitałowych (PGE, TAURON, ENERGA, ENEA i RWE) podjęcie wszelkich możliwych działań na rzecz upowszechniania GUD-Kompleksowego w obrocie gospodarczym, a tym samym upowszechnienia modelu sprzedaży kompleksowej wśród gospodarstw domowych zmieniających sprzedawcę. Jednocześnie monitoring rynku detalicznego prowadzony w URE od II półrocza 2012 r. został rozszerzony o zbieranie informacji dotyczących procesu zawierania umów GUD-K. Wyniki monitorowania rynku detalicznego za 2012 r. wskazały, że uzgodniony pomiędzy TOE i PTPiREE wzorzec GUD-Kompleksowy nie funkcjonował w obrocie prawnym. Na koniec 2012 r. zainteresowanie możliwością podpisania wzorca ze strony sprzedawców należy ocenić jako niedostateczne – tylko ośmiu sprzedawców wystąpiło do operatorów z zapytaniem

o możliwość podpisania wzorca GUD-K. Należy również zaznaczyć słaby poziom przygotowania operatorów do praktycznej realizacji wzorca GUD-Kompleksowego. Z przekazanych informacji wynika, że operatorzy są dopiero w trakcie dostosowywania systemów informatycznych, w tym również ujednolicenia procesów i komunikatów wymienianych ze sprzedawcami energii elektrycznej koniecznych do realizacji usługi kompleksowej.

Dodatkowo prace podjęte przez TOE, przy współpracy z URE, nad wzorcem umowy kompleksowej z odbiorcą w gospodarstwie domowym ujawniły słabe strony wzorca umowy GUD-K. Wyeliminowanie zidentyfikowanych problemów oraz udoskonalenie uregulowań zawartych we wzorcu GUD-Kompleksowego jest przedmiotem prac prowadzonych przez TOE i PTPiREE przy udziale URE w 2013 r.

3.3. Bezpieczeństwo dostaw

Wdrażanie środków zabezpieczających

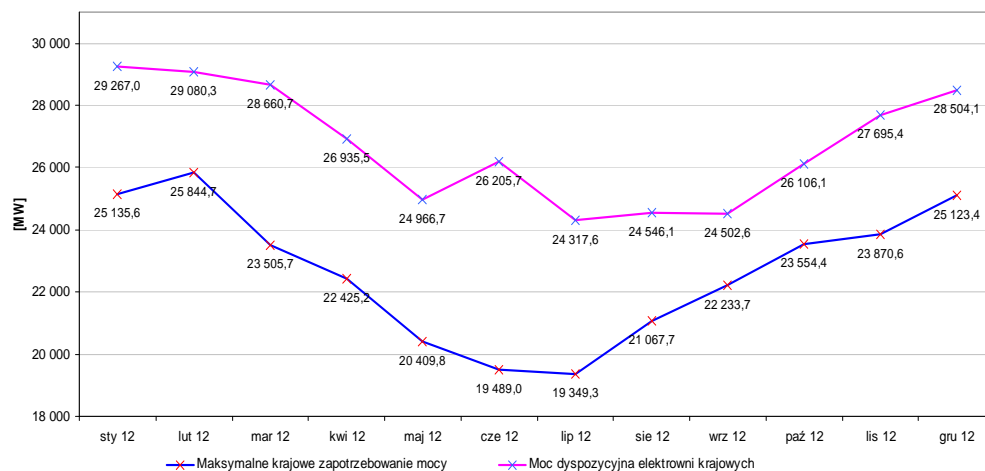
Zgodnie z u-Pe, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła określa Rada Ministrów w drodze rozporządzenia. Jednocześnie Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, może wprowadzić na czas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

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

3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

W ramach monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego w tym zakresie oraz dokonuje ich oceny pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy sieci. W szczególności w ramach monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ocenie podlegała relacja mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2012 r., co zostało przedstawione na rysunku poniżej.

Rysunek 5. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2012 r.

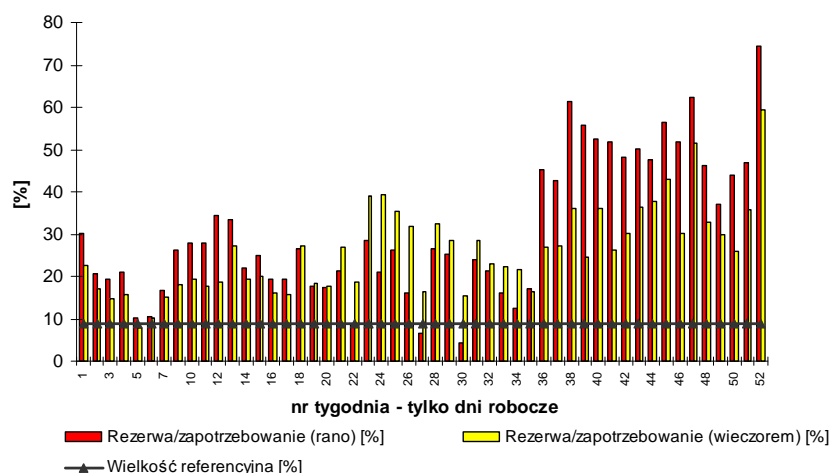


Źródło: URE na podstawie danych OSP.

W 2012 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym, średni tygodniowy stosunek rezerwy do zapotrzebowania na moc w poszczególnych tygodniach obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej), za wyjątkiem 4 tygodni. Taki średni poziom rezerwy (poniżej 9 %) wystąpił w następujących tygodniach: w szczycie wieczornym w 30 tygodniu – 4%, w szczycie porannym w 27 tygodniu – 7%, a także w szczycie wieczornym w 5 tygodniu oraz w szczycie porannym w 22 tygodniu – 8%.

Poniżej przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2012 r.

Rysunek 6. Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2012 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych OSP.

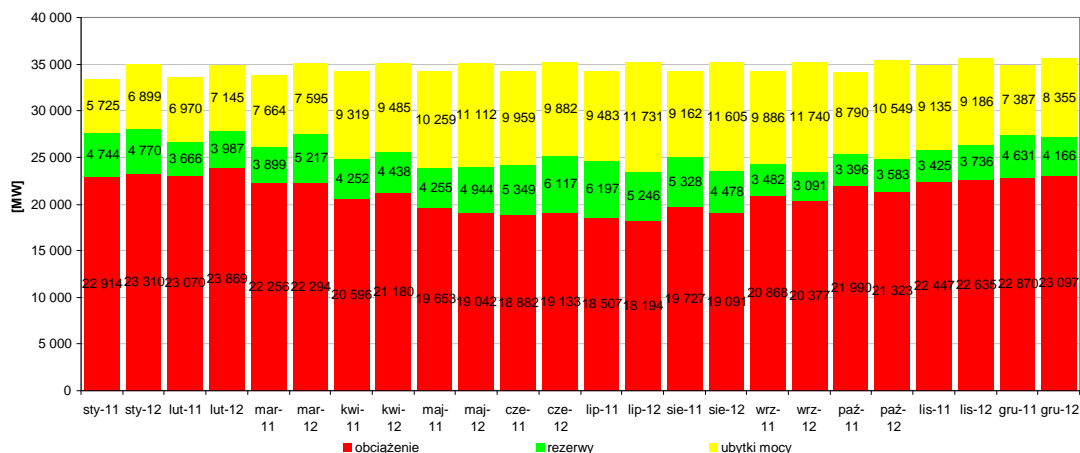
Tabela 3. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2012 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	827	4	1 195	5
max	14 245	96	12 869	76

Źródło: URE na podstawie danych OSP.

Na rys. 7 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2011 r. i 2012 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2012 r. spadek rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia był na podobnym poziomie w porównaniu ze średnią wartością obliczoną dla 2011 r. Podobnie bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 8 można zauważyć, że średnia wartość ubytków wzrosła nieznacznie w porównaniu z danymi dla 2011 r.

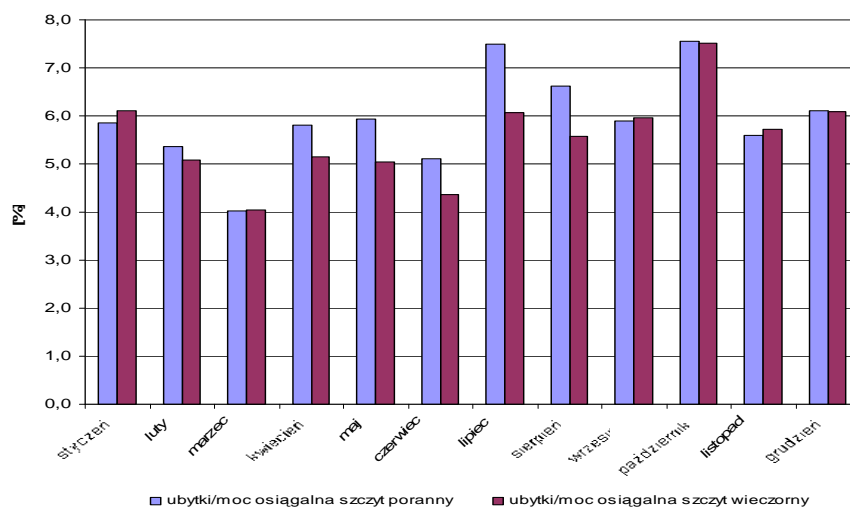
Rysunek 7. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2011 r. i w 2012 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych OSP.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1,4% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w październiku 2012 r. podczas szczytu porannego i wieczornego, i wyniosły 7,5%.

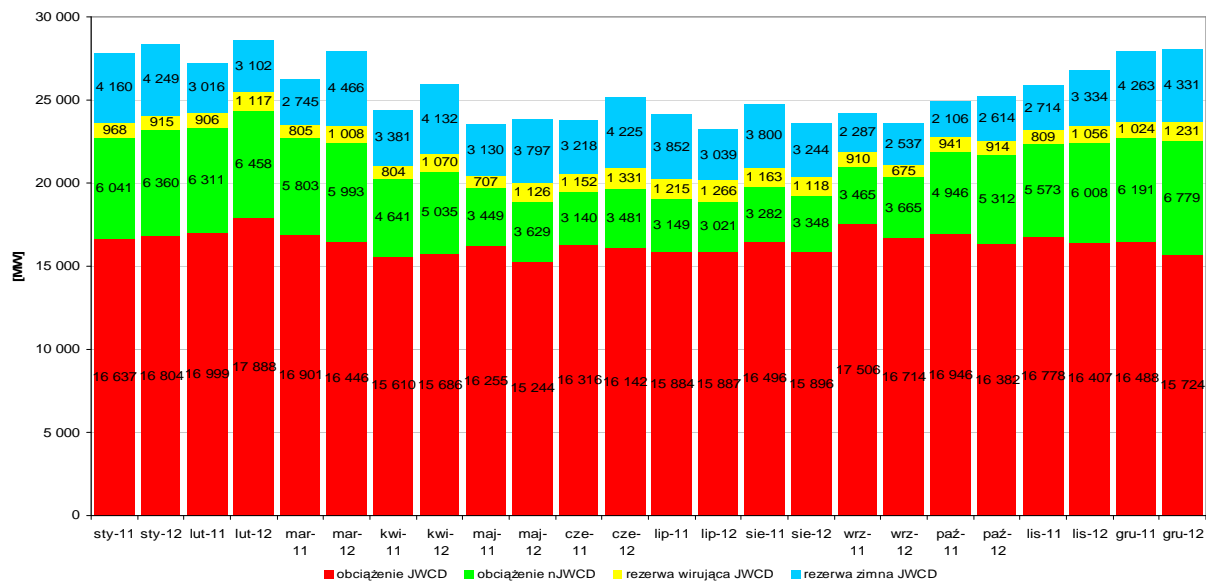
Rysunek 8. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych OSP.

Niezależnie od powyższego, w ujęciu uśrednionym w 2012 r. w porównaniu z 2011 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi. Na rysunku poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2011–2012, na podstawie których można stwierdzić, że średnie obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) nieznacznie wzrosło w relacji do roku 2011. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku zmiany obciążenia w zakresie JWCD, które średnio w 2012 r. zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,5%. Zestawiając uśrednione wartości dla lat 2011 i 2012 dotyczące wykorzystania rezerwy zimnej i wirującej z JWCD można zauważyć niewielkie spadki, które w przypadku rezerwy zimnej w skali roku wyniosły ok. 5%, a w przypadku rezerwy wirującej ok. 3%.

Rysunek 9. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych OSP.

3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze

Podobnie jak w 2011 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 37 GW, przy czym w 2012 r. nastąpił jej wzrost o ponad 1,8%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2012 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2012 r. było zbliżone do poziomu w 2011 r. i mniejsze niż w latach poprzednich, a wskaźnik ten wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Możliwości równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię są badane przez Prezesa URE. Badanie to opiera się na 15-letnich planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, przekazywanych Prezesowi URE co 3 lata (zgodnie z przepisami u-Pe) lub częściej (na wezwanie Prezesa URE) przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW. Ostatnie badanie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE przeprowadził w 2011 r., a jego wyniki zostały szczegółowo opisane w Raporcie Krajowym 2012. Kolejne badanie zostanie przeprowadzone w 2014 r.

W odniesieniu do zamiarów inwestycyjnych dotyczących połączeń międzysystemowych, określone przez OSP potrzeby rozwojowe sieci przesyłowej zawarte są w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, a także w planie wspólnotowym (TYNDP 2012), w części dotyczącej połączeń transgranicznych. W poniższej tabeli przedstawiony został wykaz projektów związanych z połączeniami transgranicznymi z planu rozwoju PSE SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025.

Tabela 4. Wykaz projektów inwestycyjnych z planu rozwoju PSE SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 związanych z połączeniami transgranicznymi

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

Źródło: Plan rozwoju PSE Operator SA.

W wyniku realizacji ww. zadań inwestycyjnych, ujętych w planie rozwoju OSP, spodziewany jest wzrost zdolności przesyłowych pomiędzy Polską a Niemcami o 2 000 MW oraz Polską a Litwą o 1 000 MW¹⁴⁾.

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

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

Dotychczas nie zaszły okoliczności uzasadniające ogłoszenie ww. przetargów.

¹⁴⁾ Wartość przyrostu zdolności przesyłowych wynika z informacji przedstawionych przez PSE SA dla KE w ramach prac nad wyborem projektów PCI.

W pozostałym zakresie środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców są określane przez ministra właściwego do spraw gospodarki, jako organu odpowiedzialnego za nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym w u-Pe. W szczególności działania te są określane w polityce energetycznej, której projekt jest przygotowywany przez ministra właściwego do spraw gospodarki. Obecnie obowiązuje „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów 10 listopada 2009 r.

4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

4.1.1. Unbundling

Wyznaczanie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

W 2012 r. Prezes URE nie prowadził postępowań w sprawie certyfikacji operatorów systemów przesyłowych w związku z niezakończonym procesem implementacji przepisów dyrektywy 2009/73/WE do polskiego porządku prawnego. Ponadto, żaden właściciel sieci przesyłowej nie zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o certyfikację OSP.

W 2012 r., analogicznie jak w latach ubiegłych, funkcjonował jeden operator systemu przesyłowego gazowego – spółka OGP Gaz-System SA – pełniąca tę funkcję od 2006 r. na mocy decyzji Prezesa URE. OGP Gaz-System SA jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego, na którym prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Ponadto, od 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System SA na podstawie decyzji Prezesa URE wykonuje również obowiązki OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Właścicielem tego gazociągu jest posiadające koncesję na przesyłanie paliw gazowych przedsiębiorstwo energetyczne SGT EuRoPol Gaz SA, kontrolowane m.in. przez osobę z kraju trzeciego.

