

Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2011

Lipiec 2011

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	5
1. Nota wprowadzająca	7
2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego	9
3. Regulacja i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej	21
3.1. Zagadnienia regulacyjne [art. 23(1) z wyłączeniem lit. „h”]	21
3.1.1. Zarządzanie i alokacja mocy połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania przeciążeniami	21
3.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych	28
3.1.3. Efektywny unbundling	32
3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) i 23(1)(h)]	34
3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej	34
3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej	41
3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym	50
4. Regulacja i funkcjonowanie rynku gazu ziemnego	61
4.1. Zagadnienia regulacyjne [art.25(1)]	61
4.1.1. Zarządzanie i alokacja zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania ograniczeniami sieciowymi	61
4.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych	64
4.1.3. Efektywny unbundling	69
4.2. Zagadnienia konkurencji [art. 25(1)(h)]	70
4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej	70
4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego	73
4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym	76
5. Bezpieczeństwo dostaw	81
5.1. Energia elektryczna [art. 4]	81
5.2. Gaz [art. 5] oraz 2004/67/WE [art. 5]	90
6. Zagadnienia z zakresu usług o charakterze użyteczności publicznej [art. 3(9) dla energii elektrycznej i art. 3(6) dla gazu]	103

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ARE SA	Agencja Rynku Energii SA
b.d.	brak danych
CNG	<i>Compressed Natural Gas</i> – Sprężony Gaz Ziemny
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG SA	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT	Kontrakty długoterminowe
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System SA	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG SA	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
u-Pe	Ustawa – Prawo energetyczne
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PSE Operator SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UCTE	<i>The „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity”</i> – Unia dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej – Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

1. NOTA WPROWADZAJĄCA

W roku 2010 weszła w życie kolejna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne. Wydarzenie to istotnie wpłynęło na sytuację w sektorze energetycznym i pociągnęło za sobą znaczące rozszerzenie obowiązków Prezesa URE z zakresu regulacji i promowania konkurencji. Nowe kompetencje Prezesa URE w dalszym ciągu są jednak niewystarczające, aby skutecznie przeciwdziałać działaniom ograniczającym konkurencję. Wynika z tego potrzeba sięgania przez regulatora również po działania pozaadministracyjne. Rok 2010 był zatem rokiem wielu społecznych akcji i inicjatyw Prezesa URE, skierowanych na poszerzanie wiedzy wśród odbiorców energii oraz promowanie zachowań prokonkurencyjnych. W konsekwencji tych wszystkich działań, w 2010 r. na polskim rynku energii elektrycznej i gazu nastąpiły zmiany, które nie tylko przyczyniły się do wzrostu konkurencji, lecz także zwiększyły bezpieczeństwo energetyczne kraju i były istotnym krokiem w kierunku integracji polskiego rynku energii z europejskim.

Na wprowadzone w 2010 r. zmiany w otoczeniu prawnym wpłynęły również czynniki zewnętrzne, a mianowicie konieczność dostosowania polskiego prawa do prawa wspólnotowego. Zgodnie z prawem unijnym wszystkie kraje członkowskie zobowiązane zostały do wdrożenia do prawa krajowego postanowień tzw. 3-go pakietu energetycznego, który wszedł w życie 3 marca 2011 r. Proces implementacji nowych unijnych przepisów nie został jeszcze zakończony, jednak ich pełne wdrożenie ułatwi integrację rynku energii i przyspieszy powolny proces rozwoju konkurencji na polskim rynku energii elektrycznej i gazu.

W niniejszym sprawozdaniu opisany został stan rynku energii w 2010 r. według najlepszej wiedzy Prezesa URE. Wiedza ta jest wynikiem stałego monitorowania sytuacji w sektorze, a także systematycznego gromadzenia i przetwarzania informacji na temat sytuacji na krajowych rynkach energii.

Przedkładany Komisji Europejskiej dokument jest siódmym raportem przygotowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie – Prawo energetyczne oraz dyrektywach unijnych.



2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I RYNKU GAZU ZIEMNEGO

W 2010 r. miało miejsce kilka istotnych procesów, które przyczyniły się do stopniowego zwiększenia konkurencji na polskim rynku energii. Mimo to jednak polski rynek energii elektrycznej i gazu w dalszym ciągu cechuje niski poziom konkurencji. Działania podjęte przez Prezesa URE zostały streszczone poniżej i szczegółowo opisane w kolejnych rozdziałach.

Rynek hurtowy

Aktualna struktura podmiotowa sektora elektroenergetycznego i stopień koncentracji działalności zostały ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw należących do Skarbu Państwa. Proces ten jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”, który został przyjęty przez Radę Ministrów w 2006 r. Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa jednak większym zmianom w 2010 r. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, zaś na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – Tauron Polska Energia SA. Proces konsolidacji, który w praktyce jeszcze się nie zakończył, będzie miał istotny wpływ na możliwości rozwoju konkurencji na rynku hurtowym.

Rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane z uwagi na istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji. Wskaźnik HHI, mierzony według mocy zainstalowanych, zmienił się w 2010 r. nieznacznie w porównaniu do 2009 r., podobnie według produkcji energii elektrycznej brutto. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, Tauron Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

Handel energią elektryczną na rynku hurtowym cechował się dużą koncentracją, szczególnie wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. Kontrakty dwustronne, podobnie jak w latach poprzednich, pozostały główną formą handlu hurtowego energią elektryczną. W 2010 r., podobnie jak w roku poprzednim, w ramach takich kontraktów wytwórcy sprzedali ponad 90% energii elektrycznej. Pozostała sprzedaż była realizowana na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu na rynkach *spot* (giełda, platformy obrotu energią elektryczną).

W 2010 r. struktura transakcji na rynku hurtowym kształtowała się podobnie jak w latach poprzednich. Głównym odbiorcą energii elektrycznej na hurtowym rynku energii pozostawały nadal przedsiębiorstwa obrotu. W dalszym ciągu dominowała sprzedaż odbiorcom w ramach własnej grupy kapitałowej. Biorąc pod uwagę zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej na 2010 r. giełda energii wciąż traktowana była marginalnie przez uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej. Obserwowane było natomiast znaczące zwiększenie wykorzystania tej platformy obrotu w procesie zawierania kontraktów handlowych na 2011 r. Towarowa Giełda Energii SA (TGE SA) charakteryzowała się dynamicznym rozwojem w 2010 r. Główną przyczyną rosnącego udziału sprzedaży przez giełdę było wejście w życie, od 9 sierpnia 2010 r., przepisów nowelizujących u-Pe, które zobowiązały wszystkich wytwórców do sprzedaży poprzez giełdę towarową 15% lub 100% wytwarzanej energii (dla wytwórców objętych programem KDT – kontraktów długoterminowych).

Dzięki wzrastającej dynamice obrotów na TGE SA, polski rynek energii uzyskał wystarczającą płynność by udostępnić stronom trzecim pierwsze połączenie transgraniczne z rynkiem skandynawskim poprzez mechanizm *market coupling*, czyli aukcję typu „implicit” na rynkach dnia następnego giełd: Nordpool Spot i TGE SA. Moc dostępna na połączeniu stałoprądowym kablowym łączącym Polskę i Szwecję (SwePol Link) wynosi 600 MW. Dzięki temu przedsięwzięciu członkowie TGE i skandynawskiej giełdy NordPool Spot uzyskali możliwość sprzedaży wytwarzanej energii na inne rynki oraz zakupu tańszej z rynków sąsiadujących.

Nadal jednak istotnym ograniczeniem dla integracji polskiego rynku z krajami sąsiednimi jest niewystarczający poziom transgranicznych zdolności przesyłowych. Ponadto wzrastający poziom generacji wiatrowej w północnej części Niemiec utrudniał optymalne wykorzystanie istniejących połączeń transgranicznych ze względu na trudne do prognozowania wzrastające przepływy kołowe przez KSE¹⁾. Dotyczy to w szczególności możliwości importu energii elektrycznej z krajów sąsiednich, co z kolei w sposób istotny przyczynia się również do warunków konkurencji na rynku krajowym. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na granicach pomiędzy Polską a Niemcami, Czechami i Słowacją odbywa się w sposób skoordynowany, mimo braku wdrożenia skoordynowanego mechanizmu udostępniania transgranicznych mocy przesyłowych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Współpraca OSP w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG doprowadziła do opracowania projektu Zasad Aukcji dla w pełni skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami w całym regionie, które weszły w życie od 1 stycznia 2011 r.

W 2010 r., jak i w latach poprzednich, działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, była zdominowana przez PGNiG SA i *de facto* funkcjonuje wyłącznie w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG (dalej: GK PGNiG). Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG w zasadzie nie zajmują się sprzedażą hurtową. Co prawda, odnotowano niewielkie ilości gazu ziemnego kupowanego w celu dalszej odsprzedaży, które dotyczyły dwóch podmiotów, jednakże nie korzystających z zasady TPA. Dotyczyło to sprzedaży skroplonego gazu ziemnego – LNG.

W 2010 obrót gazem ziemnym nadal realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Forma sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy czy *hubów* nie funkcjonowała w Polsce. Ceny paliwa gazowego nie są różnicowane w zależności od tego, czy wykorzystuje się gaz na potrzeby własne odbiorcy, czy do dalszej odsprzedaży. O cenie decyduje moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów odbioru. Wolumen sprzedaży nie jest czynnikiem bezpośrednio różnicującym cen.

Jednakże, niezwykle istotny dla funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce, w tym zarządzania i realizacji przesyłu gazu, był fakt powierzenia funkcji operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał-Europa spółce Gaz-System SA. Decyzją z 17 listopada 2010 r., Prezes URE wyznaczył tą spółkę operatorem gazowego systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r.

Wciąż jednak krajowy system przesyłowy nie jest dostatecznie zintegrowany z systemami innych państw. Na wszystkich punktach „wejścia” do polskiego systemu przesyłowego udział mocy zarezerwowanych przez PGNiG SA wynosi prawie 100%. Analiza informacji dotyczących połączeń międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego z innymi systemami wskazuje na występowanie ograniczeń fizycznych. W przypadku połączenia krajowego systemu przesyłowego z systemem gazowniczym państw UE na punkcie wejścia w Lasowie stwierdzono występowanie fizycznych ograniczeń w przesyłach²⁾, natomiast w przypadku połączeń z systemami przesyłowymi zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego stwierdzono pełną rezerwację zdolności przesyłowych (rezerwacje te nie miały charakteru długoterminowego).

Rynek detaliczny

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych, są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu energią). Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej mają sprzedawcy „zasiedziali”, którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (aktualnie siedem podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy kupna-sprzedaży i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku energii elektrycznej działają także inni sprzedawcy (ok. dwudziestu aktywnych uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi ok. 300.

¹⁾ Ta sytuacja uległa pewnej poprawie w 2011 r. po wydaniu przez Niemcy moratorium na energetykę nuklearną.

²⁾ W czerwcu 2011 r. rozpoczęła się procedura udostępniania dodatkowych przepustowości w punkcie wejścia Lasów.

Prezes URE nie podjął w ubiegłym roku decyzji o zwolnieniu sprzedawców z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla odbiorców w grupie G – gospodarstwach domowych. Jest to jedyna grupa, dla której Prezes URE utrzymywał kontrolę w postaci regulacji cen.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i bardzo niewielka skala ich zmiany, mimo, że prawo wyboru sprzedawcy przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r. Jednakże, pomimo ciągle małej liczby odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, ilość odbiorców, którzy skorzystali z tego uprawnienia w 2010 r. wzrosła w stosunku do stanu z 2009 r. Analiza, z uwzględnieniem podziału na grupy taryfowe, pozwala stwierdzić, że w 2010 r. nastąpił przeszło 300% wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do liczby zmian w 2009 r. Z tego liczba takich zmian w grupach taryfowych A, B, C (odbiorcy komercyjni) zwiększyła się o ok. 500%, a w grupie taryfowej G (odbiorcy indywidualni) o ok. 17%. Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że ciągle niewielu odbiorców (zaledwie 0,05% wszystkich odbiorców) skorzystało do tej pory z tego prawa.

Pomiędzy IV kwartałem 2009 r. a IV kwartałem 2010 r. opłaty za energię elektryczną stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, nie wykazywały szczególnych tendencji wzrostowych. Porównując je np. do okresu IV kwartał 2008 – IV kwartał 2009, w którym ceny dla odbiorców ogółem wzrosły o 31,7%, to dla okresu rozpatrywanego w aktualnym badaniu odnotowano spadek tej ceny o 0,51%. Największy spadek nastąpił dla największych odbiorców komercyjnych (grupy taryfowej A) – o 3,94%, a największy wzrost nastąpił w grupie gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) – o 4,51%. W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

W 2010 r. pozycję dominującą w sektorze gazowym, a tym samym na rynku, zajmowała GK PGNiG. W skład grupy wchodzi m.in. przedsiębiorstwo PGNiG SA, zajmujące się obrotem gazem ziemnym i będące przedsiębiorstwem o największym wolumenie sprzedaży tego surowca oraz sześciu operatorów dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za transport gazu do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG, wpływa od wielu lat na strukturę rynku detalicznego oraz tempo przemian na nim zachodzących. Nadal blisko 98% sprzedaży gazu ziemnego realizowana jest przez monopolistę, natomiast pozostałe 2% prowadzi kilkadziesiąt podmiotów, które starają się rozwijać i umacniać swoją pozycję na rynku. Przeważająca większość z tych przedsiębiorstw prowadzi sprzedaż gazu za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. W 2010 r. działalność prowadził jeden podmiot nie posiadający sieci, realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA. Ponadto na rynku funkcjonują nowe podmioty dokonujące sprzedaży gazu LNG bez wykorzystania sieci gazowych.

Pomimo obowiązującej od 1 lipca 2007 r. zasady TPA, która polega na niedyskryminacyjnym dostępie stron trzecich do sieci, w konsekwencji czego odbiorcy mają możliwość swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy gazu, w praktyce na rynku gazu zmiana sprzedawcy pozostaje wciąż nierealizowana. W celu zapewnienia odbiorcom realnej możliwości zmiany sprzedawcy, Prezes URE wskazał OGP Gaz-System SA, jakie zmiany powinny zostać uwzględnione w przygotowywanej do przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP). Szczególnie istotne jest wprowadzenie zasad zamawiania mocy umownych w trakcie trwania roku gazowego w taki sposób, aby odbiorca końcowy miał możliwość zmiany sprzedawcy. Odpowiednie zmiany w instrukcji zostały złożone w 2011 r.

Ceny gazu dla wszystkich odbiorców podlegają regulacji ze względu na brak konkurencji na rynku gazu ziemnego w Polsce. W 2010 r. ceny gazu zmieniły się dwukrotnie: 1 czerwca i 1 października. Główną przyczyną wzrostu od 1 czerwca 2010 r. ceny gazu wysokometanowego był wzrost kosztów jego pozyskania w zakupach importowych, na który w jednakowym stopniu wpływ mają ceny importowe co kursy walutowe (USD i euro). Kolejna podwyżka cen paliw gazowych miała miejsce od 1 października 2010 r. i spowodowana była wzrostem kosztów zakupu gazu wysokometanowego w imporcie, w związku ze znacznie wyższym poziomem kursu dolara (w której to walucie w głównej mierze dokonywane są zakupy z zagranicy) niż przyjęty do kalkulacji ceny tego towaru – stosowanej od 1 czerwca 2010 r. Z kolei decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2010 r. zatwierdzona została obniżka cen paliw gazowych sprzedawanych przez PGNiG SA, która weszła w życie 1 stycznia 2011 r. Podyktowana ona była planowanym uzyskaniem w I kwartale 2011 r. rabatu w kosztach zakupu gazu wysokometanowego w głównym kontrakcie importowym zawartym z OOO

Gazprom-Export, w związku z – podpisanym w październiku 2010 r. – aneksem do umowy łączącej PGNiG SA z tym przedsiębiorstwem.

Wnioski: ogólny stan rynków

Postępująca konsolidacja pionowa elektroenergetyki doprowadziła do powstania ograniczonej liczby grup energetycznych o bardzo dużej sile rynkowej. Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2010 r. Rynek energii elektrycznej w Polsce w 2010 r. można oceniać nadal jako mało płynny. Wśród głównych uwarunkowań mających na to wpływ wymienić można duży udział kontraktów bilateralnych oraz, mimo progressu, nadal niewielki udział transakcji giełdowych. Warto jednak podkreślić, że w 2010 r. weszły w życie zmiany w prawie energetycznym, które wywarły wpływ na sytuację na rynku energii elektrycznej. Na mocy znowelizowanej ustawy wprowadzono min. obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców. Regulacje te istotnie zmieniły handel na hurtowym rynku energii elektrycznej, a wzrost płynności polskiego rynku hurtowego umożliwił wdrożenie mechanizmu „market coupling” na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja. Na rynku detalicznym odnotowano znaczący wzrost dynamiki w zakresie korzystania z prawa zmiany sprzedawcy przez odbiorców, zwłaszcza wśród grup taryfowych A, B i C. Odbiorcy z grupy G w dalszym ciągu w bardzo ograniczonym zakresie korzystali z tego prawa.