Wstępna ocena sposobu wydzielenia spółki OGP Gaz-System SA (w zakresie operatorstwa na sieciach własnych) sugeruje, że pod pewnymi warunkami spełniałby on wymogi modelu rozdziału właścicielskiego (z ang. *Ownership Unbundling*), o którym mowa w art. 9 dyrektywy 2009/73/WE w zakresie operatorstwa na sieciach własnych. Do uregulowania pozostaje kwestia nadzoru właścicielskiego, tzn. przeniesienie go z Ministerstwa Skarbu Państwa, nadzorującego obecnie również inne podmioty na rynku gazu ziemnego, zajmujące się m.in. wytwarzaniem (wydobyciem) lub obrotem paliwami gazowymi oraz energią elektryczną.

W odniesieniu do operatorstwa w zakresie sieci, które nie stanowią własności OGP Gaz-System SA, wstępna ocena prowadzi z kolei do wniosku, że OGP Gaz-System SA pełni obecnie na polskim odcinku gazociągu jamalskiego funkcję OSP w formule odpowiadającej Niezależnemu Operatorowi Systemu (ISO). Ocena sposobu wypełniania przez OSP przepisów w tym zakresie będzie jednak uzależniona od ostatecznych rozwiązań przyjętych przez Polskę przy implementacji przepisów dyrektywy 2009/73/WE w zakresie operatorów systemów przesyłowych.

Rozdział operatorów systemu dystrybucyjnego

Warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (OSD) określone zostały w u-Pe.

W świetle ww. ustawy OSD gazowy, funkcjonujący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ma obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji. Ponadto, OSD powinien być w pełni niezależny od innych rodzajów działalności związanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Operatorzy, o których mowa powyżej, nie mogą również wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną, ani wykonywać jej na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowych funkcjonujących w przedsiębiorstwach pionowo zintegrowanych nie dotyczy operatorów systemów dystrybucyjnych, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku nie przekracza 100 mln m³.

Analiza przepisów prowadzi do wniosku, że w szczególności przedsiębiorstwo zaangażowane w działalność sieciową nie może posiadać praw i udziałów powiązanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dostaw lub wytwarzania. Posiadanie takich udziałów przez przedsiębiorstwo sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanej branży dostawczej, co w konsekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”.

W przypadkach nieprzestrzegania warunków i kryteriów niezależności przez OSP lub OSD operator podlega karze pieniężnej. Warunki, pod którymi Prezes URE może wymierzyć karę zostały opisane w punkcie 3.1.1 niniejszego raportu. W 2012 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 37, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 31 operatorów niewydzielonych prawnie i organizacyjnie.

Proces unbundlingu OSD został zrealizowany przez 6 OSD należących do GK PGNiG SA. Na mocy decyzji Prezesa URE wszystkie spółki zostały wyznaczone OSD do końca okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych. W związku z przekroczeniem przez dwa przedsiębiorstwa energetyczne zintegrowane pionowo progu 100 mln m³ w 2011 r., w 2012 r. kontynuowany był proces wydzielenia z ich struktur OSD.

Operator systemu magazynowania

W 2012 r. Prezes URE wyznaczył na okres od 1 czerwca 2012 r. do 31 maja 2022 r. spółkę OSM Sp. z o.o. operatorem systemu magazynowania paliw gazowych (OSM) na obszarze określonym w koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych. Z wnioskiem do Prezesa URE o wyznaczenie OSM wystąpił właściciel podziemnych magazynów gazu spółka PGNiG SA, która przekazała OSM Sp. z o.o. wyłączne prawo dysponowania instalacjami magazynowymi w celu świadczenia przez nią usług magazynowania paliw gazowych na rzecz użytkowników instalacji magazynowych. Konsekwencją powyższej decyzji było uchylene decyzji w sprawie wyznaczenia spółki PGNiG SA operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2025 r. Uzasadnieniem takiej decyzji był fakt trwałego zaprzestania wykonywania przez PGNiG SA działalności koncesjonowanej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, objętej koncesją udzieloną decyzją Prezesa URE.

Operator systemu skraplania gazu ziemnego

W 2012 r. funkcjonowało dwóch operatorów systemów skraplania gazu ziemnego. Działalność z wykorzystaniem instalacji skroplonego gazu ziemnego wykonywały podmioty będące jednocześnie OSD. Instalacje takie zasadniczo zasilają sieci dystrybucyjne lub instalacje nie posiadające połączeń z krajowym systemem gazowniczym.

Programy zgodności

Podstawa prawna przygotowywania przez operatorów Programów zgodności, jak i wytyczne co do treści nadesłanych sprawozdań zostały opisane w rozdziale 3.1.1. Wszyscy OSD, którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia Prezesowi URE sprawozdań z realizacji Programów zgodności, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2012, dochowując ustawowego terminu (koniec I kwartału 2013 r.). Swoje sprawozdanie przesłał również OSP. Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z u-Pe sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE oraz na stronie internetowej.

Z przedstawionych przez operatorów sprawozdań nie wynika, by w badanym okresie odnotowano naruszenia Programów zgodności. Do badanych podmiotów nie wpłynęły żadne skargi ani wnioski związane z realizacją Programu.

W celu wdrożenia, przestrzegania, monitoringu i dokonywania interpretacji Programów operatorzy powołali stanowisko Inspektora ds. zgodności, które powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. W praktyce niełączenie stanowiska Inspektora z innymi stanowiskami wystąpiło u dwóch operatorów. U pozostałych łączono je z innym szeregowym

być nawet kierowniczym stanowiskiem. Inspektorzy przeszkolili wszystkich pracowników operatorów w zakresie bezwzględnie przestrzegania postanowień Programów.

W poszczególnych OSD aktualizowano instrukcje i standardy przyłączania do sieci gazowej celem dostosowania do nowych IRiESD. Zaktualizowano również wzory dokumentów (wnioski i umowy) potrzebnych do realizacji usługi o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego. Zmiany te należy ocenić pozytywnie – standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu.

W ocenie URE Programy zgodności powinny być dostępne nie tylko dla pracowników operatorów, ale również dla każdego zainteresowanego uczestnika rynku gazu, a zatem powinny być opublikowane na stronach internetowych poszczególnych operatorów. W szczególności dostęp do Programów powinni mieć Zleceniodawcy Usługi Dystrybucyjnej (ZUD)¹⁵⁾, którzy w ten sposób będą mieli możliwość zbadania działań podejmowanych wobec nich przez operatorów pod kątem przestrzegania zasad niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu dystrybucyjnego i przesyłowego. Z przedstawionych sprawozdań wynika, że połowa badanych podmiotów zastosowała tę dobrą praktykę.

Do najważniejszych informacji, które powinny być udostępnione uczestnikom rynku należy procedura zmiany sprzedawcy. Wszyscy OSD udostępniają na swoich stronach internetowych, jak i w swoich siedzibach informacje dotyczące procedury zmiany sprzedawcy oraz komplety dokumentów potrzebne do zawarcia umów przyłączeniowych oraz usług dystrybucji paliwa gazowego. W celu ułatwienia swobodnego wyboru sprzedawcy OSD publikują również listę z nazwami ZUD-ów, z którymi zawarto umowę o świadczenie usługi dystrybucji.

W ramach ochrony danych sensytywnych w poszczególnych OSD aktualizowano systemy zarządzania bezpieczeństwem informacji. Część operatorów uzyskała certyfikaty potwierdzające zgodność systemów zarządzania bezpieczeństwem informacji z normami ISO, pozostali OSD podejmują starania o ich uzyskanie.

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 OSP przeprowadził kontrole pomieszczeń w spółce pod kątem eksponowania materiałów promocyjnych i reklamowych innych przedsiębiorstw energetycznych. Zdaniem URE takie działanie stanowi dobrą praktykę wartą zastosowania u pozostałych operatorów.

4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Zasady bilansowania systemu

Na rynku gazu ziemnego zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami są opracowywane zgodnie z u-Pe, przez OSP i OSD, i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

W 2012 r. zasady bilansowania były określone w II części IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE decyzją z 27 września 2011 r. Zasady te oparte były na obowiązku wnoszenia opłat za niezbilansowanie powyżej limitów określonych w instrukcji.

Mając na uwadze przyjęcie przez ACER Wytocznych Ramowych w sprawie Kodeksu Sieci ds. Bilansowania Systemu, w 2012 r. prowadzone były prace nad implementowaniem do krajowego systemu rozwiązań umożliwiających zastosowanie przez OSP rynkowych mechanizmów bilansowania. Nowe przepisy w zakresie zasad bilansowania weszły w życie 1 stycznia 2013 r.

Poza udziałem w pracach nad stworzeniem nowych zasad bilansowania systemu gazowego Prezes URE w 2012 r. prowadził monitorowanie opłat za niezbilansowanie, wynikających z dotychczasowej IRiESP, która obowiązywała do końca 2012 r.

Zmiana przepisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

24 lipca 2012 r. Prezes URE decyzją administracyjną zatwierdził IRiESP i ustalił datę wejścia w życie Instrukcji na 1 stycznia 2013 r. Dokument wprowadza istotne zmiany, które umożliwią harmo-

¹⁵⁾ ZUD (Zleceniodawca Usługi Dystrybucji) – osoba fizyczna lub prawna a także jednostka organizacyjna nie posiadająca osobowości prawnej, lecz posiadająca zdolność prawną, która korzysta z usługi dystrybucji na podstawie umowy.

nizację zasad funkcjonowania systemu ze standardami wypracowanymi przez europejskich operatorów sieci przesyłowych. Instrukcja wdraża operacyjne narzędzia do rozwoju giełdowego rynku gazu w Polsce oraz implementuje rozwiązania zawarte w III pakiecie energetycznym.

Nowe zapisy Instrukcji mają na celu promowanie konkurencji poprzez ułatwienie nowym podmiotom wejścia na rynek gazu i uproszczenie zasad korzystania z systemu przesyłowego. Wprowadzony został punkt wirtualny, który daje możliwość sprzedaży oraz zakupu paliwa gazowego znajdującego się w sieci przesyłowej w oderwaniu od jego fizycznej lokalizacji. Wprowadzenie takiego rozwiązania umożliwia również realizowanie obrotu na giełdzie gazu prowadzonej przez TGE SA. Wprowadzenie wirtualnego punktu wejścia i wyjścia (przy zastosowaniu modelu *entry-exit*) umożliwia także zawieranie transakcji na rynku pozagiełdowym oraz na rynku bilansującym. Stronami transakcji na tym rynku są użytkownicy systemu przesyłowego oraz Gaz-System SA jako operator systemu przesyłowego.

W stosunku do dotychczasowych rozwiązań Instrukcja ogranicza ilość limitów niezbilansowania do jednego dobowego limitu, ustalonego na poziomie 5%. Dodatkowo przyjęte w IRiESP rozwiązania spowodują również uproszczenie funkcjonowania rynku gazu na połączeniach z systemami dystrybucyjnymi i magazynowymi. W tym celu stworzono obszary dystrybucyjne, reprezentowane przez jeden punkt wejścia i jeden punkt wyjścia dla całego obszaru działania poszczególnych OSD. Operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz magazynowania zawierają z Gaz-System SA międzyoperatorską umowę przesyłową (MUP), która obejmuje zakres obecnie obowiązujących porozumień operatorskich oraz inne kwestie związane z przydziałem przepustowości. Zgodnie z zaproponowanymi zasadami, tylko OSD i OSM będą miały prawo zakupu przepustowości (mocy umownej) na połączeniu ich systemów z siecią przesyłową. Przepustowość ta zostanie udostępniona innym uczestnikom rynku w formie odpowiednich przydziałów zdolności w systemie przesyłowym stosownie do zapotrzebowania na świadczenie usług dystrybucji lub magazynowania paliwa gazowego.

W celu wspierania rozwoju rynku bilansującego stworzono narzędzia, w tym platformę informacyjną OGP Gaz-System SA, a także uruchomiono giełdę gazu, co umożliwia wykorzystanie mechanizmów rynkowych do bilansowania handlowego dla uczestników rynku.

Zmiany przepisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych

W 2012 r. zostały zatwierdzone zmiany w IRiESD największych operatorów dystrybucyjnych, w związku z zatwierdzeniem zmian w IRiESP. Wprowadzone w IRiESD zmiany miały na celu dostosowanie zasad funkcjonowania dystrybucji gazu do nowego modelu rynku określonego w Instrukcji OSP, która weszła w życie 1 stycznia 2013 r.

Przepisy IRiESD wprowadziły m.in. następujące zmiany:

- nowe zasady współpracy pomiędzy operatorami gwarantujące zniesienie ograniczeń systemowych w zakresie wejścia do strefy dystrybucyjnej,
- rozszerzenie procedury zmiany sprzedawcy o możliwość nabywania paliwa gazowego w punkcie wirtualnym oraz zapewnienie „zasady plecaka” w przypadku zmiany sprzedawcy w sieci małych OSD,
- procedury zgłaszania umów do realizacji, uwzględniające nowy model rynku przewidujący handel gazem w punkcie wirtualnym,
- nowe zasady alokacji paliwa gazowego na punkcie wejścia do sieci dystrybucyjnej, uwzględniające handel gazem w punkcie wirtualnym oraz szacowanie ilości paliwa gazowego w oparciu o wskaźniki temperaturowe,
- ograniczenie działań w zakresie bilansowania handlowego do sieci gazu zaazotowanego i gazu propan-butan (zgodnie z nową IRiESP bilansowanie w sieci gazu wysokometanowego realizowane będzie przez OSP),
- stworzenie możliwości sprzedaży gazu w punkcie wirtualnym w przypadku źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- zwiększenie przejrzystości procedury przyłączenia do sieci.

Standardy bezpieczeństwa i niezawodności dostaw, standardy jakościowe (obsługi odbiorców i parametrów gazu)

Do zadań Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny – ustawowy przepis

będący źródłem przedmiotowego obowiązku nie wymienia poszczególnych działań, tak jak to ma miejsce w art. 5 dyrektywy 2009/73/WE.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw Prezes URE dokonuje przeglądu sposobu realizacji przez operatorów systemu gazowego ich ustawowych obowiązków oraz ocenia ich działania pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy systemu zgodnie z kryteriami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Prowadzona kontrola odbywa się także w ramach analiz sprawozdań z wykonania Planów rozwoju, w tym monitorowania realizacji inwestycji, których celem było zapewnienie ciągłości świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych z zachowaniem wymaganego stopnia bezpieczeństwa i niezawodności, a także stworzenia warunków dla rozwoju rynku. Kryteria istotne dla bezpieczeństwa dostaw brane pod uwagę przy analizie zadań inwestycyjnych, dotyczą:

- dostosowania systemów gazowych do nowych warunków pracy wynikających z przyłączenia nowych źródeł pozyskania gazu oraz nowych odbiorców,
- możliwości dywersyfikacji kierunków i dróg dostaw gazu do Polski,
- odtworzenia lub modernizacji istniejących obiektów infrastruktury gazowej,
- przystosowania systemów do obowiązujących norm, przepisów prawnych oraz technicznych,
- likwidacji tzw. „wąskich gardeł” w sieciach.

Sam monitoring realizacji odbywa się w oparciu o coroczne sprawozdania z realizacji planów rozwoju i porównanie ich z uzgodnionym planem rozwoju, w zakresie wykazu inwestycji i nakładów, jakie przedsiębiorstwo planowało ponieść i w konsekwencji poniosło oraz danych ilościowych dotyczących w szczególności liczby odbiorców i ilości przesłanego gazu – planowanych i zrealizowanych. Dodatkowo, stan bezpieczeństwa sieci można ocenić na podstawie informacji o strukturze wiekowej majątku oraz liczbie przerw i awarii zawartych w ww. sprawozdaniach. Wnioski z powyższego monitoringu są uwzględniane w dalszych działaniach regulacyjnych Prezesa URE, w szczególności na etapie uzgadniania planów rozwoju.