Rynek gazu w Polsce należy do rynków o niskiej konkurencji i dużej koncentracji. Ta „zasiedziała” struktura rynku sprawia, że działania ukierunkowane na promowanie i zwiększenie konkurencji napotyka na o wiele większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Obawa, że w obecnej strukturze przedsiębiorstwo dominujące może wykorzystywać swoją pozycję, uzasadnia potrzebę utrzymania pełnej regulacji, równoległe z kontynuowaniem działań umożliwiających dywersyfikację dostaw gazu oraz wejście na rynek nowych podmiotów. W konsekwencji doprowadzić to może do korzystnych zmian, skutkujących rozwojem rynku gazu, zarówno infrastrukturalnym, jak i w kierunku realnej konkurencji, przy jednoczesnym zachowaniu akceptowalnego dla obu stron, tj. odbiorców i przedsiębiorstw, poziomu cen.

Użyteczność publiczna i ochrona konsumentów

Rok 2010 był kolejnym rokiem wzmożonej aktywności Prezesa URE na polu upowszechniania wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta. Prezes URE nie posiada co prawda rozbudowanego katalogu kompetencji służących wprost promowaniu konkurencji. Jednakże warto zauważyć, że rok 2010 przyniósł regulatorowi nowe prawa i obowiązki do działania w tym obszarze, przykładowo wprowadzona nowelizacją prawa energetycznego kompetencja do zatwierdzania programów zgodności, czy kontrolowania realizacji wspomnianego wyżej obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej (tzw. obligo giełdowe). Warto także podkreślić, że promowanie konkurencji w sektorze energetycznym oparte jest już nie tylko na narzędziach *stricte* administracyjnych, którymi posługuje się regulator przy wypełnianiu podstawowych obowiązków, ale także na działaniach perswazyjnych.

W 2010 r. miał miejsce szereg tzw. działań miękkich, do których podjęcia Prezes URE nie jest zobowiązany w świetle przepisów prawa, ale które ocenia jako konieczne dla realizacji celu, jakim jest promowanie konkurencji. Za działania takie uznać należy szeroko prowadzoną działalność informacyjną Prezesa URE, w tym także kampanię edukacyjną pod hasłem „Prąd to też towar. Zdecyduj od kogo go kupujesz”. Kampania była ukierunkowana na uświadomienie praw odbiorcom energii w gospodarstwach domowych i zwiększenie ich wiedzy o rynku. Celem akcji było wzmocnienie strony popytowej, której rozbudzone oczekiwania przyczyniłyby się do rozwoju konkurencji na rynku energii. Dodatkowo, Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych.

W związku z wciąż mało upowszechnionymi wśród odbiorców energii możliwościami, które pojawiły się wraz z otwarciem rynku energii, Urząd kontynuuje służenie bieżącą pomocą w postaci działającego w URE Centrum Informacji dla Odbiorców Energii „Jak zmienić sprzedawcę”. W 2010 r. za pośrednictwem Centrum Informacji pracownicy URE udzielili ponad tysiąc porad, wskazówek i wyjaśnień dotyczących procedur i uregulowań prawnych w przypadku skorzystania z prawa zmiany sprzedawcy (dwa razy więcej niż w 2009 r.), miały miejsce również liczne akcje informacyjne i edukacyjne, adresatami których byli odbiorcy.

W 2010 r. w URE zakończono prace nad przygotowaniem „Dobrych Praktyk Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” oraz „Dobrych Praktyk Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”. Dokumenty te, regulujące kwestie związane ze wzmocnieniem pozycji odbiorców na rynku gazu i energii elektrycznej, zostały opublikowane i zarekomendowane przez Prezesa URE do wykorzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne przy opracowywaniu własnych „Kodeksów Dobrych Praktyk”. W 2010 r. Prezes URE przygotował także katalog niedozwolonych klauzul umownych w umowach zawieranych między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej i gazu. Katalog sporządzony został w oparciu o rejestr niedozwolonych klauzul umownych, który prowadzony jest przez Prezesa UOKiK.

W 2010 r. do Rzecznika Praw Odbiorców Paliw i Energii URE wpłynęło ogółem 3 264 spraw, w stosunku do stanu z 2009 r. jest to o 666 więcej. Rzecznik rozpatrzył samodzielnie 3 045 spraw, pozostałe zostały przekazane innym komórkom organizacyjnym URE lub innym organom, zgodnie z właściwością. Tematyka rozpatrywanych w minionym roku skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych nie uległa zasadniczym zmianom. Dominowały zagadnienia związane z realizacją umów zapewniających dostawę paliw bądź energii, w tym tradycyjnie w zakresie rozliczeń i standardów jakościowych obsługi odbiorców. Występowały też sprawy związane z nielegalnym poborem, a także zmianą sprzedawcy oraz incydentalnie inne.

Infrastruktura

W odniesieniu do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, OSD i OSP są zobowiązane do uzgadniania z Prezesem URE projektów planów rozwoju inwestycji sieciowych. Ta procedura pozostaje w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf w elektroenergetyce czy gazownictwie, a także pozwala na weryfikację planowanych nakładów inwestycyjnych pod kątem możliwości ich sfinansowania przez odbiorców (możliwości płatnicze odbiorców).

Tryb zatwierdzania taryf dla paliw gazowych nie uległ zmianie w stosunku do poprzedniego roku i polega na sprawdzeniu ich zgodności z postanowieniami u-Pe oraz rozporządzeniami wykonawczymi do niej, w tym przede wszystkim z przepisami rozporządzenia taryfowego. W 2010 r. ukazało się rozporządzenie systemowe, ale jego przepisy nie pociągały za sobą żadnych zmian w zakresie kalkulacji taryf ustalanych przez przedsiębiorstwa sektora gazowego.

W prowadzonym w 2010 r. procesie taryfowania OSD energii elektrycznej, nie uległa zmianie stosowana przez Prezesa URE metodologia oparta na idei regulacji pułapowej. Do oceny uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych – analogicznie jak w latach ubiegłych – wykorzystano metody analizy porównawczej. W przypadku OSP elektroenergetycznego, proces taryfowania prowadzony w 2010 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.

Rok taryfowy 2010 był pierwszym rokiem obowiązywania nowych zasad dotyczących ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA) dla elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych. Mając na uwadze konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom dystrybucyjnym (OSD) oraz OSP zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność sieciową, Prezes URE w kolejnych taryfach ustala uzasadnioną wielkość zwrotu w oparciu o Wartość Regulacyjną Aktywów (WRA) oraz koszt kapitału, uwzględniając modelowe wielkości nakładów inwestycyjnych. W 2009 r. wprowadzono nową, spójną dla 14 (obecnie dla 7) największych OSD energii elektrycznej, metodę wynagradzania majątku sieciowego z uwzględnieniem kryterium efektywności regulacyjnej oraz zachowania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii w KSE. Stosowana przez Regulatora formuła obliczania zwrotu z kapitału ma charakter bodźcowy. W przypadku, gdy przedsiębiorstwa zrealizują inwestycje ponad uzgodniony plan rozwoju, finansowe skutki tych inwestycji będą uwzględnione w kolejnych taryfach.

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

Operatorzy systemów przesyłowych (OSP)

W przypadku spółki PSE Operator (operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego), w grudniu 2009 r. Prezes URE uznał za uzgodniony, tylko dla 2010 r., projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, z uwagi na przedstawienie szczegółowego harmonogramu realizacji zadań inwestycyjnych jedynie na 2010 r. W grudniu 2010 r. Prezes URE uznał za uzgodniony, dla roku 2011 r., projekt aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Założono, iż uzgodnienie ww. projektu aktualizacji planu rozwoju PSE Operator SA na kolejne lata nastąpi w pierwszej połowie 2011 r. po przekazaniu przez przedsiębiorstwo raportu z wykonania za 2010 r.

Kierunki rozbudowy sieci przesyłowej ujęte w Aktualizacji planu rozwoju były zbieżne z poprzednią edycją projektu planu rozwoju. Zmiany dotyczyły w większości zamierzeń związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci, zarówno jednostek konwencjonalnych jak i OZE, które wynikały ze zmiany planów inwestorów planujących budowę źródeł wytwórczych.

W 2010 r. obowiązywał plan rozwoju operatora gazowej sieci przesyłowej (Gaz-System SA) uzgodniony na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r., który zatwierdzony został jeszcze w roku 2009. Uzgodnione zadania inwestycyjne w większości związane są z likwidacją tzw. „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym oraz budową terminala LNG w Świnoujściu.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W grudniu 2010 r. Prezes URE uznał za uzgodnione, na rok 2011, projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2011–2015 siedmiu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności.

Analogicznie jak w przypadku operatora systemu przesyłowego, uzgodnienie ww. projektów planów rozwoju na kolejne lata planowane jest w pierwszej połowie 2011 r. po przekazaniu przez przedsiębiorstwa raportów z wykonania za 2010 r.

W odniesieniu do gazowych OSD, w 2010 r. obowiązywały plany rozwoju OSD opracowane na lata 2009–2013, które w 2009 r. zostały uzgodnione w całości w zakresie rzeczowym, a w zakresie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych jedynie na rok 2010. Mimo uzgodnienia wysokości nakładów tylko na jeden rok, tj. 2010, oszacowania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych OSD dokonano na okres od 2009 do 2013. Na początku roku 2011 uzgodniono uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych na kolejny rok, tj. 2011. W 2010 r. Prezes URE uzgodnił pięć projektów planów rozwoju przedsiębiorstw gazowniczych pełniących funkcję OSD.

Alokacja zdolności przesyłowych

W 2010 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w ubiegłym roku inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Udostępnianiem zdolności przesyłowych zarządza PSE Operator SA. W odniesieniu do połączeń transgranicznych pomiędzy Polską a Niemcami, Słowacją i Republiką Czeską, PSE Operator udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych, natomiast importowe w aukcjach dobowych. Rozdział zdolności przesyłowych na tych połączeniach odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*). W odniesieniu do stałoprądowego połączenia SwePol Link łączącego Polskę i Szwecję, 15 grudnia 2010 na połączeniu tym został uruchomiony mechanizm zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*market coupling*), dzięki czemu udostępniono zdolności przesyłowe tego połączenia wszystkim użytkownikom systemu na zasadach rynkowych. Moce przesyłowe alokowane są w drodze aukcji niejawnych, co oznacza, że uczestnicy rynku dokonują zakupu zarówno mocy jak i energii elektrycznej, za pośrednictwem giełd energii działających po obu stronach połączenia.

Na wszystkich punktach „wejścia” do polskiego systemu przesyłowego udział mocy zarezerwowanych przez PGNiG SA wynosi prawie 100%. Stopień ich wykorzystania w 2010 r. był zróżnicowany, od niemalże 100% na połączeniach z operatorem niemieckim, do ok. 50% na pozostałych połączeniach. Zakres i miejsca występowania ograniczeń systemowych wewnątrz krajowego systemu przesyłowego gazu w 2010 r. nie ule-

gły znacznym zmianom w porównaniu z wcześniejszymi latami. W celu pozyskania informacji na temat zapotrzebowania na zdolności przesyłowe i na ich podstawie realizację inwestycji ukierunkowanych na przesył gazu nowymi połączeniami, w 2010 r. kontynuowane były przez OGP Gaz-System SA prace z wykorzystaniem procedury *Open Season*. W 2010 r. operator systemu przesyłowego Gaz-System SA ogłosił zakończenie procedury udostępniania przepustowości dla połączenia międzysystemowego w rejonie Podbeskidzia. Przedmiotem procedury był m.in. przydział zdolności przesyłowej obejmującej projekt inwestycyjny budowy gazociągu od granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna, będącego miejscem lokalizacji nowego punktu wejścia do systemu przesyłowego. Również w 2010 r. rozpoczęły się prace związane z rozbudową połączenia międzysystemowego w Lasowie.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu jest jednym z zadań Prezesa URE.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie determinanty, jak zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii. Poniżej przedstawione podstawowe dane dotyczące bezpieczeństwa dostaw.

W 2010 r. produkcja energii elektrycznej brutto w kraju kształtowała się na poziomie 156 342 GWh i była wyższa o ponad 3% w porównaniu do roku ubiegłego. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 154 988 GWh i było wyższe o ponad 4,2% od zużycia w 2009 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Podkreślić należy jednak, że produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ciągle wzrasta.

Ponadto, poziom nakładów inwestycyjnych, który został uwzględniony w taryfach OSP i siedmiu OSD (sektor elektroenergetyczny), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności wzrósł prawie o 24% w stosunku do 2009 r. OSP kontynuuje założenia w zakresie kierunków rozbudowy sieci przesyłowej, które zostały ujęte w poprzedniej edycji projektu planu rozwoju. Dokonane zmiany w aktualizacji planu rozwoju dotyczyły w większości zamierzeń związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci, zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE. Podobnie, plany inwestycyjne przedsiębiorstw dystrybucyjnych w najbliższych latach zmierzają w kierunku dynamicznego rozwoju i modernizacji infrastruktury sieciowej. Podyktowane jest to potrzebą wzmocnienia i rozbudowy sieci w celu przyłączania nowych odbiorców i nowych źródeł, w szczególności OZE, jak również modernizacją istniejącego majątku. W tym kontekście należy zwrócić uwagę, że stopień realizacji planów rozwoju może budzić obawy ze względu na możliwość pozyskania finansowania, a także istniejące bariery formalno-prawne w prowadzeniu inwestycji sieciowych. Istnienie tych barier było jedną z głównych przesłanek opracowania i publikowania w listopadzie 2010 r. przez Komisję Europejską tzw. „Pakietu Infrastrukturalnego”, który z założenia powinien przyczynić się do wzrostu liczby i ułatwienia prowadzenia inwestycji sieciowych, zwłaszcza tych, które napotykają problemy w finansowaniu.

Ważnym krokiem na drodze ku zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego było również wyznaczenie PSE Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na polskiej części połączenia SwePol Link.

Reasumując, realizacja jednego z głównych priorytetów *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, jakim jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, zależy w dużej mierze od realizacji inwestycji w sektorze elektroenergetycznym. W tym obszarze Prezes URE został wyposażony w dodatkowe kompetencje dotyczące monitorowania zamierzeń inwestycyjnych oraz ich realizacji, który umożliwią bardziej szczegółową ocenę stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w przyszłości.

Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2010 r. wyniosło 14 416,8 mln m³, z czego ponad połowa (56,88% całkowitego zużycia) przypadła na odbiorców przemysłowych. Odbiorcy

w gospodarstwach domowych zużyli 4 095,8 mln m³, co stanowi 28,41% całkowitego zużycia gazu ziemnego w 2010 r.

Zapotrzebowanie na gaz w 2010 r. pokrywane było dostawami pochodzącymi zarówno z importu, jak i źródeł krajowych. W 2010 r. wydobycie krajowe wyniosło 4,2 mld m³ gazu (ok. 29 mln boe), co stanowi ok. 30% jego rocznego zużycia. Uzupełniające dostawy PGNiG SA realizował importując gaz w ilości 10,07 mld m³. 29 października 2010 r. zawarte zostało polsko-rosyjskie porozumienie ws. dostaw gazu ziemnego do Polski. Porozumienie to zakłada zwiększenie dostaw gazu z dotychczasowych 7,45 mld m³ do około 10 mld m³ rocznie, przy jednoczesnym zachowaniu obowiązującego okresu realizacji kontraktu do 2022 r. Zmiana ilości zakontraktowanego gazu stanowiła de facto potrzebę uzupełnienia dostaw wynikających z wygaśnięcia 1 stycznia 2010 r. zawartego w 2006 r. pomiędzy PGNiG SA a spółką RosUkrEnergo kontraktu na dostawy gazu w wysokości 2,3 mld m³ rocznie.