Ponadto, do kontroli standardów bezpieczeństwa zalicza się kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz raportowanie przez operatorów wprowadzanych ograniczeń dostaw.

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

Parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardy jakościowe obsługi odbiorców, w tym sposób realizacji reklamacji, uregulowane są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego¹⁶⁾. Zgodnie z rozporządzeniem paliwa gazowe dostarczane przez przedsiębiorstwa gazownicze powinny spełniać odpowiednie parametry jakościowe. Jednocześnie rozporządzenie nakłada na OSP i OSD obowiązek przeprowadzania badań poszczególnych parametrów jakościowych.

Kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy. Ponadto, w razie zastrzeżeń dotyczących jakości dostarczanych paliw gazowych, odbiorca może zażądać zbadania prawidłowości działania układu pomiarowego w niezależnym laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną na zasadach i w trybie określonym w ustawie z 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności¹⁷⁾. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty badań, a także na własny koszt dokonuje korekty za dostarczone paliwo gazowe na zasadach i terminach określonych w taryfie.

W dotychczasowej praktyce zastrzeżenia pochodziły głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych, a interwencja Prezesa URE polegała przede wszystkim na wezwaniu operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych do przedstawienia raportów w zakresie jakości gazu (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączona była instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. W niektórych przypadkach korzystano również z wyników analiz przeprowadzonych przez instytuty badawcze oraz jednostki naukowe. Regulator nie posiada bowiem ani laboratorium, ani odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych gazu przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Prezes URE akceptuje bowiem zawarte w taryfach ceny i stawki opłat tylko wtedy, gdy

¹⁶⁾ Dz. U. Nr 133, poz. 891, z późn. zm.

¹⁷⁾ Dz. U. Nr 204, poz. 2087, z późn. zm.

zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w rozporządzeniu dotyczącym taryf dla paliw gazowych. Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu odbiorcy przysługują bonifikaty, sposób ustalenia których określa taryfa. W taryfie ustalone są ponadto bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Opłaty te wynikają bezpośrednio z ww. rozporządzenia i naliczane są na podstawie taryfy.

Odbiorcy z reguły nie znają swoich praw skarżąc się regulatorowi na działania przedsiębiorstw gazowniczych. W takich przypadkach udzielane są im wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach, zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym.

Kontrola w zakresie standardów bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz standardów jakościowych odbywała się także poprzez raportowanie operatora systemu przesyłowego na temat przychodów i kosztów wynikających z IRIESP. Stosowne informacje o opłatach i bonifikatach naliczonych przez OSP na podstawie II cz. IRIESP przekazywane są Prezesowi URE w odstępach kwartalnych. Informacje te pozwalają na identyfikację i ocenę przypadków niedotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych oraz wprowadzanych ograniczeń dostaw z przyczyn leżących po stronie OSP.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Monitorowanie czasu przyłączania podmiotów do sieci oraz dokonywania napraw tych sieci jest prowadzone w URE na bieżąco i odbywa się m.in. w drodze weryfikacji i analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw, ich odbiorców oraz innych interesariuszy.

Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu operatora systemu przesyłowego zostały przedstawione w tab. 5.

Tabela 5. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2012 r.

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			
		czas trwania [min]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min./odb.]	ilość niedostarczonego paliwa [mln m ³]
Awarie	49	135	1	135	0,010
Prowadzone prace planowe	310	-	-	-	-
Ograniczenia	82	3 119 464	-	-	-

Źródło: URE.

Porównując przedstawione powyżej dane z danymi z wcześniejszych okresów, zauważyć należy drastyczny skok odnotowanych awarii na sieci przesyłowej oraz istotny wzrost ograniczeń wynikających z prowadzonych przez OSP prac planowych. W 2012 r. odnotowano 82 przypadki ograniczeń w dostawach gazu, wprowadzane zasadniczo w związku z prowadzonymi przez operatora pracami na sieci przesyłowej. Prowadzone przez OSP prace inwestycyjne nie przełożyły się bezpośrednio na zmniejszenie liczby awarii, co może wynikać z zakresu prac nad nowymi projektami. Niemniej jednak, obecna sytuacja wymaga poprawy, a prace dotyczące utrzymania istniejącej sieci w należyтым stanie technicznym będą wymagały zwymiarowania.

Stan rozwoju sieci przesyłowej przekłada się również na problemy z zapewnieniem dostaw do odbiorców ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych, w okresie zwiększonego popytu na gaz. Wymusza to zawieranie tzw. umów przerywanych oraz udzielanie odmów przyłączenia do sieci z powodów technicznych. O potrzebach inwestycyjnych w obszarze sieci świadczą również dane w zakresie średniego czasu przerw w dostawach gazu w przeliczeniu na odbiorcę przyłączonego sieci przesyłowej, który wynosił w 2012 r. 135 min./odb. Należy jednak wskazać, że czas ten był ponad dwukrotnie krótszy niż w roku 2011.

Tabela 6. Przerwy w dostawach paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w 2012 r.

Rok	Przerwy					
	awarie			prowadzone prace planowe		
	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas
	[min.]	[szt.]	[min./odb.]	[min.]	[szt.]	[min./odb.]
2005	43 341 809,10	109 571	395,56	79 411 583,60	194 219	408,88
2006	89 518 594,80	123 361	725,66	76 721 978,40	153 386	500,19
2007	46 707 750,34	89 218	523,52	78 061 416,00	153 083	509,93
2008	110 416 057,40	104 108	1 060,62	131 395 059,60	130 673	1 005,53
2009	81 563 843,00	102 763	793,71	130 628 780,40	151 273	863,53
2010	27 236 695,80	117 616	231,60	55 470 326,40	162 637	341,07
2011	134 905 821,96	136 307	989,72	162 790 249,80	183 548	886,91
2012	102 370 430,40	91 931	1 113,56	159 639 406,18	166 928	956,34

Źródło: URE.

W 2012 r. Prezes URE monitorował czas potrzebny przedsiębiorstwom do realizacji przyłączy do sieci gazowej. Informacje o realizacji w 2012 r. przyłączy do sieci gazowej Gaz-System SA oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy podlegali obowiązkowi prawnego wydzielenia przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 7. Informacje o realizacji przyłączy do sieci gazowej w 2012 r.

	Liczba przyłączy do sieci zrealizowanych w 2012 r.	Liczba przyłączy do sieci nie zrealizowanych w 2012 r.	Liczba przyłączy o przekroczonym czasie realizacji	Standardowy czas realizacji przyłączenia do sieci gazowej
OGP Gaz-System SA	14	1	1	33-miesiące – dla odbiorców końcowych gr. A 22-miesiące – dla odbiorców gr. C w zakresie przesyłu i dystrybucji
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych*	40 320	4 685	6 639	5-9 miesięcy

* Operatorzy systemów dystrybucyjnych objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia.

Źródło: URE.

Przedstawione w tabeli informacje wskazują na wysoką liczbę zrealizowanych przez OSD oraz OSP w 2012 r. przyłączy do sieci gazowej. Jednocześnie liczba przyłączy w zakresie sieci dystrybucyjnej, co do których odnotowano przekroczenie czasu realizacji nie przekracza 17%. Istotny jest również czas realizacji przyłączenia do sieci, który dla odbiorców przyłączanych do sieci dystrybucyjnej wynosił od 5 do 9 miesięcy. Czas ten uzależniony był od zakresu technicznego wymaganego dla realizacji przyłączenia, w celu doprowadzenia paliwa gazowego do obiektu przyłączanego. Z powyższego wynika, że czas realizacji jest zdecydowanie krótszy w przypadku zadań obejmujących budowę samego przyłącza gazowego, natomiast wydłuża się jeżeli prace związane są z budową gazociągu i przyłącza, bądź przyłącza wraz ze stacją gazową. Może to świadczyć o czasochłonności pozyskiwania zgód i pozwoleń wymaganych w trakcie budowy sieci. Zgromadzone dane potwierdzają zasadność działań legislacyjnych nakierowanych na upraszczanie procesu inwestycyjnego.

Jednocześnie, na podstawie informacji pozyskanych w ramach prowadzonego w URE monitorowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci zidentyfikowano główne przyczyny niedotrzymania terminu realizacji przyłączenia do sieci gazowej przewidzianego umową, do których należą m.in.:

- uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjno-prawnych (tj. trudności w uzyskaniu zgód właścicieli nieruchomości na lokalizację i wybudowanie gazociągu/przyłącza oraz związana z tym często konieczność uzyskania tytułu prawnego do nieruchomości, na których miała być budowana sieć

- lub instalacja gazowa; czasochłonność postępowań administracyjnych lub sądowych w zakresie ustanowienia służebności przesyłu),
- opóźnienia ze strony klienta w wywiązywaniu się z terminów obowiązujących w umowie o przyłączenie do sieci gazowej,
 - niekorzystne warunki atmosferyczne powodujące opóźnienia w pracach prowadzonych w terenie.

Realizacja zadań nałożonych na regulator odbywała się ponadto poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa z obowiązkowego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej. Dodatkowo, regulator rozstrzyga również sprawy sporne w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej oraz rozpatruje skargi, dotyczące warunków przyłączania do sieci i ich realizacji, jak również dokonywania napraw tych sieci. W 2012 r. do URE wpłynęły zawiadomienia przedsiębiorstw gazowniczych informujące o wydaniu 6 322 odmów przyłączenia do sieci gazowej. Przypadki takie są przedmiotem monitorowania ze strony regulatora.

Tabela 8. Liczba odmów przyłączenia do sieci gazowej

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Liczba odmów w 2012 r.
1	OGP Gaz-System SA	19
2	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Grupy Kapitałowej PGNiG SA	6 296
3	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych nie objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia	7
	RAZEM	6 322

Źródło: URE.

Przedstawione w powyższej tabeli informacje wskazują na relatywnie niewielką liczbę odmów przyłączenia do sieci przesyłowej przy przeważającej liczbie odmów przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Związane jest to z odmiennymi warunkami technicznymi, w tym lokalizacją podmiotu wnoszącego (znacznym oddaleniem od sieci lub nie ujęciem danego obszaru w planie rozwoju) oraz ze znacznie większą liczbą odbiorców wnoszących o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, niż przesyłowej. W ramach monitorowania przedsiębiorstw z wywiązywania się z obowiązkowego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej, jako główne przyczyny odmów przedsiębiorstwa wskazywały: brak warunków ekonomicznych (ponad 70%) oraz brak warunków technicznych (blisko 30%). Ponadto, brak możliwości technicznych realizacji przyłączenia gazowego związany był z brakiem przepustowości sieci na danym obszarze kraju tzw. wąskie gardła, gdzie brak rozbudowy sieci przesyłowej determinuje dalszy rozwój infrastruktury dystrybucyjnej i niemożność przyłączenia nowych odbiorców. Remedium na obecny stan są więc dalsze inwestycje w infrastrukturę gazową (zgodnie z uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju), które powinny przyczynić się do rozbudowy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego w Polsce oraz wpłynąć na optymalizację ich pracy i zwiększenie przepustowości, w tym przesyłanie gazu w nowych kierunkach.

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

W 2012 r. Prezes URE przeprowadził monitoring świadczenia usług magazynowych przez OSM. W wyniku badania ankietowego ustalono, że w 2012 r. OSM dysponował instalacjami magazynowymi w podziemnych magazynach gazu o łącznym wolumenie pojemności w wysokości 1 821,89 mln m³, oferując ciągłe i przerywane usługi długo- i krótkoterminowe w formie pakietów, pakietów elastycznych i usług magazynowania rozdzielonych, oraz usługi dobowe. W ramach umów długoterminowych udostępnił on 1 796 mln m³ pojemności magazynowej, w tym 50 mln m³ na potrzeby realizacji zadań operatora systemu przesyłowego (OSP), natomiast 25,5 mln m³ OSM udostępnił w formie usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych. Z informacji przekazanych przez OSM w trakcie monitoringu wynika, że w 2012 r. OSM udostępnił nowe zdolności magazynowe. W instalacji magazynowej PMG Wierzchowice w ramach usług długoterminowych na zasadach przerywanych zostało zaoferowanych 350 pakietów. Ich rozdysponowanie, ze względu na zapotrzebowanie przekraczające wolumen dostępnych usług, nastąpiło poprzez zastosowanie procedury proporcjonalnego rozdziału oferowanych usług, w wyniku której zostały zawarte dwie umowy. W instalacji magazynowej KPMG Mogilno w ramach usług krótkoterminowych na zasadach przerywanych udostępniono 51 pakietów, o przyznanie których wnioskował tylko jeden podmiot. Dodatkowo OSM poinformował, że w celu utwo-

rzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w 2012 r. została przeprowadzona procedura rozdziału zwalnianych zdolności magazynowych. Ze względu na zainteresowanie przekraczające wolumen dostępnych usług, dokonano proporcjonalnego rozdziału usług magazynowania i zawarto dwie umowy o świadczenie usług długoterminowych na zasadach ciągłych.

W ramach monitoringu OSM wskazał, że zasady udostępniania zdolności magazynowych zostały określone przez niego w: Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM), harmonogramach procedur udostępniania nowych zdolności magazynowych w instalacjach magazynowych oraz taryfie w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego.

Na swojej stronie internetowej OSM udostępniał szczegółowe informacje dotyczące oferowanych usług oraz stosowanych warunków zawierania umów, a także bieżącej i planowanej pracy podziemnych magazynów gazu w tym:

- stanu napełnienia każdego z PMG na początek i na koniec doby magazynowej – stan uaktualniany raz na dzień,
- dobowych ilości zatłoczonego/odebranego paliwa gazowego – stan uaktualniany raz na dzień,
- niezakontraktowanych zdolności magazynowych,
- planowanych i nieplanowanych przestoju w instalacjach magazynowych,
- dostępnych niewykorzystanych mocy w ramach Umowy Magazynowej Dobowej – publikowane w ciągu kilku minut od pojawienia się niewykorzystanych nominalnych mocy zatłaczania i nominalnych mocy odbioru.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

W 2012 r. Prezes URE monitorował wdrażanie środków zabezpieczających na wypadek nagłego kryzysu na rynku energetycznym, zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego lub bezpieczeństwa osób, urządzeń, instalacji lub integralności systemu, poprzez weryfikację planów ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych, przedkładanych do zatwierdzenia przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą o zapasach, jeżeli w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu działania zaradcze podjęte przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych okażą się niewystarczające, operator zgłasza ministrowi właściwemu do spraw gospodarki potrzebę wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń. Ograniczenia maksymalnego 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 lub 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.

Operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Plany te określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Podmioty zobowiązane do sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

Plany wprowadzania ograniczeń są corocznie aktualizowane i przedkładane, do 15 listopada danego roku, do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹⁸⁾, ograniczeniami 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 oraz ust. 3 u-Pe, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h i ujęci w planach wprowadzania ograniczeń. Ograniczenia wynikające z ww. planów nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

W okresie obowiązywania ograniczeń operator systemu przesyłowego gazowego:

- realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń, przez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń,
- koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu gazowego i realizacji ograniczeń wprowadzonych na podstawie 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.

W 2012 r. do Prezesa URE wpłynęło 31 wniosków o zatwierdzenie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego od OSD i jeden wniosek w tej sprawie od OSP. Prezes URE decyzjami wydanymi w grudniu 2012 r. zatwierdził plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedstawione przez siedmiu OSD gazowych. Dodatkowo, w lutym 2012 r. Prezes URE wydał decyzję dotyczącą zmiany planu ograniczeń zatwierdzonego w 2011 r., co było następstwem zmian dokonanych w umowach z odbiorcami. Wnioski pozostałych operatorów ws. zatwierdzenia planów ograniczeń na kolejny okres, w tym wniosek operatora systemu przesyłowego, będą rozpatrzone w 2013 r.