W 2010 r. wszystkie podmioty odpowiedzialne za dostawy gazu prowadziły prace modernizacyjne i inwestycyjne w celu usprawniania pracy systemu oraz zapewnienia nowych dróg dostaw. W celu dywersyfikacji kierunków importu gazu prowadzone są w Polsce prace mające umożliwić przyłączenie nowych systemowych źródeł gazu, m.in.: budowa terminalu LNG do odbioru drogą morską skroplonego gazu ziemnego, rozbudowa systemu przesyłowego na północy Polski, budowa gazociągu łączącego polski i czeski system gazowy w ramach procedury udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia, rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu. Kontynuowane w 2010 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie, jednakże z uwagi na długość cyklu inwestycyjnego, żadna z inwestycji mających na celu zapewnienie dostaw z nowych kierunków nie została zakończona.

Ponadto, w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju realizowano szereg inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski. Oprócz inwestycji związanych z utrzymaniem zdolności wydobywczych z konwencjonalnych źródeł krajowych, w 2010 r. w Polsce trwały również dalsze intensywne prace poszukiwawcze ukierunkowane na wydobycie gazu z tzw. niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego.

Niewątpliwie zwiększeniu bezpieczeństwa i przejrzystości działania służy również wyznaczenie przez Prezesa URE 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System SA operatorem gazowego systemu przesyłowego na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r.

Regulacja i unbundling

Pełen katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE, obejmuje kompetencje wynikające z u-Pe (art. 23 ust. 2), jak również kompetencje określone w przepisach pięciu odrębnych ustaw. Kompetencje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uległy znacznemu poszerzeniu w wyniku dokonanej w roku 2010 nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Zapoczątkowany w 2009 r. proces legislacyjny zakończony został uchwaleniem 8 stycznia 2010 r. ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw³⁾, która – co do zasady – weszła w życie 11 marca 2010 r. Ustawa ta przewiduje szereg nowych zadań dla Prezesa URE. Na szczególną uwagę zasługują następujące, istotne dla działalności regulatora, nowe uprawnienia i kompetencje:

- 1) zatwierdzanie i określanie terminu wykonania przez operatorów programów określających przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów,
- 2) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (dotychczas zatwierdzeniu przez Prezesa URE podlegała jedynie część tych instrukcji dotycząca bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi) oraz instrukcji operatora systemu połączonego,
- 3) wyznaczanie – na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła – terminu uzupełnienia zapasów paliw w przypadkach i na zasadach określonych w ustawie,
- 4) wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji dla jednostek opalanych metanem lub gazem uzyskiwanym z biomasy,
- 5) przedstawianie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki opinii do raportu operatora (systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego) dotyczącego

³⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

przyczyn zaistniałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zasadności podjętych środków zaradczych,

- 6) rozszerzenie zakresu informacji, które winno zawierać sprawozdanie Prezesa URE dotyczące nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne i ich zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji na rynku energii elektrycznej,
- 7) opracowywanie wytycznych i zaleceń do planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii,
- 8) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną, uprawnione do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej lub wchodzących w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, obowiązku sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w u-Pe; zwolnienie z tego obowiązku – na zasadach określonych w tej ustawie; publikowanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej wskazaniu wyżej obowiązkowi sprzedaży,
- 9) wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego i publikowanie informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie na który zostali wyznaczeni operatorami odpowiednich systemów,
- 10) w związku z rozszerzeniem zakresu działalności gospodarczej, której wykonywanie wymaga uzyskania koncesji – udzielanie koncesji i promesy koncesji na wytwarzanie paliwa gazowego kwalifikowanego jako biogaz rolniczy,
- 11) znaczące rozszerzenie katalogu kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE.

Na szczególną uwagę zasługuje uprawnienie Prezesa URE do nakładania kar pieniężnych, przewidziane art. 56 ust. 1 u-Pe. Obszerny katalog tych kar został znacznie poszerzony w wyniku dokonanej w 2010 r. nowelizacji u-Pe, która wyposażała ten organ w uprawnienie do nakładania dwunastu rodzajów nowych kar pieniężnych. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe (ust. 6). Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Korzystając z określonych art. 56 uprawnień prewencyjno-sankcyjnych Prezes URE w 2010 r. wymierzył 309 kar pieniężnych na łączną kwotę 30 488 713,20 zł.

Nowelizacja u-Pe nadała nowe brzmienie m.in. przepisowi art. 9h ustawy, określającemu tryb oraz kryteria wyznaczania operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych. Od 11 września 2010 r., na mocy znowelizowanej u-Pe, Prezes URE uzyskał uprawnienia do wyznaczania z urzędu, na czas określony operatora systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych oraz systemu skraplania gazu ziemnego. Dotąd Prezes URE mógł wyznaczyć na mocy ustawy operatora jedynie na wniosek przedsiębiorstwa. Dokonane nowelą zmiany legislacyjne dostosowały prawo polskie do wymogów unijnych, jednocześnie umożliwiły wyznaczenie operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa.

Doprecyzowano także przepisy art. 9d dotyczące kryteriów niezależności operatorów i dodano nowe przepisy nakładające na już wyznaczonych operatorów systemów elektroenergetycznych obowiązki informacyjne wobec Prezesa URE, mające na celu ułatwienie bieżącego monitorowania przez Prezesa URE spełniania przez ww. operatorów wspomnianych kryteriów niezależności.

Szczegółowe zmiany, jakie wprowadziły nowe przepisy do porządku prawnego związanego z wyznaczaniem operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych są następujące:

- obowiązek wystąpienia właściciela każdej sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej, przy pomocy których dane przedsiębiorstwo energetyczne wykonuje odpowiedni rodzaj działalności gospodarczej na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE, z wnioskiem o wyznaczenie właściwego operatora systemu na ww. sieci lub instalacji (art. 9h ust. 1), w przypadkach i terminach wskazanych w art. 9h ust. 6 u-Pe;
- możliwość powierzenia innemu przedsiębiorstwu energetycznemu pełnienie obowiązków operatora na danej sieci lub instalacji na podstawie tzw. umowy powierzającej we wskazanych w ustawie (art. 9h ust. 4) przypadkach; jednocześnie został określony podstawowy zakres ww. umowy (art. 9h ust. 5);

- możliwość wyznaczenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej tylko jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego (art. 9h ust. 2);
- możliwość odmowy przez Prezesa URE wyznaczenia operatora systemu w przypadku niespełnienia przez kandydata na operatora określonych w ustawie warunków i kryteriów oceny, branych pod uwagę przez Prezesa URE przy wyznaczaniu operatora, takich jak: efektywność ekonomiczna, skuteczność zarządzania systemami gazowymi czy elektroenergetycznymi, bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz spełnienie warunków i kryteriów niezależności określonych w ustawie;
- przyznanie Prezesowi URE na mocy art. 9h ust. 9 u-Pe prawa do wyznaczenia operatorem systemu z urzędu w drodze decyzji, przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego stosowną koncesję (w zależności od profilu działalności) w przypadku gdy:
 - 1) właściciel danej sieci lub instalacji nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu gazowego lub operatora systemu elektroenergetycznego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci lub instalacji;
 - 2) Prezes URE odmówił wyznaczenia operatora, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z sieci lub instalacji określonej we wniosku, o którym mowa powyżej.
 Ponadto Prezes URE został uprawniony do określenia w ww. decyzji m.in. warunków realizacji kryteriów niezależności niezbędnych do realizacji zadań operatorów systemów, w zakresie wskazanym w ustawie;
- nałożenie przepisami art. 9h ust. 11 ustawy na właściciela sieci lub instalacji obowiązku udostępniania operatorowi, wyznaczonemu zgodnie z ust. 9, informacji oraz dokumentów niezbędnych do realizacji zadań operatora oraz współdziałania z tym operatorem. Nieprzestrzeganie ww. obowiązku, podlega karze pieniężnej na mocy art. 56 ust. 1 pkt 26 u-Pe;
- nałożenie przepisami na przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone operatorem systemu elektroenergetycznego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji dotyczących zmiany zakresu wykonywanej działalności gospodarczej oraz jego powiązań kapitałowych, w terminie miesiąca od dnia wprowadzenia tych zmian.

W 2010 r. nie zmienił się podmiot pełniący funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE Operator SA – który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego. Nadzór właścicielski nad operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na mocy art. 12a u-Pe został przeniesiony na ministra właściwego do spraw gospodarki ustawowo dotychczas odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Poza wykonywaniem obowiązków OSP na własnej sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE, PSE Operator SA od 1 stycznia 2011 r. wykonuje obowiązki OSP również na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia SwePol Link, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SwePol Link Poland Sp. z o.o., posiadające koncesję na przesyłanie energii elektrycznej. Wyznaczenie nastąpiło drogą decyzji Prezesa URE z dnia 31 grudnia 2010 r.