W 2012 r. ograniczenia w poborze gazu ziemnego nie zostały wprowadzone do stosowania.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Na mocy postanowień ustawy o zapasach Prezes URE, w drodze decyzji, weryfikuje bądź ustala zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających w okresie od 1 października 2012 r. do 30 września 2013 r. – co najmniej 30 dniom średniego dziennego przywozu tego gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, umożliwiające podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw tego gazu na rynek.

Weryfikacja wskazanych zapasów dotyczy przedsiębiorstw, które prowadzą już działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, natomiast ich ustalenie odnosi się do podmiotów, które rozpoczynają działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży.

W pierwszym przypadku wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego przedsiębiorstwo ustala na podstawie wielkości jego przywozu, w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, wynikających ze sporządzanych przez nie sprawozdań statystycznych. Informację o wielkościach zapasów ustalonych na podstawie realizowanego już przywozu przedsiębiorstwo zobowiązane jest przedłożyć Prezesowi URE do 15 maja danego roku.

Natomiast w przypadku drugim, wielkość zapasów obowiązkowych jest ustalana przez Prezesa URE:

- na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września na podstawie deklaracji przedsiębiorstwa, dotyczącej planowanej wielkości przywozu,
- od 1 października do 30 września kolejnego roku na podstawie średniej ilości gazu przywiezionego w dotychczasowym okresie prowadzenia działalności.

W 2012 r. Prezes URE wydał jedną decyzję, którą zweryfikował ustaloną przez PGNiG SA wielkość zapasów, jakie przedsiębiorstwo to zobowiązane było utrzymywać w okresie od 1 października 2012 r. do 30 września 2013 r. Na jej mocy wielkość ta została zmniejszona z 886,12 mln m³ do 883,7 mln m³, w związku z tym, że rok stanowiący podstawę wyznaczenia omawianych zapasów był rokiem przejściowym. Wprawdzie pierwotna wielkość była prawnie dopuszczalna, jednak – biorąc pod uwagę kosz-

¹⁸⁾ Dz. U. Nr 178, poz. 1252.

ty utrzymania zapasów, które ponoszą wszyscy odbiorcy przedsiębiorstwa – Prezes URE nie znalazł podstaw do jej ustalenia w ilości większej od ilości minimalnej.

W 2012 r. Prezes URE, działając na podstawie ustawy o zapasach, przeprowadził kontrolę wypełnienia przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego¹⁹⁾. Kontrolą objęte zostały trzy przedsiębiorstwa, przy czym jedna kontrola została zakończona na początku 2013 r., a dwie nadal są prowadzone. Zakończona kontrola dotyczyła PGNiG SA, do którego 30 listopada 2012 r. wysłane zostało wezwanie do przedstawienia informacji dotyczących realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w ilości zapewniającej zaopatrzenie Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizację skutków zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego. W ramach prowadzonego postępowania spółka przedstawiła stosowne informacje i wyjaśnienia, wraz z dokumentacją potwierdzającą m.in.: poziom zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez przedsiębiorstwo, wykonanie usługi magazynowej w celu utrzymania zapasów obowiązkowych oraz jakość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Dla celów kontroli potwierdzono także zawarcie pomiędzy PGNiG SA i OSP umowy o świadczenie usługi przesyłania oraz możliwość odbioru gazu stanowiącego planowane zapasy obowiązkowe. Przeprowadzona przez Prezesa URE kontrola wykazała, że spółka nie naruszyła w badanym okresie przepisów ustawy o zapasach. Zapasy obowiązkowe były uruchomione zgodnie z posiadaną przez przedsiębiorstwo decyzją z 2 lutego 2012 r., wydaną przez ministra właściwego ds. gospodarki na okres dwóch miesięcy. Konieczność uruchomienia zapasów uzasadniona była znacznym wzrostem zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny związany z gwałtownym spadkiem temperatury powietrza w końcu stycznia 2012 r. (1 lutego 2012 r. zapotrzebowanie wzrosło do poziomu 67,6 mln m³ przy średniodobowej temperaturze -11,9 °C). Skutkiem powyższych działań było wystąpienie niedoboru zapasów gazu (wg stanu na 31 maja 2012 r.) w stosunku do poziomu wymaganego przez decyzję Prezesa URE²⁰⁾. Jednakże, do 20 czerwca 2012 r. spółka PGNiG SA uzupełniła zapasy obowiązkowe do wielkości ustalonej decyzją Prezesa URE.

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

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

Podstawą kalkulacji taryf dla usług dystrybucji paliw gazowych lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego są przepisy zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi²¹⁾, zwanym dalej „rozporządzeniem taryfowym”. Taryfy dla usług przesyłania i magazynowania paliw gazowych oprócz zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym uwzględniają również postanowienia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005²²⁾, zwanego dalej „rozporządzeniem 715/2009”.

W zatwierdzonych w 2012 r. taryfach za świadczone usługi przesyłania stawki opłat przesyłowych ustalone zostały jako stawki typu wejście-wyjście (*entry-exit*). W taryfach tych zamieszczone zostały również zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (w tym umów jednodniowych), warunki świadczenia i zasady ustalania opłat dla usług przesyłania na zasadach przerywanych oraz zasady ustalania opłat za usługi zwrotnego przesyłania gazu. W taryfie OSP dodatkowo określone zostały zasady rozliczeń w okresie rozruchu technologicznego.

¹⁹⁾ Zgodnie z art. 30 ust. 1 ustawy o zapasach, kontrola dotyczy przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom w zakresie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 24, oraz spełnienia warunków określonych w art. 24a ustawy.

Działając na podstawie art. 64 ust. 1 pkt 1 ustawy Prezes URE wymierza kary za niedotrzymanie przepisów dotyczących tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które w zależności od złamanego przepisu są nakładane na przedsiębiorstwo bądź osobę kierującą działalnością danego przedsiębiorstwa.

W oparciu o wyniki kontroli, Prezes URE, działając na podstawie art. 30 ust. 9 ustawy, może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom do usunięcia uchybień określonych w protokole z kontroli, wyznaczając termin ich usunięcia.

²⁰⁾ Zgodnie z decyzją Prezesa URE z 6 maja 2011 r. wymagana wielkość zapasów powinna wynosić 555 800 000 m³.

²¹⁾ Dz. U. z 2008 r. Nr 28, poz. 165.

²²⁾ Dz. Urz. UE L 211/36.

Taryfa za świadczone usługi magazynowania umożliwiła z kolei rozliczenie usług ciągłych i przerywanych, długo- i krótkoterminowych (miesięcznych, tygodniowych i dobowych), świadczonych w formie pakietów (w tym pakietu elastycznego) i rozdzielnie.

W 2012 r. niejako „zawieszony” został – wprowadzony po raz pierwszy w 2011 r. – wieloletni model regulacji, który miał być stosowany przy zatwierdzeniu taryf operatorów systemu dystrybucyjnego, prowadzących swoją działalność w ramach GK PGNiG SA (zwanymi dalej „OSD”), do sieci których przyłączonych jest więcej niż 100 tys. odbiorców. Model miał obowiązywać przez okres trzech lat taryfowych, począwszy od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2014 r. Powodem „zawieszenia” było oczekiwanie na ukazanie się nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, które zmienić ma zasady rozliczeń na polskim rynku gazowym.

Generalne zasady kalkulacji taryf za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych (sieciami OGP Gaz-System SA oraz EuRoPol Gaz SA) nie uległy w 2012 r. zmianie w stosunku do 2011 r. Stawki opłat przesyłowych skalkulowane zostały na podstawie planowanych, uzasadnionych kosztów własnych oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału, zasady kalkulacji którego określały przepisy § 6 ust. 3 rozporządzenia taryfowego. Zgodnie z nim wynagradzana – według stopy zwrotu (WACC), określonej wzorem w rozporządzeniu taryfowym – jest suma wartości netto zaangażowanego w działalność koncesjonowaną majątku (WRA) oraz kapitału obrotowego (WC).

Zmieniły się natomiast zasady kalkulacji stawek dystrybucyjnych OSD oraz stawek magazynowych w związku ze zmianami postanowień nowej IRiESP opracowanej przez OGP Gaz-System SA i zatwierdzonej w lipcu 2012 r. przez Prezesa URE. Dokument ten przewiduje zawieranie przez każdego z OSD oraz OSM umów międzyoperatorskich, których przedmiotem jest nabycie, w przypadku OSD przepustowości w punktach wyjścia z sieci przesyłowej będących punktami wejścia do sieci dystrybucyjnych, zaś w przypadku OSM przepustowości w punktach wejścia do i wyjścia z magazynów. Do momentu wejścia w życie nowej IRiESP to sprzedawcy lub ewentualnie odbiorcy gazu zamawiali w OGP Gaz-System SA moc umowną zarówno w punktach wejścia, jak i wyjścia z systemu przesyłowego (w tym w punktach wejścia do i wyjścia z magazynów). Zapisy IRiESP ukształtowały nowy model rynku gazu i spowodowały, że stawki dystrybucyjne oraz magazynowe musiały w podstawie ich kalkulacji uwzględnić oprócz kosztów własnych i zwrotu z zaangażowanego kapitału również tzw. koszty przeniesione (w tym przypadku koszty zakupu usług obcych).

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

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Opłata za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień podmiotów, które nie wykonują działalności w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, ich wytwarzania lub wydobywania, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, stanowi $\frac{1}{4}$ rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie podmiotów wykonujących działalności wskazane w zdaniu poprzednim pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia. Natomiast za przyłączenie podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci niskich, średnich i podwyższonych ciśnień pobierana jest opłata ustalona na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie $\frac{1}{4}$ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, które zostały określone w opracowanym przez OSD planie rozwoju.

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

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

Dotychczas w przepisach prawa nie zostało zaimplementowana przewidziana w przepisach dyrektywy możliwość ustalania lub zatwierdzania przez Prezesa URE tymczasowych taryf za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w razie opóźnienia w ich ustaleniu przez przedsiębiorstwa świadczące wskazane usługi.

4.1.4. Kwestie transgraniczne

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

Do zakresu działania Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

W 2012 r. Prezes URE monitorował współpracę operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA z operatorami systemów przesyłowych krajów ościennych. Odbывała się ona na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorskich, tj. białoruskim OAO Bieltransgaz, ukraińskim Ukrtransgaz NAK Naftogaz, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH i operatorem czeskim NET4GAS. Porozumienia te dotyczą współpracy dyspozytorskiej w zakresie kontroli nad przepływami gazu w punktach granicznych Drozdowicze (Ukraina), Wysokoje i Tietierowka (Białoruś), Lasów, Gubin i Kamminke (Niemcy) oraz Cieszyn (Czechy).

Jednocześnie, zapewniono procedury monitorowania alokacji zdolności przesyłowej na wszystkich połączeniach, także wschodnich.

W tab. 9 poniżej przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA.

Tabela 9. Alokacja zdolności przesyłowej na połączeniach międzysystemowych z operatorami/właścicielami innych systemów w 2012 r.

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Jednostka	Całkowita zdolność przesyłowa ciągła ¹	Całkowita zdolność przesyłowa przerywana ²	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągle	Zarezerwowane zdolności przesyłowe przerywane	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe ciągle	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe przerywane	Przesył zrealizowany ³
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	1 370,88	1 547	1 405	176	0	1 370	1 078
					GWh	15 285	17 244	15 670	1 967	0	15 277	12 011
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	17,57	17,57	17,57	0,00	0	18	4,37
					GWh	196	196	196	0	0	196	49
Severomoravské plynarenske	Czechy	Branice	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	1,405	1,405	0,606	0,799	0,799	0,606	0,227
					GWh	16	16	7	9	9	7	3
Severomoravské plynarenske	Czechy	Cieszyn (V-IX)	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	58,02	381,89	58,02	345,32	0,00	36,57	58,60
					GWh	652	4 289	652	3 878	0	411	659
Severomoravské plynarenske	Czechy	Cieszyn (I – IV; X – XII)	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	531,65	531,65	531,65	30,67	0,00	500,98	509,83
					GWh	5 970	5 970	5 970	34	0	5 626	5 706
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	4 571	5 645	4 323	1 387	248	4 258	3 577
					GWh	51 606	63 727	48 802	15 660	2 805	48 068	40 016
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	237,2	237,2	237,2	0,0	0	237	86,7
					GWh	2 644	2 644	2 644	0	0	2 644	967
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	5 482	5 482	3 264	2 226	2 218	3 256	3 055
					GWh	61 124	61 124	36 394	24 820	24 730	36 304	34 140
OGP Gaz-System SA	Polska	Lwówek	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	2 372	2 372	1 212	1 204	1 160	1 168	1 247
					GWh	26 373	26 373	13 472	13 384	12 901	12 989	13 872
OGP Gaz-System SA	Polska	Wrocławek	Polska	doba/godzina	mln m ³ /rok	3 074	3 074	1 745	1 664	1 329	1 411	1 861
					GWh	34 187	34 187	19 409	18 501	14 778	15 686	20 700
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	doba/godzina	mln m ³ /rok	131,76	131,76	67,64	0,00	64	132	2,99
					GWh	1 466	1 466	752	0	714	1 466	33
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice	Ukraina	doba/godzina	mln m ³ /rok	0,0	441,6	0,0	105,7	0	336	49,1
					GWh	0	4 981	0	1 882	0	3 100	554

- 1) Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką OSP może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.
- 2) Zdolność przerywana na IV poziomie pewności dostaw zgodnie z IRIESP i Taryfą dla usług przesyłania.
- 3) Przesył zrealizowany w miesiącach 7–12 2012 r. wyliczony w oparciu o średniomiesięczne ciepło spalania dla danego punktu wejścia/wyjścia.

Źródło: OGP Gaz-System SA.

W wyniku monitoringu działań podejmowanych przez Gaz-System SA w 2012 r. stwierdzono, że OSP:

- uruchomił fizyczny przesył gazu na Ukrainę,
- zaktualizował porozumienie międzyoperatorskie z ukraińskim operatorem – Ukrtransgaz,
- uzgodnił zasady funkcjonowania OBA (*operational balancing account*) na punkcie wyjścia Hermanowice kierunek Ukraina.

Od października 2012 r. OSP oferuje usługę przesyłania gazu w kierunku Ukrainy. Przesył fizyczny w tym kierunku może być zaoferowany do wielkości 4,8 mln m³/dobę. Usługa oferowana jest na zasadach przerywanych z IV poziomem pewności dostaw. Zaoferowanie usługi przesyłania w kierunku Ukrainy możliwe było m.in. w wyniku zawartego aneksu do porozumienia o współpracy międzyoperatorskiej z operatorem po stronie ukraińskiej, oraz uzgodnienia zasad funkcjonowania OBA.

W 2012 r. OSP prowadził intensywne prace nad udostępnieniem zdolności powiązanej w między-systemowym punkcie Lasów, w ramach mapy drogowej wczesnej implementacji CAM NC. Stronami zaangażowanymi w proces udostępniania zdolności powiązanej byli Prezes URE, niemiecki organ regulacyjny Bundesnetzagentur, a przede wszystkim operatorzy systemów przesyłowych Polski i Niemiec – OGP Gaz-System SA i ONTRAS-VNG Gastransport GmbH. W kwietniu 2012 r. przedstawiciele obu OSP uzgodnili treść listu intencyjnego, który był pierwszym formalnym dokumentem w zakresie współpracy obydwu operatorów dotyczącej oferowania produktów powiązanych. List intencyjny został podpisany 23 kwietnia 2012 r.

W sierpniu 2012 r. operatorzy uzgodnili z regulatorami uruchomienie pilotażowego projektu w zakresie udostępnienia przepustowości powiązanej w połowie 2013 r. Jednocześnie operatorzy uzgodnili, że najwcześniejszym możliwym terminem oferowania wspólnych przepustowości jest 1 stycznia 2014 r., a zaoferowana moc wyniesie max 5 200 m³/h. Udostępnienie przepustowości powiązanej opierać się będzie na postanowieniach kodeksu CAM NC.

Celem przeprowadzenia projektu pilotażowego było przede wszystkim: umożliwienie rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce, zwiększenie stopnia integracji systemów przesyłowych w UE, zwiększenie stopnia płynności rynkowej w państwach członkowskich UE, udostępnienie systemów przesyłowych zainteresowanym użytkownikom oraz umożliwienie im dostarczania gazu kontrahentom, zminimalizowanie ryzyka różnic w ilości przepustowości po obu stronach Międzysystemowego Punktu Lasów, zawieranie Umów Przesyłowych.

Koncepcja przeprowadzenia projektu pilotażowego przez obu OSP została zatwierdzona przez krajowe organy regulacyjne obydwu państw pod koniec lipca 2012 r. OGP Gaz-System SA wraz z ONTRAS przeprowadzili konsultacje rynkowe dotyczące pilotażowego projektu oferowania produktu powiązanego w Punkcie Lasów. W celu zapewnienia użytkownikom sieci możliwe najlepszego zrozumienia zasad pilotażowego produktu powiązanego, 15 listopada 2012 r. w Warszawie zorganizowane zostało specjalne seminarium konsultacyjne. W jego trakcie przedstawione i omówione zostały zagadnienia dotyczące projektu pilotażowego przeprowadzenia aukcji produktu powiązanego – w tym nadchodzące nowe zasady wynikające z przepisów UE, cechy produktu oraz procedury obowiązujące na platformie aukcyjnej.

7 grudnia 2012 r. operatorzy podpisali Porozumienie o współpracy „*Cooperation Agreement for Bundling at Interconnection Point Lasów*” dotyczące oferowania *bundled product* na granicy polsko-niemieckiej w Lasowie.

1 marca 2013 r. Prezes URE wydał decyzję uznającą Regulamin OGP Gaz-System SA dotyczący przeprowadzenia aukcji produktu powiązanego w międzysystemowym punkcie Lasów za uzgodniony, zaś aukcja przydziału zdolności zgodnie z harmonogramem zawartym w ww. regulaminie odbyła się 3 czerwca 2013 r.

W ramach działań OSP zmierzających do określenia zapotrzebowania rynku na zwiększenie przepustowości, w okresie od 16 sierpnia 2012 r. do 7 września 2012 r. operator przeprowadził Otwartą Procedurę Badania Rynku na następujących punktach połączeń międzysystemowych:

- I. SGT Mallnow rewers (ID 87002) – oszacowanie zapotrzebowania rynku w zakresie zapewnienia możliwości przesyłania paliwa gazowego z kierunku Niemiec (fizyczna usługa przesyłania zwrotnego). Usługa przesyłania w kierunku wstecznym jest obecnie świadczona na zasadach przerywanych, na IV poziomie pewności dostaw gazu zgodnie z pkt 9.2 taryfy SGT. Techniczna zdolność przesyłowa w rewersie wirtualnym na Mallnow równa jest sumie technicznej zdolności przesyłowej punktów odbioru do polskiego systemu.
- II. Tietierowka (ID 572405), przesył fizyczny w kierunku BY-PL przez punkt wejścia Tietierowka (ID 572405) do punktu wyjścia Grabówka (ID 588010).
- III. Lasów Rewers (ID 202411) – oszacowanie zapotrzebowania rynku w zakresie zapewnienia możliwości przesyłania paliwa gazowego w kierunku Niemiec (fizyczna usługa przesyłania zwrotnego). Usługa przesyłania zwrotnego jest obecnie świadczona z IV poziomem pewności dostaw zgodnie z aktualną taryfą OGP Gaz-System SA dla usług przesyłania paliwa gazowego.

Niezwłocznie po zakończeniu procedury operator poinformował o jej wynikach operatorów systemów przesyłowych krajów sąsiadujących, tj.: SGT Mallnow rewers – GASCADE Gastransport GmbH, Tietierowka – OAO Biełtransgaz, Lasów Rewers – ONTRAS – VNG Gastransport GmbH.

OGP Gaz-System SA prowadzi obecnie konsultacje z OAO Biełtransgaz oraz ONTRAS – VNG Gastransport GmbH w celu skoordynowania dalszych działań w zakresie rozbudowy połączeń między-systemowych objętych zakończonym badaniem.

Zgodnie z art. 6 ust. 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE²³⁾ (zwanego dalej „rozporządzeniem 994/2010”), od 3 grudnia 2013 r. OSP powinien udostępniać ciąglą zdolność przesyłową w obu kierunkach na wszystkich transgranicznych połączeniach międzysystemowych, z możliwością uzyskania odstępstwa w określonych przypadkach.

2 marca 2012 r. niemiecki OSP GASCADE Gastransport GmbH złożył do niemieckiego organu regulacji BNetzA wniosek o odstępstwo od wdrożenia „zdolności odwrócenia przepływu” w punkcie SGT Mallnow na granicy polsko-niemieckiej na podstawie art. 7 ust. 1 lit. b rozporządzenia 994/2010.

W 2012 r. w wyniku przeprowadzonego na poziomie OSP procesu konsultacji dotyczących istniejących oraz realizowanych połączeń międzysystemowych w zakresie umożliwienia fizycznego, dwukierunkowego przesyłu gazu na połączeniach międzysystemowych z operatorami ościennych krajów UE, OGP Gaz-System SA rozpoczął z firmą GASCADE rozmowy w zakresie przygotowania fizycznego odwróconego przepływu gazu na punkcie międzysystemowym SGT Mallnow. Przeprowadzona Otwarta Procedura Badania Rynku potwierdziła zainteresowanie rynku dla świadczenia usług przesyłowych na zasadach ciągłych w punkcie SGT Mallnow rewers w wolumenie wyższym niż przewidywany.

Mając powyższe na uwadze, Prezes URE wraz z OGP Gaz-System SA oraz Ministerstwem Gospodarki, zgodnie z procedurami wynikającymi z rozporządzenia 994/2010, podjęli w trakcie 2012 r. aktywne działania zmierzające do umożliwienia fizycznego dwukierunkowego przepływu paliwa gazowego w punkcie SGT Mallnow oraz zapewnienia niezbędnych warunków dla podjęcia decyzji inwestycyjnej przez GASCADE. Biorąc pod uwagę znaczenie rewersu fizycznego w SGT Mallnow dla rozwoju rynku wewnętrznego UE oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu dla Polski, 14 września 2012 r. Prezes URE odbył w Bonn spotkanie z przedstawicielami BNetzA celem omówienia możliwości realizacji i finansowania inwestycji. Powyższe wynika z art. 6 ust. 8 rozporządzenia 994/2010, zgodnie z którym, jeśli rynek nie wymaga inwestycji i gdy inwestycja pociąga za sobą koszty w jednym państwie na korzyść innego państwa, o podziale kosztów decydują wspólnie krajowe organy regulacyjne przed podjęciem decyzji inwestycyjnej. W listopadzie 2012 r. BNetzA wydała negatywną opinię ws. wniosku dotyczącego odstępstwa w sprawie zapewnienia dwukierunkowego rewersu fizycznego w punkcie SGT Mallnow złożonego przez GASCADE. Porozumienie o współpracy w zakresie rozbudowy punktu SGT Mallnow podpisane zostało pomiędzy GASCADE i OGP Gaz-System SA 21 listopada 2012 r. Strony przewidują, że niezbędne prace zostaną przeprowadzone do końca 2013 r.

W 2012 r. na połączeniu polsko-czeskim w Cieszynie zdolności przesyłowe udostępniane były z jednodniowym wyprzedzeniem. Od 2013 r. są one udostępniane na zasadach ciągłych. Ich wielkość na dzień następnny jest ustalana w sposób dynamiczny na podstawie monitorowanej, we współpracy z czeskim operatorem NET4GAS, sytuacji ruchowej w obu systemach. Wartość zdolności dostępna na następnny dzień jest publikowana na stronie internetowej operatora.

Ponadto, we wrześniu 2012 r. OGP Gaz-System SA podpisał z chorwackim operatorem systemu przesyłowego PLINACRO d.o.o. deklarację o współpracy w zakresie wsparcia rozwoju rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Celem porozumienia jest rozwinięcie współpracy pomiędzy partnerami w projektach na rzecz rozwoju rynku LNG, rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz realizacji połączeń gazowych w ramach priorytetowego dla UE gazowego Korytarza Północ-Południe.

OGP Gaz-System SA prowadził również w 2012 r. intensywne działania związane z rozbudową systemu przesyłowego w kontekście dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski. W tym zakresie utrzymywał relacje bilateralne z OSP z następujących krajów:

1. Republika Czech – NET4GAS s.r.o. (w grudniu 2012 r. odebrana została analiza biznesowa połączenia PL-CZ, a w marcu 2013 r. zawarta została umowa o współpracy).
2. Republika Słowacka – eustream as (odebrana w październiku 2012 r. analiza biznesowa i zakończenie w maju 2013 r. studium wykonalności połączenia PL-SK).
3. Litwa – Lietuvos Dujos (zakończenie w maju 2013 r. studium wykonalności połączenia PL-LT).

²³⁾ Dz. U. L 295 z 12.11.2010.

4. Niemcy – Open Grid Europe, PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH, E.ON, VNG, InterTransGas GmbH (rozpoczęcie rozmów w zakresie rozbudowy infrastruktury przesyłowej w północno-zachodniej Polsce).

W 2012 r. Prezes URE monitorował również zasady zarządzania i rozdziału przepustowości realizowane na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. W poniższej tabeli przedstawiono zdolności przesyłowe na tym odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Tabela 10. Zdolności przesyłowe na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w 2012 r.

a)

Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m ³ /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wyjścia z systemu na granicy pol.-niem. [mln m ³ /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punktach wyjścia do systemu OGP Gaz-System SA [mln m ³ /godz.]	Niezarezerwowana zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m ³ /godz.]
3,850	3,500	0,619	0,014 T=0°C

b)

Zdolności przesyłowe [mld m ³ /rok] (roczna = dobowa x 365 x 0,91)			
Zarezerwowane w punkcie wejścia do systemu	Zarezerwowane dla tranzytu	Zarezerwowane na potrzeby krajowe	Niezarezerwowane
30,583	27,900	2,682	0,111

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

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

Jednym z głównych priorytetów Prezesa URE jest realizacja obowiązków regulatora, dotyczących współpracy w zakresie kwestii transgranicznych. W roku ubiegłym, w wyniku realizacji działań operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA zwiększających zdolności przesyłowe w ramach realizacji pilotażowego projektu wczesnej implementacji CAM NC, Prezes URE podejmował współpracę z niemieckim organem regulacyjnym BNetzA.

Ponadto, w związku z priorytetami polskiej Prezydencji w Grupie Wyszehradzkiej (czerwiec 2012 – czerwiec 2013) oraz Porozumieniem ws. integracji rynków gazu V4 (*Memorandum of Understanding of gas market integration in the V4 region*) podpisanym 31 października 2012 r. przez Ministrów Gospodarki regionu V4, Prezes URE oraz pozostali regulatorzy regionu zostali zobowiązani do przygotowania do końca 2012 r. analizy stanu płynności rynków gazu w regionie. W pierwszym etapie projektu, którego koordynatorem był Prezes URE, każdy z regulatorów opracował raport dotyczący oceny aktualnego stanu płynności krajowego rynku w kontekście możliwości jego integracji w ramach V4. Cztery raporty krajowe posłużyły do zdefiniowania krótko- i długoterminowych celów ukierunkowanych na wdrożenie założeń modelu funkcjonalnego rynku gazu w regionie. W konsultacji z pozostałymi regulatorami Prezes URE opracował Wspólny Raport Organów Regulacyjnych na temat płynności rynku gazu w regionie V4 (*Analysis of the current state of market liquidity in the V4 region – state of play and challenges ahead*). Wspólny Raport wraz z raportami krajowymi stanowiącymi integralną część analizy zostały przekazane do Ministerstwa Spraw Zagranicznych RP. Mają one posłużyć do przeprowadzenia dalszych prac w celu zbadania możliwości wdrożenia Docelowego Modelu Rynku Gazu w regionie V4 oraz wytyczenia długofalowej strategii w postaci „Mapy Drogowej w kierunku wspólnego rynku gazu w regionie V4”, której opracowanie zaplanowano na czerwiec 2013 r.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

Monitorowanie planów inwestycyjnych odbywa się w oparciu o sprawozdania z ich realizacji, przedkładane Prezesowi URE corocznie, do 1 marca, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych.

OGP Gaz-System SA w 2012 r. realizował inwestycje w oparciu o plan rozwoju uzgodniony w 2009 r., na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r. W 2012 r. dla OSD uzgodniony został uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych na lata 2012–2013. 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.

Tabela 11. Zestawienie nakładów inwestycyjnych (suma: 6 OSD oraz OSP) w cenach bieżących

Rok	Nakłady inwestycyjne	
	plan	wykonanie
	[tys. zł]	
2009	1 705 464	1 430 122
2010	1 907 838	1 458 411
2011	2 264 962	1 773 655
2012	3 056 846	2 173 850

Źródło: URE.

W 2012 r. suma nakładów inwestycyjnych poniesionych przez OSD wyniosła 1 118 567 tys. zł.

Tabela 12. Długość sieci dystrybucyjnych i przesyłowych gazu wysokometanowego

Rok	Długość sieci w [km] dla		
	E	pozostałe paliwa gazowe	razem
2010	167 220,3	9 242,1	176 462,4
2011	171 038,1	9 108,0	180 146,1
2012	173 161,8	9 343,0	182 504,8

Źródło: URE.

Długość sieci przesyłowych gazu ziemnego wysokometanowego E w 2012 r. wyniosła 10 063,95 km²⁴⁾, natomiast długość sieci przesyłowych pozostałych paliw gazowych we wskazanym roku wynosiła 654,24 km.

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

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

OGP Gaz-System SA współuczestniczył w ramach ENTSOG w opracowaniu przyjętego „*Gas Regional Investment Plan Central-Eastern Europe 2012–2021*”, w którym zidentyfikowano 42 projekty inwestycyjne na terytorium Rzeczypospolitej Polski. Ze wskazanych projektów 18 zostało zgłoszonych jako projekty wspólnego zainteresowania w ramach nieformalnych grup roboczych, powołanych w trakcie prac nad rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylającym decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniającym rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009²⁵⁾.

Biorąc pod uwagę zadania związane z oceną spójności krajowego planu rozwoju z planami o zasięgu wspólnotowym i regionalnym, Prezes URE brał aktywny udział w działaniach legislacyjnych dotyczących dziesięcioletnich planów rozwoju. W konsekwencji, wobec operatorów systemów przesyłowych wprowadzono ustawowy wymóg opracowania krajowych projektów planów rozwoju na dziesięcioletnie okresy. Przy ich opracowaniu wymagane jest uwzględnienie dziesięcioletnich planów rozwoju

²⁴⁾ Łącznie OGP Gaz-System SA i EuRoPol Gaz SA.

²⁵⁾ Dz. U. L 115 z 25.04.2013 r.

o zasięgu wspólnotowym. Ponadto, w przypadku operatorów gazowych przewidziano aktualizację planu w cyklach dwuletnich. Wydaje się, że wprowadzone mechanizmy umożliwią – począwszy od 2013 r. – monitorowanie i egzekwowanie spójności planów krajowych z planami wspólnotowymi.