W zakresie unbundlingu gazowego operatora systemu przesyłowego – Gaz-System SA – nie zaszły istotne zmiany. W 2010 r. Skarb Państwa kontynuował proces przekazywania do Gaz-System SA, w formie aportu rzeczowego, kolejnych elementów leasingowanego majątku przesyłowego pobranych od PGNiG SA w postaci dywidendy niepieniężnej. Po przejęciu transzy dywidendy 4 października 2010 r. majątek własny Gaz-System SA stanowił ok. 98,7% wartości całego majątku przesyłowego zarządzanego przez OSP. W 2010 roku spółka Gaz-System SA pełniła nadal funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego, jak również została wyznaczona do pełnienia funkcji operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa.

W Polsce funkcjonuje jeden operator systemu magazynowania paliw gazowych (OSM) PGNiG SA, wyznaczony OSM 31 grudnia 2008 r.

Proces przekształceń w elektroenergetyce i gazownictwie, prowadzący do uzyskania niezależności OSD pod względem spełnienia wymogów formalno-prawnych w odniesieniu do operatorów wyznaczonych przed ww. nowelizacją u-Pe, został zakończony.

W podsektorze dystrybucji energii elektrycznej funkcjonowało 22 OSD, w tym 7 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 15 tzw. operatorów lokalnych, wobec których zastosowano zasadę 100 000 odbiorców⁴⁾. Należy wspomnieć, że w związku z konsolidacją poziomą obszaru dystrybucji energii elektrycznej w GK PGE, jaka miała miejsce w 2010 r., zmalała z 14 do 7 ilość OSD wydzielonych prawnie. Większość wydzielonych prawnie OSD funkcjonuje w ramach grup kapitałowych pionowo zintegrowanych, do których należą także najwięksi wytwórcy energii elektrycznej, gdzie zapewnienie niezależności operatora nie zawsze sprzyja realizacji celu maksymalizacji korzyści grupy. Dlatego proces uzyskiwania przez OSD pełnej, faktycznej niezależności, a nie tylko wypełniania formalno – prawnych wymogów niezależności, przebiega powoli. Jednakże, w ocenie Regulatora, w ostatnim okresie poprawiło się zapewnienie równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku przez OSD.

Wszyscy operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych funkcjonujący w strukturach firm pionowo zintegrowanych, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji w sytuacji, gdy obsługują powyżej 100 tysięcy odbiorców i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku przekracza 100 mln m³. Formalnie proces unbundlingu OSD gazowych, wywodzących się z dawnych spółek dystrybucyjnych GK PGNiG – pod względem formy prawnej i organizacyjnej – został zakończony. Obecnie funkcjonuje sześciu OSD gazowych wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych należących do GK PGNiG SA oraz jeden OSD o zasięgu lokalnym, nie podlegający obowiązkowi unbundlingu.

Na mocy decyzji Prezesa URE wszyscy OSD gazowi z GK PGNiG SA zostali wyznaczeni OSD do końca pierwotnego okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych, który w zależności od OSD upływa w 2011 r. (4 OSD) i 2013 r. (2 OSD). W 2010 r. czterem OSD gazowym Prezes URE przedłużył pierwotny, upływający w maju 2011 r. okres obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych do końca 2030 r. Mając na uwadze powyższe w 2010 r. na wniosek jednego z ww. OSD Prezes URE przedłużył okres obowiązywania decyzji w sprawie wyznaczenia OSD do końca 2030 r. Pozostałym trzem OSD gazowym ww. decyzje zostały przedłużone do końca 2030 r. w maju 2011 r. W przypadku energii elektrycznej okres obowiązywania decyzji w sprawie wyznaczenia OSD podlegających rozdziałowi prawnemu pokrywał się z okresem obowiązywania koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

Wobec pozostawiania OSD zarówno elektroenergetycznych, jak i gazowych w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo – tj. w grupach kapitałowych realizujących cały łańcuch procesów energetycznych, niezbędnym jest, w ocenie Regulatora, stałe monitorowanie zachowania niezależności OSD. Nowe przepisy wyposażyły Prezesa URE w narzędzia do skutecznej interwencji w przypadkach naruszenia niezależności OSD. W u-Pe poszerzony został katalog naruszeń podlegających karze pieniężnej, m.in. za nieprzestrzeganie warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2 (art. 56 ust. 1 pkt 20), czy też za niezapewnienie wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2 (art. 56 ust. 1 pkt 21).

Wnioski

Nowelizacja ustawy przekazała w ręce Prezesa URE większe uprawnienia m.in. w zakresie ochrony praw odbiorcy i rozwijania konkurencji. Poszerzanie dotychczasowych zadań Prezesa URE o nowe obszary działalności wynikało z konieczności dostosowania dotychczasowych regulacji prawnych z zakresu energetyki do potrzeb dynamicznych przemian zachodzących w sektorze, jak też do polityki Unii Europejskiej. Proces stopniowego rozszerzania zakresu kompetencji regulatora jest przy tym tendencją trwałą, wynikającą z każdych kolejnych zmian prawnych dotyczących sektora energetycznego. W tym miejscu podkreślić należy stojący przed ustawodawcą obowiązek pełnej implementacji postanowień III pakietu do krajowego porządku prawnego. Należy zaznaczyć, że regulator nie ma mocy ustawodawczej i uczestniczy w procesie implementacji postanowień III pakietu jedynie w formie konsultacji. Proces wdrażania unijnych przepisów do prawa krajowego jest kontynuowany. Wyraża się on m.in. w pracach nad projektem ustawy – Prawo gazowe, która wyodrębnia niejako regulacje dotyczące rynku gazu z reżimu dotychczasowej u-Pe. Konsekwencją tej zmiany będzie w następnej kolejności

⁴⁾ Zgodnie z art. 15 Dyrektywy 2003/54/WE oraz art. 13 Dyrektywy 2003/55/WE, spółki dystrybucyjne obsługujące mniej niż 100 000 odbiorców mogą zostać zwolnione z obowiązku prawnego lub funkcjonalnego rozdziału działalności.

stosowna nowelizacja u-Pe oraz prace nad projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Analizując status prawny i istotnie narastające w latach 2007–2010 ustawowe obowiązki Prezesa URE z uwzględnieniem środków budżetowych, jakimi dysponuje Regulator do realizacji swoich zadań, należy podkreślić, że zarówno sytuacja finansowa jak i kadrowa URE jest bardzo trudna. Obecna kondycja finansowa Urzędu jest skutkiem systematycznego zmniejszania budżetu Urzędu od 8 lat. Podobna sytuacja miała miejsce w 2010 r., kiedy to po raz kolejny zostały zmniejszone limity budżetowe dla Urzędu. W konsekwencji, w wyniku wejścia w życie nowelizacji u-Pe Prezes URE rozpoczął wykonywanie nowych zadań finansując je z dotychczasowego budżetu Urzędu – zmniejszonego w obszarze środków na wynagrodzenia w korpusie służby cywilnej o 11% w stosunku do roku 2009. W rezultacie Regulator napotyka na bariery w postaci niewystarczających zasobów osobowych i środków finansowych do realizacji kompetencji ustawowych i nowych obowiązków.

3. REGULACJA I FUNKCJONOWANIE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Zagadnienia regulacyjne [art. 23(1) z wyłączeniem lit. „h”]

3.1.1. Zarządzanie i alokacja mocy połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania przeciążeniami

Ocena stopnia przeciążeń

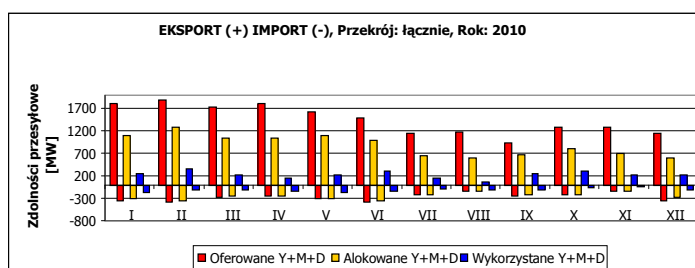
W 2010r., w zakresie ograniczeń sieciowych wewnątrz krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) nie nastąpiły istotne zmiany w porównaniu z 2009 r.

Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami: m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wywarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Ograniczenia te są usuwane przez operatora systemu przesyłowego (OSP) dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) z wykorzystaniem ofert wytwórców rozliczanych według cen zawartych w swobodnych ofertach bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (*counter trading*). Wśród ograniczeń sieciowych przeważają ograniczenia determinujące pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Przy czym niektóre z nich mają charakter stały, co wymusza permanentną pracę dwóch elektrowni (*must run*) w celu usunięcia ograniczeń (Ostrołęka i Dolna Odra).

W 2010 r. nie nastąpiły również zmiany w zakresie połączeń międzysystemowych z krajami europejskimi w porównaniu z 2009 r. W szczególności nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2010 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. Wynika to w dużej mierze ze stale utrzymujących się różnic cen energii elektrycznej na polskim rynku i w krajach sąsiednich. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z innymi krajami UE, odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów. Podobna sytuacja w zakresie różnicy cen energii elektrycznej występuje w przypadku Polski i Szwecji, które są połączone za pomocą stałoprądowego kabla podmorskiego SwePol Link. Ograniczenia przesyłowego od 15 grudnia 2010 r. występujące na tym połączeniu są usuwane w sposób rynkowy – w trybie aukcji niejawnych, przy zastosowaniu mechanizmu *market coupling*.

W odniesieniu do połączeń transgranicznych pomiędzy Polską a krajami Europy Środkowo-Wschodniej, tj. Niemcami, Słowacją i Republiką Czeską, PSE Operator SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych, natomiast importowe w aukcjach dobowych. W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości 200 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 500 MW (średnio w roku 158 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 308 MW (średnio w roku 1 106 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 382 MW (średnio w roku 266 MW). W 2010 r. zbliżonym zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się aukcje eksportowe i importowe, o czym świadczy stopień zarezerwowanych mocy w obu kierunkach w odniesieniu do mocy udostępnianych przez operatora. Powyższa sytuacja została przedstawiona na rys. 3.1.

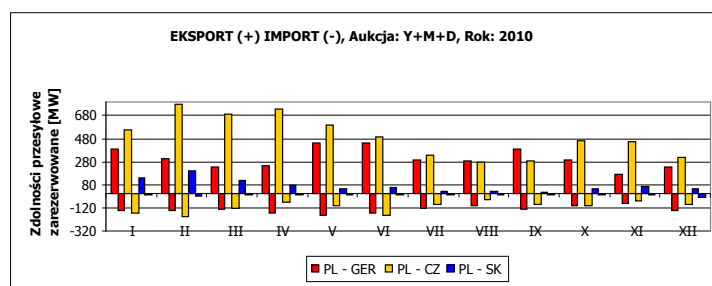
Rysunek 3.1. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3.2.

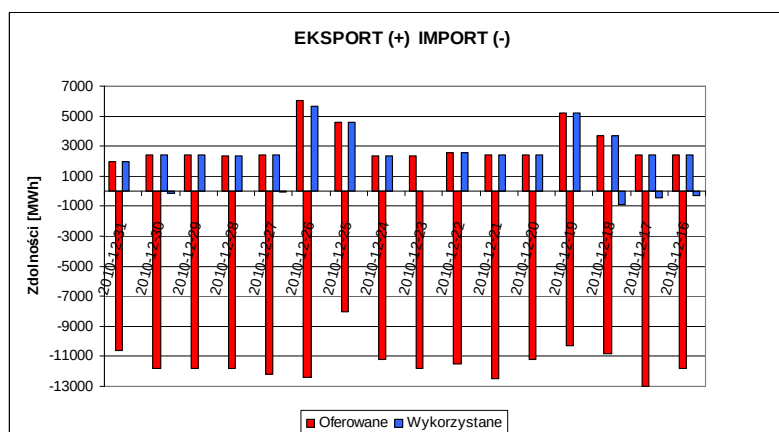
Rysunek 3.2. Rezerwowanie zdolności przesyłowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

W odniesieniu do stałoprądowego połączenia pomiędzy Polską a Szwecją (SwePol Link) dostępna technicznie moc połączenia wynosi maksymalnie 600 MW w obu kierunkach. Jednocześnie w okresie 16–31 grudnia 2010 r. średnia godzinowa moc udostępniona w kierunku eksportu (z Polski do Szwecji) wyniosła 125,18 MW, natomiast w kierunku importu (ze Szwecji do Polski) – 475,76 MW, przy czym PSE Operator SA udostępniał moce eksportowe głównie w godzinach pozaszczytowych, tj. w godzinach 1:00–6:00 i 23:00–24:00. Dobowe dane o zdolnościach przesyłowych energii elektrycznej zostały zaprezentowane na rys. 3.3.

Rysunek 3.3. Oferowane i wykorzystane zdolności przesyłowe na połączeniu SwePol Link w dniach 15–31 grudnia 2010 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Ograniczone możliwości udostępniania zdolności eksportowych przez PSE Operator SA wynikają z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE, w szczególności w północnej części kraju. Jednocześnie prawie cała dostępna zdolność przesyłowa w kierunku Polska-Szwecja została wykorzystana przez uczestników rynku. Było to konsekwencją różnicy cen między rynkiem polskim (tańszym) a szwedzkim (droższym). Energia elektryczna płynęła więc z obszaru o niższej do obszaru o wyższej cenie.

Saldo handlowej wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 1 354 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2010 r. Polska była eksporterem netto, przy czym nadwyżka eksportu nad importem w wartościach względnych pozostała praktycznie na niezmiennym poziomie. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z Polski do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznego importu energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Tabela 3.1. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej*

Wyszczególnienie	2006 [GWh]	2007 [GWh]	2008 [GWh]	2009 [GWh]	2010 [GWh]	Dynamika 2010/2009 [2009=100]
Bilans handlowy – saldo	11 014	5 356	688	2 199	1 354	61,6
Eksport	13 434	8 497	4 110	5 038	3 097	61,5
Import	2 420	3 140	3 422	2 839	1 743	61,4
Przepływy rzeczywiste						
Wypłynęło z Polski	16 188	13 110	9 704	9 595	7 665	79,9
w tym do:						
Czech	10 183	9 232	6 912	6 870	5 504	80,1
Niemiec	720	48	95	134	167	124,6
Słowacji	3 373	3 600	2 551	2 337	1 499	64,1
Szwecji	1 498	230	146	254	494	194,5
Wpłynęło do Polski	4 774	7 752	9 020	7 400	6 310	85,3
w tym z:						
Białorusi	1 045	0	554	0	0	0,0
Czech	44	20	28	128	136	106,3
Niemiec	2 546	4 889	5 576	5 616	5 331	94,9
Słowacji	4	0	31	62	82	132,3
Szwecji	264	2 211	2 065	1 394	760	54,5
Ukrainy	870	631	765	199	0	0,0

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

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Zasady zarządzania ograniczeniami i dostępność do informacji

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy w 2010 r. zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z tych państw. Zdolności przesyłowe są udostępniane w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez utworzone przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy). Ponadto 1 grudnia 2010 r. na granicach systemów: polskiego, niemieckiego, czeskiego i słowackiego wdrożony został mechanizm śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (rynek dnia bieżącego) oparty na bezpłatnym rezerwowaniu zdolności przesyłowych przy zastosowaniu reguły pierwszeństwa (*First Comes First Served*). Biuro rezerwacji tych zdolności jest prowadzone przez czeskiego operatora systemu przesyłowego. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczane są niezależnie przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, a następnie uzgadnianie pomiędzy nimi. Polski operator systemu przesyłowego PSE Operator SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 23 lipca 2010 r. Mechanizm ten opiera się na

metodzie opracowanej przez ETSO i UCTE (obecnie ENTSO-E), która jest obecnie stosowana przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

15 grudnia 2010 r. uruchomiony został mechanizm zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*market coupling*) na stałoprądowym połączeniu SwePol Link łączącym Polskę i Szwecję, dzięki czemu udostępniono zdolności przesyłowe tego połączenia wszystkim użytkownikom systemu na zasadach rynkowych. Moce przesyłowe alokowane są w drodze aukcji niejawnych, co oznacza, że uczestnicy rynku dokonują zakupu zarówno mocy, jak i energii elektrycznej, za pośrednictwem giełd energii działających po obu stronach połączenia, tj. Towarowej Giełdy Energii SA i Nord Pool Spot AS. W 2011 r. działania dotyczące połączenia SwePol Link będą kontynuowane, ponieważ konieczne jest wdrożenie rozwiązań umożliwiających handel energią elektryczną na rynku dnia bieżącego (*intraday*).