4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki i Komisji Europejskiej oraz wytycznych ACER

Zgodnie z art. 41 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/73/WE do obowiązków organu regulacyjnego należy przestrzeganie i wdrażanie wszelkich stosownych, prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji. Jednakże biorąc pod uwagę, że przepisy powyższych dyrektyw nie zostały jeszcze wdrożone do polskiego porządku prawnego, trudno jest w obecnej chwili mówić o zgodności działań organu regulacyjnego z prawnie wiążącymi decyzjami Agencji oraz Komisji Europejskiej. Kwestia ta będzie miała znaczenie w kolejnych latach działalności organu regulacyjnego.

Z podobnych względów również w 2012 r. Prezes URE nie występował do Agencji o opinię w sprawie zgodności podjętej przez siebie decyzji z wytycznymi Agencji. Zarazem zgodność decyzji Prezesa URE z wytycznymi nie była przedmiotem badania Komisji Europejskiej.

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

W 2012 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 715/2009 i u-Pe, w szczególności w zakresie przejrzystości. Nie stwierdzono naruszeń obowiązków OSP w odniesieniu do kwestii transgranicznych.

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 w zakresie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego

Prezes URE monitorował w 2012 r. realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych w szczególności w odniesieniu do niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

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

- świadczenia usług związanych z dostępem stron trzecich,
- stosowanych mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych,
- procedur zarządzania ograniczeniami,
- przejrzystości podawanych do publicznej wiadomości danych technicznych potrzebnych użytkownikom sieci do uzyskania efektywnego dostępu do systemu,
- mechanizmów bilansowania i wielkości opłat za niezbilansowanie.

Ponadto Prezes URE realizując w 2012 r. działania monitorujące zadania wykonywane przez OSP, czynnie uczestniczył w badaniach monitorujących prowadzonych przez ACER.

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 w zakresie warunków dostępu do systemów magazynowych

Monitorowanie wypełniania zadań przez OSM w 2012 r. dotyczyło wykonywanych przez niego obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 i u-Pe, w szczególności w zakresie usług związanych z dostępem stron trzecich (zasada TPA), zasad dotyczących mechanizmów alokacji zdolności i procedur zarządzania ograniczeniami oraz wymogów przejrzystości.

W odniesieniu do zakresu usług magazynowania oferowanych przez OSM monitoring ujawnił, że instalacje magazynowe KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica są udostępniane uczestnikom rynku w ramach zestandaryzowanych procedur udostępniania zdolności magazynowych uregulowanych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania, a OSM świadczy wymagane prawem usługi magazynowania.

Odnosnie mechanizmów alokacji zdolności magazynowych monitoring wykazał, że OSM podaje do publicznej wiadomości informacje o zakontraktowanych i dostępnych zdolnościach magazynowych, w tym o niewykorzystanych zdolnościach magazynowych oferowanych w ramach dobowej usługi magazynowania. Podawane do publicznej wiadomości są także zasady przydzielania zdolności magazynowych, zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, renowacje, alokacje), które zostały uregulowane w RŚUM, opublikowanym na stronie internetowej OSM.

Z przeprowadzonego monitoringu wynika, że w kwestii stosowania określonych środków przeciwdziałających akumulacji rezerw zdolności magazynowych w przypadku wystąpienia ograniczeń kontraktowych, OSM wykorzystywał instrumenty zarządzania ograniczeniami. Za ich pomocą prowadzona była bieżąca ocena wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, następowało udostępnianie niewykorzystanych nominalnych mocy odbioru i nominalnych mocy zatłaczania w ramach dobowej usługi magazynowania, a także umożliwienie i organizowanie obrotu wtórnych zdolności magazynowych.

W odniesieniu do konieczności stosowania przez OSM wymogów przejrzystości, biorąc pod uwagę wyniki przeprowadzonego monitoringu należy wskazać, że operator realizuje obowiązek podawania do publicznej wiadomości określonych w art. 19 rozporządzenia 715/2009 informacji dotyczących świadczonych przez siebie usług.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD

W 2012 r. monitorowanie operatorów systemów dystrybucyjnych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z u-Pe i prowadzonymi w urzędzie postępowaniami wszczętymi na wniosek przedsiębiorstw energetycznych.

W okresie objętym raportem, przed Prezesem URE toczyły się postępowania związane z działalnością operatorów systemów dystrybucyjnych dotyczące: odmowy zawarcia umowy kompleksowej przez operatora systemu dystrybucyjnego, odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych.

Monitorowanie wypełniania przez OSP warunków certyfikacji

W związku z nie zakończonym procesem implementacji przepisów III pakietu energetycznego do polskiego porządku prawnego, dotychczas nie było możliwe przeprowadzenie procedury certyfikacji operatora systemu przesyłowego.

Ponadto, Prezes URE monitorował w 2012 r., na podstawie art. 9d u-Pe realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w odniesieniu do struktury przedsiębiorstw – ich formy prawnej i organizacyjnej, niezależności związanej z prowadzoną działalnością, niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

4.2. Promowanie konkurencji

4.2.1. Rynek hurtowy

Hurtowy segment rynku gazu ziemnego w Polsce pozostawał w 2012 r. zdominowany przez jeden podmiot – przedsiębiorstwo PGNiG SA. Należy jednak zaznaczyć, że segment ten sukcesywnie się rozwija.

W 2012 r. 97 podmiotów posiadało koncesje umożliwiające prowadzenie obrotu paliwami gazowymi. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG SA pozyskały ok. 50% gazu ziemnego od PGNiG SA; pozostały popyt zaspokojony został przez import. Wolumen gazu, jaki sprzedały w 2012 r. stanowił ponad 5% w sprzedaży ogółem i wynosił 707,47 mln m³.

Tabela 13. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2012 r.

	Łącznie	PGNiG SA	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu	16 414,69	14 965,62	1 449,07
Sprzedaż gazu	15 436,22	14 728,75	707,47
*sprzedaż gazu do spółek obrotu	340,73	322,45	18,28

Uwaga: w przypadku pozostałych spółek obrotu różnica pomiędzy pozyskaniem a sprzedażą stanowi zużycie na potrzeby własne.

Źródło: URE.

Obrót gazem ziemnym w 2012 r. realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Ceny paliwa gazowego wynikały z taryfy i nie były różnicowane w zależności od sposobu wykorzystania gazu (tj. na potrzeby własne odbiorcy, do dalszej odsprzedaży). Część przedsiębiorstw obrotu kupowała gaz bezpośrednio z kopalń, cena za to paliwo nie była taryfowana i była ustalana w ramach kontraktów dwustronnych.

4.2.1.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

W 2012 r. trwały prace nad wdrożeniem nowego modelu rynku gazu. Warunki korzystania z systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych przez użytkowników zostały szczegółowo określone w IRIESP i IRIESD, które weszły w życie 1 stycznia 2013 r. Instrukcje te uwzględniają wymogi określone w przepisach prawa, dotyczące w szczególności funkcjonowania regulowanej (infrastrukturalnej) części systemu gazowego, oraz kalkulacji taryf dla paliw gazowych, a także zasady zawarte w projekcie kodeksu sieci CAM NC. Wprowadzone zostały również niezbędne zmiany mające zapewnić obrót gazem ziemnym poprzez dostęp do infrastruktury rynkowej (wirtualny punkt obrotu gazem, giełda), a także handel gazem ziemnym na rynku kontraktów bilateralnych (OTC). W grudniu 2012 r. na TGE SA uruchomiony został rynek gazu. Zmiany te skłoniły URE do podjęcia decyzji – w lutym 2013 r. – o zwolnieniu hurtowego rynku gazu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Od 2013 r. oczekiwany jest dynamiczny rozwój hurtowego rynku gazu.

4.2.2. Rynek detaliczny

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG, wpływa od wielu lat na strukturę rynku detalicznego oraz tempo zachodzących na nim przemian. W dalszym ciągu sprzedaż gazu ziemnego realizowana jest przede wszystkim przez sprzedawcę zasilającego PGNiG SA, jednak jego udział procentowy w rynku zmniejszył się nieznacznie – z ok. 96,38% w 2011 r. do ok. 94,64% w 2012 r. Pozostałe 5,36% (3,62% w 2011 r.) realizowane było przez kilkadziesiąt podmiotów, dążących do wzmocnienia swojej pozycji na rynku.

Rynek detaliczny gazu podlega powolnym zmianom. Od 2011 r. stale wzrasta liczba spółek obrotu, które sprzedają gaz do odbiorców końcowych. W 2012 r. 13 największych spółek obrotu, niezależnych od PGNiG SA, sprzedawało gaz do odbiorców końcowych. Największymi pod względem wolumenu sprzedaży gazu podmiotami spoza GK PGNiG, prowadzącymi działalność na rynku detalicznym są: Egesa Grupa Energetyczna SA (1,22%), G.E.N Gaz Energia SA (0,73%), EWE energia Sp. z o.o. (0,52%),

Grupa Duon SA (0,47%), ENESTA SA (0,38%), Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o. (0,3%), HANDEN Sp. z o.o. (0,24%), Anwil SA (0,22%), ArcelorMittal Poland SA (0,18%), Fenice Sp. z o.o. (0,14%), Sime Polska Sp. z o.o. (0,14%), Elsen SA (0,1%), Huta Pokój SA (0,07%), KGM Polska Miedź SA (0,05%). Przedsiębiorstwa te prowadzą działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego z nabycia wewnątrzspółnotowego lub nabywanego od PGNiG SA. Gaz sprzedawany przez wymienione spółki obrotu w większości dostarczany jest do odbiorców końcowych za pośrednictwem ich własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych.

Dokonując całościowej analizy rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego GK PGNiG w 2012 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, które stanowiły 96,9% ogółu liczby odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2012 r. wyniósł 26,1%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi – 60,2%, wśród których dominowały zakłady chemiczne, elektrownie i elektrociepłownie. Ponadto, PGNiG SA sprzedaje gaz do OGP Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA, na potrzeby własne i bilansowania systemu.

Niewystarczające zmiany w zakresie dostępu do źródeł gazu spoza GK PGNiG uzasadniają potrzebę utrzymania regulacji cen do czasu zaistnienia realnych zmian w tym segmencie rynku. Mając na uwadze potrzebę zmian ukierunkowanych na promowanie i zwiększenie konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego, Prezes URE podjął w 2012 r. działania zmierzające do zwiększenia płynności na rynku hurtowym. Planowane zmiany prawne, a w szczególności wdrożenie tzw. obliża giełdowego, są dalszymi działaniami zmierzającymi do eliminacji barier rynkowych i zapewnienia faktycznego rozwoju detalicznego rynku gazu.

4.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Monitorowanie cen gazu ziemnego w Polsce realizowane jest poprzez monitorowanie funkcjonowania rynku gazu, w tym zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem.

W 2012 r. prowadzone były cztery postępowania w sprawie taryfy PGNiG SA, które dostarcza paliwa gazowe do ponad 95% odbiorców w Polsce. Jedno z postępowań dotyczyło zatwierdzenia taryfy, zaś pozostałe trzy zatwierdzenia zmiany taryfy, w tym jedno z nich obejmowało również wnioski o przedłużenie okresu jej obowiązywania.

Postępowanie w sprawie zatwierdzenia nowych cen i stawek opłat zakończyło się 16 marca 2012 r. decyzją zatwierdzającą wnioskowane ceny i stawki. W efekcie zatwierdzenia nowej taryfy PGNiG SA nastąpił wzrost średnich cen dostawy gazu wysokometanowego o ok. 12,5%, gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o 12,6% oraz gazu zaazotowanego GZ-35 (Ls) o 11,3%. Główną przyczyną wzrostu cen gazu wysokometanowego był wzrost kosztów jego pozyskania w zakupach importowych realizowanych w ramach jednego podstawowego i ośmiu dodatkowych kontraktów zakupowych. Mechanizm kształtowania ceny w kontrakcie podstawowym zależny był – w wymiarze dolarowym – od cen produktów ropopochodnych na rynkach światowych, a w wymiarze złotowym od poziomu kursu PLN/USD. W stosunku do ceny będącej podstawą kalkulacji poprzedniej taryfy, cena importowa w głównym kontrakcie istotnie wzrosła. Ponadto, miało miejsce wyraźne osłabienie polskiej waluty w stosunku do dolara amerykańskiego.

Stosunkowo najslabiej skutki wprowadzenia taryfy odczuli odbiorcy gazu wysokometanowego zużywający najmniejsze jego ilości, tj. odbiorcy z grup z indeksem od 1 do 3, dla których wzrost średniej płatności wyniósł w skali kraju odpowiednio: 7,2%, 9,4% i 10,6%. Na obszarach poszczególnych OSD odchylenie od średniej krajowej w poszczególnych grupach nie przekroczyło 1 punktu procentowego. Wzrost średnich miesięcznych płatności dla odbiorców grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 116,35 m³, wyniósł 7,2%, co oznaczało wzrost średniomiesięcznych płatności o 1,81 zł. Analogicznie, dla odbiorców grup W-2 i W-3 średniomiesięczny wzrost płatności wyniósł odpowiednio 8,81 zł i 35,42 zł.

Pod koniec listopada 2012 r. PGNiG SA wystąpiło z wnioskiem o korektę obowiązującej taryfy, polegającą na obniżeniu cen paliw gazowych i zatwierdzeniu nowych stawek opłat sieciowych uwzględniających nowe koszty zakupu usług przesyłania, dystrybucji oraz magazynowania w związku z przewidywanym wejściem w życie nowych taryf OGP Gaz-System SA, OSD oraz zmiany taryfy OSM. Powodem wystąpienia z wnioskiem o zmianę taryfy – polegającą na obniżeniu płatności dla odbiorców końcowych – było pomyślnie zakończenie negocjacji w sprawie zmiany formuły cenowej w kontrakcie z OOO Gazprom Eksport.

W 2012 r. na rynku detalicznym gazu dynamicznie rozpoczęli swoją działalność nowi sprzedawcy, przyczyniając się do wzrostu liczby zmian sprzedawcy gazu. Do końca 2012 r. przeprowadzono 210 zmian sprzedawcy w porównaniu z 2011 r. kiedy z możliwości tej skorzystały tylko cztery podmioty.

Poniższa tab. 14 wskazuje na dynamiczny trend wzrostowy zmian sprzedawcy gazu na przestrzeni 2012 r.

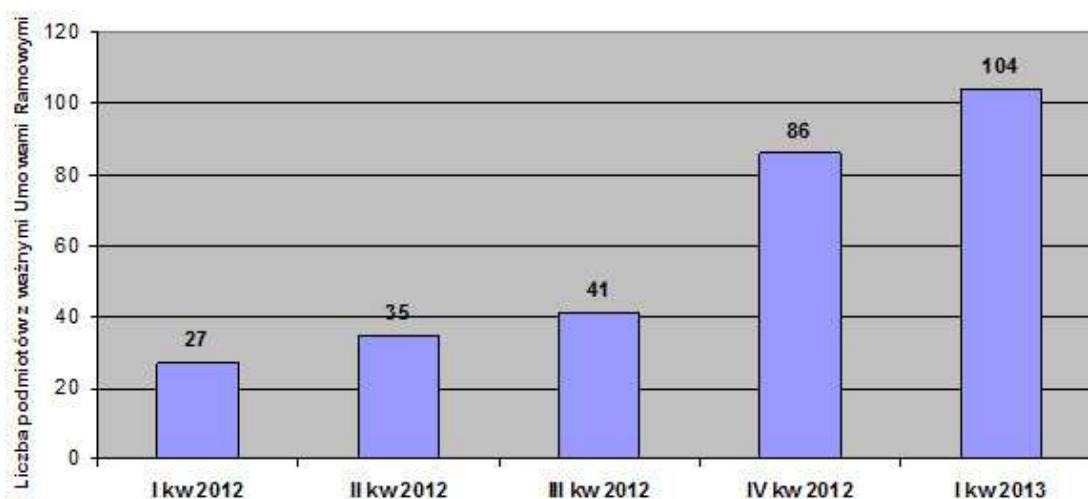
Tabela 14. Liczba przeprowadzonych zmian sprzedawcy gazu według ilości przełączeń w 2012 r., w podziale na kwartały

I kwartał 2012 r.	II kwartał 2012 r.	III kwartał 2012 r.	IV kwartał 2012 r.
6	19	17	168

Źródło: URE.

Na liczbę zmian sprzedawcy na rynku gazu w sposób istotny wpływają umowy o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego, czyli tzw. umowy ramowe. Wraz ze wzrostem ilości zawieranych przez danego OSD umów ramowych zwiększa się prawdopodobieństwo przeprowadzenia zmiany sprzedawcy gazu.

Rysunek 10. Liczba ważnych Umów Ramowych zawartych przez operatorów według stanu na koniec każdego kwartału 2012 r.



Źródło: URE.

4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw; prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

Zgodnie z postanowieniami u-Pe oraz rozporządzeń wykonawczych, przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują taryfy dla paliw gazowych lub energii, które umożliwiają pokrycie planowanych, uzasadnionych kosztów wykonywanej działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność. Odchylenia kosztów planowanych od kosztów rzeczywistych (zarówno w górę, jak i w dół) nie są uwzględniane w taryfach tych przedsiębiorstw ustalanych w kolejnych latach.

Niemniej, w przypadku istotnej zmiany warunków prowadzenia przez ww. przedsiębiorstwo działalności gospodarczej w trakcie obowiązywania taryfy, przedsiębiorstwo może zwrócić się do Prezesa URE o zatwierdzenie korekty stosowanej taryfy. W uzasadnionych przypadkach – zarówno w sytuacji gdy warunki zewnętrzne zagrażają jego kondycji finansowej, jak wówczas gdy generują nadmierne zyski – Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, może wydać decyzję korygującą stosowaną taryfę.

W ramach wspierania skutecznej konkurencji oraz przeciwdziałania praktykom monopolistycznym Prezes URE współpracuje m.in. z Prezesem UOKiK.

W 2012 r. Prezes UOKiK wydał dwie decyzje po przeprowadzeniu postępowań antymonopolowych w sprawach praktyk ograniczających konkurencję²⁶⁾. Decyzje dotyczyły następujących postępowań:

1. Wszczętego w 2011 r. z urzędu postępowania antymonopolowego (sygn. DOK1-411/1/11/MF/PK), w sprawie nadużywania przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie (dalej jako „PGNiG”) pozycji dominującej, polegającego na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez ukształtowanie możliwości rozwiązania za wypowiedzeniem umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego w ten sposób, że złożenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy po dniu 30 września danego roku, powoduje, że umowa ulega rozwiązaniu z końcem roku następującego po roku, w którym złożono to oświadczenie, co mogło naruszać przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów i art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej²⁷⁾.

W toku prowadzonego postępowania antymonopolowego spółka PGNiG wyraziła zamiar złożenia zobowiązania do podjęcia działań zmierzających do wyeliminowania kwestionowanych postanowień. Po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego Prezes UOKiK wydał w 2012 r. decyzję (nr DOK-1/2012), w której zobowiązał PGNiG do wprowadzenia do wzorców umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego zawieranych z odbiorcami niebędącymi konsumentami pobierającymi paliwo gazowe w ilości powyżej 10 m³/h gazu ziemnego wysokometanowego albo powyżej 25 m³/h gazu ziemnego zaazotanowanego oraz do zawartych już umów określonego postanowienia oraz zawierania nowych umów kompleksowych z odbiorcami na podstawie tak zmienionych wzorów umów.

Decyzja jest prawomocna.

2. Wszczętego w 2010 r. z urzędu postępowania antymonopolowego (sygn. DOK1-411/1/10/MF/PK) w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającego na odmowie sprzedaży gazu ziemnego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz NowyGaz Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (dalej jako „NowyGaz”), przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży. Po przeprowadzeniu postępowania antymonopolowego, w 2012 r. Prezes UOKiK wydał decyzję (nr DOK-2/2012):
 - i. uznającą za praktykę ograniczającą konkurencję na krajowym rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego i naruszającą zakaz, o którym mowa w ustawie o ochronie konkurencji i konsumentów działania PGNiG polegające na nadużywaniu pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez ograniczanie zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów, poprzez odmowę sprzedaży gazu ziemnego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży, tj. NowyGaz, oraz stwierdzającą zaniechanie jej stosowania z dniem 30 listopada 2010 r.
 - ii. uznającą za praktykę ograniczającą konkurencję i naruszającą zakaz, o którym mowa w ustawie o ochronie konkurencji i konsumentów działania PGNiG polegające na nadużywaniu pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez przeciwdziałanie ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego, wskutek odmowy sprzedaży tego paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży, tj. NowyGaz, oraz stwierdzającą zaniechanie jej stosowania z dniem 30 listopada 2010 r.

Strona złożyła odwołanie, decyzja nie jest prawomocna.

Prezes UOKiK prowadził również w 2012 r. postępowania wyjaśniające w stosunku do przedsiębiorstw z sektora gazu. Dwa z nich zostały zakończone:

1. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RPZ-400/47/11/JM), wszczęte w 2011 r., mające na celu wstępne ustalenie, czy działania Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu związane z przyłączaniem odbiorców do sieci gazowej uzasadniają wszczęcie postępowania wyjaśniającego. Postępowanie wszczęto w związku ze skargą konsumenta sugerującą, że każdy podmiot przyłączany do sieci gazowej jest zobowiązany do nabycia projektu budowlanego przyłącza gazowego od pracowników Rejonu Dystrybucji Gazu Gryfice-Goleniów. Postępowanie nie dało podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego i zostało zakończone w dniu 9 lutego 2012 r.
2. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-26/1/JZ), wszczęte w 2011 r. w celu wstępnego ustalenia, czy w zakresie procedury kwalifikacji wyrobów zalecanych do stosowania w pracach montażowo-eksploatacyjnych na terenie działania Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w War-

²⁶⁾ Fragment na podstawie wkładu z UOKiK.

²⁷⁾ Dz. Urz. UE C nr 115, 9.05.2008, str. 47.

szawie (należące do grupy kapitałowej PGNiG), doszło do nadużycia pozycji dominującej polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji.

Przedmiotowe postępowanie zakończono w dniu 4 stycznia 2013 r. Informacje zebrane w jego ramach nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.

Dwa postępowania wszczęte w 2012 r. nie zostały natomiast jeszcze zakończone:

1. Postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-26/12/PA), mające na celu wstępne ustalenie, czy nastąpiło naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego w sprawie sposobu rozliczeń stosowanych przez PGNiG w przypadku zmiany taryfy. Przedmiotowe postępowanie ma na celu wyjaśnienie, czy PGNiG nadużywa pozycji dominującej na rynku sprzedaży gazu, pobierając opłaty za gaz na podstawie prognoz ustalonych przed obniżką cen gazu jaka miała miejsce w styczniu 2013 r.
2. Postępowanie wyjaśniające (sygn. DOK1-400-8/12/MF), mające na celu wstępne ustalenie, czy zasady sprzedaży przez PGNiG paliwa gazowego mogą stanowić naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego. Informacje i dowody zebrane w toku tego postępowania wyjaśniającego dały podstawy do wszczęcia dnia 3 kwietnia 2013 r. postępowania antymonopolowego (sygn. DOK1-411-1/13/MF) w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowych rynkach sprzedaży – hurtowej i detalicznej – paliwa gazowego w sposób mogący stanowić naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Ponadto, w 2012 r. Prezes UOKiK opracował raport „Kierunki Rozwoju Ochrony Konkurencji i Konsumentów na Rynku Gazu w Polsce”, w którym przedstawiono najistotniejsze problemy związane z funkcjonowaniem konkurencji na rynku gazu oraz opisano propozycje zmian, jakie doprowadzić powinny do rozwoju efektywnej konkurencji na tym rynku. Raport ten stanowił głos w dyskusji nad docelowym kształtem rynku gazu w Polsce.

4.3. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z u-Pe, organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, jest Minister Gospodarki. Jednocześnie jest on również organem właściwym (ang. *competent authority*) w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, o którym mowa w rozporządzeniu 994/2010. Regulator współpracuje z Ministrem Gospodarki w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w odniesieniu do zadań wynikających z przywołanego rozporządzenia oraz dyrektywy 2009/73/WE.

W konsekwencji, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych cenach, jest obszarem bezpieczeństwa energetycznego monitorowanym stale przez Prezesa URE za pomocą przydzielonych mu narzędzi.

4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

W 2012 r. dostawy gazu z zagranicy w ilości 11 265,84 mln m³ uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 4 317,27 mln m³, stanowiącym blisko 27% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny.

Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2012 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzspółnotowe z Niemiec i Czech, przy czym istotną część dostaw 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 9 017,32 mln m³ gazu ziemnego, co stanowiło ok. 82% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Wielkość sumaryczna realizowanych w ramach umów dostaw z Niemiec i Czech wyniosła natomiast 1 982,63 mln m³, co stanowiło ok. 18% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Informacje o dostawach gazu oraz krajowych zdolnościach wydobywczych w 2012 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 15. Całkowite dostawy gazu ziemnego w 2012 r.

Dostawy		Produkcja	
całkowite dostawy* [mld m ³]	szczytowe** [mln m ³ /dobę]	całkowita [mld m ³]	dzienna zdolność produkcyjna [mln m ³ /dobę]
14,97	75,21	4,32	11,8/12,7
		produkcja średnioroczna/szczytowa	

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

** Maksymalne dzienne dostawy gazu w roku.

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 16. Krajowe zdolności wydobywcze w 2012 r.*

Zdolności wydobywcze [mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [mln m ³ /dobę]
4,43	12,74

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

Źródło: PGNiG SA.

4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

W 2012 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 15 436,22 mln m³. Zgodnie z Przewidywaniami, w kolejnych latach rola gazu w krajowym bilansie energetycznym powinna wzrastać, na skutek jego większego wykorzystania w produkcji energii elektrycznej, rozwoju wysokosprawnych technologii parowo-gazowych oraz w wyniku systematycznego wzrostu zużycia gazu przez odbiorców końcowych. Prognozowaną sprzedaż gazu do 2020 r. przedstawia poniższa tabela.

Tabela 17. Prognoza sprzedaży gazu ziemnego w latach 2013–2020

Rok	[mld m ³]	[MToe]
2013	15,249	13,262
2014	15,535	13,510
2015	15,717	13,668
2016	18,303	15,917
2017	18,384	15,988
2018	18,455	16,050
2019	18,522	16,107
2020	18,597	16,173

Źródło: PGNiG SA.

W 2012 r. OGP Gaz-System SA realizując zadania operatorskie przesłał odpowiednio: 13,67 mld m³ (151 523 696 MWh) gazu wysokometanowego i 1,13 mld m³ (9 868 372 Mtoe) gazu zaazotowanego. Poniższa tabela przedstawia wolumen przesłanego gazu (w MWh i mld m³, w 0°C), wartość oczekiwaną popytu na następne 3 lata oraz perspektywę długoterminową na lata 2013–2020.

Tabela 18. Prognoza wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2013–2020

a) gaz ziemny wysokometanowy (przy zastosowaniu średniego ciepła spalania na wszystkich punktów wyjścia zanotowanego w 2012 r. na poziomie 11,088 kWh/m³)

	Rok	[MWh]	[mld m³]
Wolumen przesłanego gazu	2012	151 523 696	13,67
	2013	171 652 335	15,48
Wartość oczekiwana popytu	2015	198 166 782	17,87
	2020	282 219 179	25,45

b) gaz ziemny zaazotowany (przy zastosowaniu średniego ciepła spalania na wszystkich punktów wyjścia zanotowanego w 2012 r. na poziomie 8,759 kWh/m³)

	Rok	[MWh]	[mld m³]
Wolumen przesłanego gazu	2012	9 868 372	1,13
	2013	9 868 372	1,13
Wartość oczekiwana popytu	2015	9 634 900	1,10
	2020	5 956 120	0,68

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Według OSP, prognozowany wzrost ilości dostarczanego paliwa gazowego nastąpić może w związku z ciągłym procesem przyłączenia nowych odbiorców – głównie małych przedsiębiorstw – do sieci dystrybucyjnych, oraz dużych odbiorców przemysłowych do sieci przesyłowej. Planuje się, że wzrost przesyłu paliwa gazowego w systemie do końca 2014 r. realizowany będzie głównie poprzez wykorzystanie istniejących punktów „wejścia” do systemu gazowego.

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

Prowadzone w 2012 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 zagranicy²⁸⁾. W wydawanych koncesjach OGZ zamieszczany jest warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

- **taryf**

Monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych realizowane jest również pośrednio w procesie taryfowania przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie postępowań taryfowych rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplo-nego 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 umożliwiły finansowanie zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

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

Operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, połączonych przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych. Tworze-

²⁸⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

nie 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.

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

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych. Ma ono na celu określenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych, który zapewni minimalizację nakładów i kosztów przez nie ponoszonych tak, aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

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

Powyższe jest kolejnym dla regulatora źródłem informacji istotnych z punktu widzenia oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. W 2012 r. obowiązek utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego realizowany był w czterech podziemnych magazynach gazu, w tym jednym kawernowym: KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice (szczegółowe wyniki monitorowania wielkości zapasów gazu ziemnego zostały omówione w pkt *Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego*).

- **monitorowanie stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego**

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy, zgodnie z wielkościami określonymi w rozporządzeniu w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Wielkości te 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 przywołanego rozporządzenia, w latach 2010–2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie może być wyższy niż 70%.

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 2012 r. Prezes URE przeprowadził monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2011 r. oraz ukończył badanie poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy za 2010 r. Badanie przeprowadzone zostało na podstawie informacji przedstawionych przez koncesjonariuszy. W jego wyniku ustalono, że dwóch koncesjonariuszy w 2010 r. nie wypełniło obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu. Wobec ww. koncesjonariuszy zostały wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 u-Pe za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, a tym samym naruszenie warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W jednym przypadku postępowanie zostało zawieszono z urzędu z uwagi na wystąpienie zagadnienia wstępnego.

- **ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego wprowadzone w 2012 r.**

W I półroczu 2012 r. w związku z wysokim zapotrzebowaniem odbiorców na paliwo gazowe w okresie zimowym (ponad 60 mln m³/dobę) i prognozowanym jego dalszym wzrostem, jak również w związku ze szczytowaniem gazu ziemnego dostępnego w ramach zapasu handlowego i zagrożeniem wystąpienia niebilansowania, PGNiG SA wprowadziło ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego do trzech odbiorców przemysłowych.

5. OCHRONA KONSUMENTÓW ORAZ ROZSTRZYGANIE SPORÓW W SEKTORACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

5.1. Ochrona konsumentów

Przestrzeganie środków z zakresu ochrony konsumentów zawartych w Załączniku 1 do dyrektyw 2009/72/WE oraz 2009/73/WE

W 2012 r. prowadzone były prace nad zmianą przepisów u-Pe, implementującą m.in. postanowienia zawarte w załączniku do dyrektyw 2009/72/WE oraz 2009/73/WE. Wejście w życie zmienionych przepisów planowane jest w roku 2013. Proponowane przepisy regulują obowiązek OSD umożliwienia odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmiany sprzedawcy w terminie 21 dni, określają system ochrony odbiorców wrażliwych oparty o dodatki mieszkaniowe oraz wprowadzają pozasądowy mechanizm rozstrzygania sporów dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Przepisy te nałożą także na przedsiębiorstwo, które sprzedaje paliwa gazowe lub energię elektryczną do odbiorcy w gospodarstwie domowym, obowiązek dostarczenia kopii zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnienia publicznego dostępu do tego dokumentu.

Tymczasem przepisy dyrektyw, które mają charakter techniczny, precyzyjny i bezwarunkowy stosuje się bezpośrednio. Przykładem takich przepisów jest prawo konsumenta do zmiany sprzedawcy w terminie 3 tygodni od dnia zgłoszenia zmiany, czy też prawo konsumenta do otrzymania ostatecznego rozliczenia z dotychczasowym sprzedawcą do 6 tygodni od dnia zmiany sprzedawcy.

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

Stosownie do przepisów u-Pe każde przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii zobowiązane jest zapewnić wszystkim odbiorcom oraz sprzedawcom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii. Świadczenie usług odbywa się na podstawie umowy, którą przedsiębiorstwo ma obowiązek zawrzeć. Przedsiębiorstwo to ma również obowiązek zawrzeć z podmiotem przyłączanym do sieci umowę o przyłączenie, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru. Jednocześnie sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do świadczenia usługi kompleksowej i zawarcia umowy kompleksowej (umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji), na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy. Przedsiębiorstwa świadczące usługi magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego są również ustawowo zobowiązane do zawierania z odbiorcami umów, na podstawie których usługi te mają być świadczone.

Przepisy u-Pe określają minimalny katalog elementów, jakie powinny być uregulowane w umowach. Umowa o przyłączenie do sieci powinna określać m.in. termin realizacji przyłączenia oraz przewidywany termin zawarcia umowy. Zgodnie z planowaną nowelizacją umowa ta będzie określać także harmonogram przyłączenia. Z kolei umowa o świadczenie usług dystrybucji powinna m.in. określać standardy jakościowe oraz warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, a także parametry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ponadto każda umowa powinna określać okres obowiązywania i warunki jej rozwiązania.

Wszystkie warunki umowy muszą być znane odbiorcy z góry. Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do niezwłocznego przesyłania odbiorcom projektów umów (umowa sprzedaży, umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych oraz umowa o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego) lub projektów wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach. Jeżeli w zawartych umowach mają być

wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy.

Natomiast zgodnie z ww. nowelizacją u-Pe, umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa powinna określać również strony umowy, a także zawierać informacje o prawach odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów; możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii oraz miejscu i sposobie zapoznania się z obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu gazowego albo elektroenergetycznego.

Prawo konsumentów do otrzymywania informacji o stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne cenach i stawkach opłat, a w przypadku ich zmiany prawo do otrzymania stosownego zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz poinformowanie o prawie do wycofania się z umowy po otrzymaniu zawiadomienia

Zgodnie z przepisami u-Pe sprzedawcy paliw gazowych i sprzedawcy energii elektrycznej, dokonujący sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz do udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o aktualnych cenach sprzedaży energii oraz warunkach ich stosowania. Jednocześnie, jak wskazano powyżej, przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do niezwłocznego przesyłania odbiorcom wszystkich zmian w zawartych umowach, wraz z pisemną informacją o prawie do wypowiedzenia umowy, w przypadku braku akceptacji. Ponadto, odbiorcy są powiadamiani przez sprzedawcę o każdej podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach. Sprzedawca jest obowiązany dokonać powiadomienia w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia podwyżki. Zgodnie z projektowaną nowelizacją u-Pe odbiorca powinien być powiadomiony w sposób przejrzysty i zrozumiały.

Taryfa jest częścią umowy pomiędzy odbiorcą energii a jej dostawcą, zatwierdzaną przez Prezesa URE. O zmianie taryfy przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek powiadomić odbiorców. Odbiorcy nie muszą się godzić na nowe warunki umowne określone w taryfie (najczęściej chodzi o podwyżki cen energii) i mogą wypowiedzieć umowę. Jeśli tego nie zrobią uznaje się, że są związani warunkami określonymi w nowej taryfie. Podobna zasada obowiązuje, gdy przedsiębiorstwo energetyczne zmienia wzorzec umowy albo regulamin świadczenia usług – wtedy także należy powiadomić odbiorcę, a jeśli nie zrezygnuje on z umowy w najbliższym możliwym terminie wypowiedzenia przyjmuje się, że zaakceptował proponowane zmiany.

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

Umożliwienie odbiorcom wnoszenia opłat w różnych formach było przedmiotem rekomendacji Prezesa URE, skierowanych do przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego (zbiór Dobrych Praktyk). W praktyce przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniają różne metody płatności, a odbiorca ma prawo do wyboru tej metody, np. w formie polecenia zapłaty, przelewu bankowego (w tym przez internet), płatności w placówkach pocztowych oraz innych wyznaczonych miejscach (np. wybrane sieci sklepów), a także możliwość opłacania faktur gotówką w punktach obsługi odbiorców przedsiębiorstw energetycznych.

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

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

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

Operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do realizacji procedury zmiany sprzedawcy w terminie 3 tygodni od dnia zgłoszenia powiadomienia, a dotychczasowi sprzedawcy są zobowiązani do dokonania rozliczenia z odbiorcą do 6 tygodni od dnia zmiany sprzedawcy.

Przygotowywany projekt nowelizacji u-Pe zobowiązuje operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych do umożliwienia odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmiany sprzedawcy w terminie 21 dni. Ponadto, proponowane przepisy nakładają na dotychczasowego sprzedawcę obowiązek dokonania rozliczenia końcowego z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy w okresie nie dłuższym niż 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. W celu zapewnienia faktycznej możliwości realizacji tego zobowiązania operator systemu będzie zobowiązany do przekazania dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy danych dotyczących ilości zużytych przez odbiorcę paliw gazowych lub energii elektrycznej, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą.

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

Od kwietnia 2010 r. funkcjonuje Sąd Arbitrażowy ds. Energetyki przy Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii w Warszawie. W Polsce działają ponadto Miejski i Powiatowi Rzecznicy Konsumentów, do których mogą zgłaszać się odbiorcy ze skargami w indywidualnych sprawach, w tym sprawach z zakresu energetyki. Szczegółowe informacje na temat zakresu rozstrzyganych sporów oraz zasad funkcjonowania Sądu Arbitrażowego, jak również zakresu działalności Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów zostały opisane w ubiegłorocznym Raporcie.

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

Projektowana zmiana u-Pe zakłada rozszerzenie kompetencji sądów polubownych, działających na podstawie ustawy z 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej²⁹⁾, o właściwość w zakresie rozstrzygania sporów w sprawach o prawa majątkowe wynikłe z umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umów kompleksowych oraz umów o przyłączenie do sieci pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. Zgodnie z projektowaną nowelizacją umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa powinny zawierać m.in. informacje o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Jednocześnie na sprzedawcę paliw gazowych lub energii elektrycznej nałożony zostanie obowiązek poinformowania odbiorcy w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów.

Zakres kompetencji Prezesa URE odnośnie rozstrzygania sporów został szczegółowo opisany w punkcie 5.2. Należy jednak zaznaczyć, że regulator rozstrzyga spory w reżimie administracyjnym, co nie do końca wpisuje się w alternatywne mechanizmy rozwiązywania sporów.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że do zadań Prezesa URE należy także prowadzenie działań informacyjnych adresowanych do odbiorców energii i paliw gazowych, w tym udzielanie informacji przez kompleksowy punkt informacyjny, z zastosowaniem kanału infolinii dotyczącej zmiany sprzedawcy w zakresie promowania prawa wyboru sprzedawcy. W celu realizacji tego zadania w strukturze URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii, w którym odbiorcy mogą uzyskać informacje i porady w zakresie przysługujących im praw (zarówno telefonicznie, pisemnie, jak i drogą elektroniczną). Punkt ten zajmuje się także przygotowaniem i realizacją programów edukacyjnych popularyzujących wiedzę o rynku energii i paliw gazowych. Szczegółowe informacje na temat działania Punktu oraz dane kontaktowe zamieszczone zostały na stronie internetowej URE.

²⁹⁾ Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1219, z późn. zm.

Obowiązki użyteczności publicznej

W wyniku wydzielenia 1 lipca 2007 r. z największych przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo operatorów systemów dystrybucyjnych (unbundling) na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wyłącznie dystrybucją energią elektrycznej lub paliw gazowych albo obrotem tymi paliwami lub energią.

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne wyodrębnione z największych spółek zasiedziałych zostały wyznaczone przez Prezesa URE operatorami systemów dystrybucyjnych. Obecnie funkcjonuje 5 dużych OSD elektroenergetycznych, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej oraz 6 dużych OSD gazowych, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej. Natomiast spółki obrotu („sprzedawcy zasiedziali”) zostały na mocy przepisów ustawy zobowiązane do wykonywania zadań sprzedawców z urzędu dla odbiorców, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy, do czasu wyłonienia sprzedawcy z urzędu w drodze przetargu lub wyznaczenia w drodze decyzji przez Prezesa URE. W 2012 r. nie odbył się żaden przetarg. W przeważającej większości odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych oraz wszyscy odbiorcy paliw gazowych posiadają zawarte ze sprzedawcami z urzędu tzw. umowy kompleksowe, które zawierają postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. Sprzedawca z urzędu zobowiązany jest ponadto do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej na zasadach równoprawnego traktowania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Warto podkreślić, że odbiorca w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z umowy kompleksowej z zachowaniem przewidzianego w umowie czasu wypowiedzenia nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu, innymi niż wynikające z treści umowy.

Na rynku działają także inni sprzedawcy energii elektrycznej, z których ok. 200 to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące jednocześnie usługi dystrybucyjne. Na rynku gazu działa natomiast ok. 20 sprzedawców.

Ochrona odbiorcy wrażliwego

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

Projekt zmiany u-Pe przewiduje wprowadzenie definicji oraz systemu ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej i paliw gazowych. System wsparcia zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom wrażliwym, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw. Jednocześnie przewiduje się zapewnienie gminom środków na wypłatę ww. dodatków. Środki te pochodzić będą z dotacji celowej z budżetu państwa.

Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

Zgodnie z art. 5 ust. 6c u-Pe sprzedawcy energii elektrycznej zobowiązani są informować swoich odbiorców o ilości energii elektrycznej zużytej przez tych odbiorców w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym dostępne są informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, jak również o środkach poprawy efektywności energetycznej oraz o charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.

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

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

a) upowszechnienie inteligentnego opomiarowania (tzw. smart metering)

W maju 2012 r. Prezes URE opracował oraz opublikował na stronie internetowej URE dokument „Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej”. W dokumencie tym określona została, optymalna w ocenie regulatora, struktura rynku danych pomiarowych, w szczególności przesłanki na rzecz postulowanego modelu tego rynku oraz rola nowego podmiotu na tym rynku – Operatora Informacji Pomiarowej. Dokument stanowi punkt wyjścia i podstawę do dalszych działań mających na celu zdefiniowanie ram prawnych i organizacyjnych tego rynku. Jest on powiązany z opublikowanym przez Prezesa URE w 2011 r. „Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku”. Następnie w styczniu 2013 r. wydane zostało „Stanowisko Prezesa URE w sprawie szczegółowych reguł regulacyjnych w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji w AMI”.

Publikując powyższe stanowiska Prezes URE aktywnie współtworzy przyszły kształt inteligentnych systemów opomiarowania w kraju. Odnoszą się one do kwestii niezbędnych wymagań wobec wdrażanych systemów inteligentnego opomiarowania, reguł regulacyjnych w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji w AMI i modelu rynku opomiarowania w Polsce. Są one skierowane do OSD, OSP oraz sprzedawców energii elektrycznej. Ich celem jest przygotowanie procesu wdrożenia w Polsce systemu zdalnego pomiaru energii elektrycznej w formule „działania na rzecz budowy inteligentnej sieci” (Smart Metering Smart Grid Ready), dedykowanego przede wszystkim odbiorcom rozproszonym w grupach G i C1X (gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa) oraz, o ile może mieć zastosowanie, odbiorcom pozostałych grup, z opcją wykorzystania go przez operatorów i sprzedawców innych mediów, a nawet usług nieenergetycznych. System ten jest jednym z fundamentów budowy inteligentnej sieci.

b) otrzymywanie przejrzystych i zrozumiałych rachunków za energię

Brak przejrzystych i zrozumiałych rachunków stanowi dla odbiorców istotny problem. Jak wynika ze statystyki zapytań odbiorców energii elektrycznej, w 2012 r. 5% spraw dotyczyło kwestii związanych z fakturowaniem. W przypadku odbiorców gazu ziemnego łącznie 39% stanowiły sprawy dotyczące zasad rozliczeń w poszczególnych grupach taryfowych na podstawie prognoz oraz zmian cen paliwa gazowego i fakturowania.

Największy problem odbiorcy mają ze zrozumieniem poszczególnych pozycji na fakturach, szczególnie w odniesieniu do elementów opłat dystrybucyjnych (kilka rodzajów stawek). Problem dla odbiorców stanowią również prognozowane wartości faktur oraz zasady rozliczeń z tym związane.

Na stronie internetowej URE w Poradniku odbiorcy znajdują się szczegółowe wyjaśnienia poszczególnych elementów faktur za energię elektryczną. Ponadto, w ramach funkcjonującego w URE Punktu Informacyjnego odbiorcy mogą uzyskać szczegółowe informacje w tym zakresie.

5.2. Rozstrzyganie sporów

Prezes URE rozstrzyga tylko w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii. Należy zauważyć, że ww. zakres spraw dotyczy enumeratywnie wskazanych przypadków w zakresie umów

i odnosi się tylko i wyłącznie do przyszłych stosunków umownych między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Decyzje Prezesa URE podlegają kontroli Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 2012 r. większość prowadzonych przez regulatora postępowań dotyczyła odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (głównie odnawialnych źródeł energii) ze względu na brak warunków technicznych lub ekonomicznych. Przyłączenie do sieci gazowej było znacznie rzadziej przedmiotem postępowania przed Prezesem URE. Ponadto, Prezes URE rozstrzygał spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

W kwestiach związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej odnotowano skargi i wnioski, dotyczące w większości przedłużającego się terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci. Jako przyczynę niedotrzymania terminu realizacji umowy przedsiębiorstwa wskazywały najczęściej na trudności w zgromadzeniu stosownej dokumentacji i uzyskaniu wymaganych prawem pozwoleń, problemy związane z usytuowaniem urządzeń przedsiębiorstw na nieruchomościach gruntowych osób prywatnych (kwestia ustanowienia stosownej służebności) oraz niezrealizowanie przez podmiot przyłączany do sieci obowiązków nałożonych na niego w umowie o przyłączenie.

W zakresie sporów dotyczących świadczenia usługi przesyłania paliw gazowych Prezes URE wydał decyzję rozstrzygającą spór o odmowę zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego na zasadach ciągłych – orzekając, że na OGP Gaz-System SA nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego na zasadach ciągłych na rzecz przedsiębiorstwa, które złożyło wniosek w tej sprawie.

Warto zaznaczyć, że Prezes URE nie ma kompetencji do rozstrzygania sporów związanych z już zawartymi umowami. Tymczasem znacząca ilość sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami energetycznymi pojawia się na płaszczyźnie już zawartych umów, gdzie organem właściwym do tego typu rozstrzygnięć jest sąd powszechny.