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiące załącznik do rozporządzenia 1228/2003/WE (obecnie rozporządzenia 714/2009/WE). Prezes URE monitoruje realizację tego obowiązku, uczestnicząc w pracach ERGEG dotyczących opracowania raportu w sprawie zgodności z wyżej wymienionym rozporządzeniem (Compliance Monitoring Report). Ponadto w ramach rynku Europy Środkowo-Wschodniej w listopadzie 2010 r. przygotowany został Pierwszy Raport z Monitorowania Wdrożenia Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Europy Środkowo-Wschodniej (*First Monitoring Report Implementation of Transparency Report*). Raport ten zawiera informacje nt. stanu wdrożenia przez narodowych operatorów systemów przesyłowych zasad w zakresie udostępniania uczestnikom rynku informacji dotyczących zdolności przesyłowych (prognozy zapotrzebowania, wykorzystanie), sieci (obciążenia sieci, rozwoju sieci, przerw w dostarczaniu spowodowanych przyczynami dotyczącymi sieci), bilansowania i wytwarzania energii elektrycznej. Wyniki raportu wykazały, że poziom wdrożenia reguł dotyczących udostępniania określonych informacji jest wysoki. Informacje nt. obciążenia sieci i bilansowania są publikowane, chociaż pewne informacje zamieszczane są jedynie w języku narodowym. Nieco gorzej przedstawia się sytuacja w zakresie informacji dotyczących zdolności przesyłowych, sieci i wytwarzania, chociaż także w tych przypadkach do wyjątków należy zaliczyć sytuacje, gdy informacje nie są w ogóle publikowane. Jak wynika z raportu, największa liczba operatorów nie publikuje informacji dotyczących rynku dnia bieżącego. Jest to związane z tym, że do końca listopada 2010 r. na połączeniach wzajemnych: Polski, Niemiec, Republiki Czeskiej i Słowacji nie obowiązywały mechanizmy *intraday*.

W 2010 r. zakończyły się także prace nad kolejnym, drugim już z rzędu Raportem z monitorowania wdrażania Raportu w sprawie przejrzystości w Regionie Północnym. Przedmiotem raportu jest analiza dostępności i transparentności określonych informacji dotyczących wytwarzania energii elektrycznej. Z raportu wynika, że większość obowiązków publikacyjnych jest spełniona, a część operatorów systemów przesyłowych korzysta ze wspólnych platform publikacyjnych na giełdach Nord Pool Spot i EEX. W celu zapewnienia pełnej zgodności regulatorzy będą kontynuowali monitorowanie wdrażania *Raportu w sprawie przejrzystości w Regionie Północnym*.

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

- zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych,
- oszacowane wielkości rocznych, miesięcznych i dobowych całkowitych zdolności przesyłowych (TTC), zdolności przesyłowych netto (NTC) oraz dostępnych zdolności przesyłowych (ATC),
- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe,
- ceny zdolności przesyłowych,
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego,
- krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej.

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

- informacje o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych jednostek wytwórczych,

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

Informacje dotyczące zamierzeń inwestycyjnych zawartych w planie rozwoju PSE Operator SA są publikowane od czerwca 2010 r. tj. po dokonaniu aktualizacji tych planów. Od 2011 r. publikowane są także informacje dotyczące przewidywanego popytu i produkcji w trybie dnia bieżącego.

W zakresie informacji o pracy KSE operator systemu przesyłowego opracowuje i udostępnia Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM), Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD), oraz informację o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych. Następnie ogłaszane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz, w trybie dobowym, informacje dotyczące bilansu mocy w szczycie rannym i wieczornym oraz zapotrzebowania na moc w KSE, a także handlowej wymiany międzysystemowej ze Szwecją oraz rzeczywistych przepływów energii na przekrojach synchronicznych oraz stałoprądowym ze Szwecją. OSP publikuje ponadto zasady uczestnictwa w rynku bilansującym, standardy umów oraz informacje o funkcjonowaniu rynku bilansującego, takie jak: ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie, wolumeny energii (w cyklach dobowo-godzinowych) oraz koszty funkcjonowania rynku bilansującego. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku bilansującego odbywa się na stronie internetowej operatora oraz przy pomocy systemu *Wymiany Informacji o Rynku Energii* (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia pracy krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się przy pomocy *Systemu Operatywnej Współpracy z elektrowniami* (SOWE).

Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

Wymiana międzysystemowa jest zintegrowana z rynkiem hurtowym poprzez rynek bilansujący (aukcje *explicit*), a także poprzez giełdę energii (*market coupling*).

Do końca listopada 2010 r., zgodnie z zasadami realizacji umów handlowych w wymianie międzysystemowej, uczestnicy rynku byli zobowiązani do zgłoszenia realizacji umów z przetargów – rocznego i miesięcznych – do 7:45 przed dniem realizacji, co umożliwiało OSP oszacowanie niewykorzystanych zdolności przesyłowych i ich udostępnienie w przetargu dobowym (procedura UIOLI – Use It Or Lose It). Informacje o dostępnych zdolnościach przesyłowych w przetargu dobowym były publikowane nie później niż do 9:45 przed dniem realizacji dostaw, natomiast wyniki przetargu ogłaszane po godz. 10:00. Rezerwacja zdolności przesyłowych w przetargu dobowym jest powiązana z ich zgłoszeniem do wykorzystania (nominacją). Uczestnicy rynku byli zobowiązani do zgłoszenia operatorowi systemu przesyłowego umów handlowych do 13:00 przed dniem realizacji dostaw, tj. do terminu zamknięcia bramki czasowej na rynku bilansującym. Od 1 grudnia 2010 r. zmodyfikowane zostały zasady dokonywania zgłoszeń grafików wymiany międzysystemowej dla rezerwacji zdolności przesyłowych uzyskanych w przetargu rocznym, miesięcznym i dobowym. Zmiany te wynikają z planowanego wdrożenia skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w regionie Europy Środkowo-Wschodniej opartego na metodzie *Flow-Based Capacity Allocation* (FBA). Obecnie nominacja zdolności przesyłowych z aukcji rocznej i miesięcznych jest dokonywana od godziny 12:00 do godziny 17:00 na dwie doby przed realizacją dostaw, natomiast z aukcji dobowych – od godz. 10:30 do godz. 13:30 doby przed realizacją dostaw. Umowy sprzedaży energii elektrycznej są zgłaszane na rynku bilansującym od godziny 9:00 do godziny 14:30 doby poprzedzającej realizację dostaw. 1 grudnia 2010 r. na granicach systemów: polskiego, niemieckiego, czeskiego i słowackiego wdrożony został mechanizm śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Rezerwacja zdolności przesyłowych w tym trybie jest równoznaczna z ich nominacją, a umowy sprzedaży są zgłaszane od godziny 15:30 doby poprzedzającej realizację dostaw do godziny 22:00 doby, w której umowa jest realizowana, przy czym zgłoszenia muszą być dokonane z jednogodzinnym wyprzedzeniem.

Realizacja wymiany międzysystemowej na połączeniu SwePol Link odbywa się w ramach mechanizmu *market coupling*. Uczestnicy rynku składają oferty zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na TGE SA do godz. 11:30, a publikacja ceny rozliczeniowej odbywa się po jej wyznaczeniu we współpracy ze

skandynawską giełdą energii Nord Pool Spot AS, nie później jednak niż przed zamknięciem bramki zgłoszeń umów sprzedaży na rynku bilansującym. Następnie umowy te są zgłaszane do realizacji do operatora systemu przesyłowego.

Perspektywy zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

W 2010 r. operatorzy systemów przesyłowych z Rynku Europy Środkowo-Wschodniej kontynuowali prace nad opracowaniem i wdrożeniem wspólnych skoordynowanych metod i procedur zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w całym regionie. Prace te prowadzone były w ramach Grupy Wdrożeniowej ds. Zarządzania Ograniczeniami w Europie Środkowo-Wschodniej (*Implementation Group* – IG), w spotkaniach której biorą udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz uczestnicy rynku. W 2010 r. odbyło się pięć spotkań grupy. Nadzór nad tymi pracami sprawowany był przez regulatorów regionu, skupionych w Regionalnym Komitecie Koordynacyjnym (*Regional Coordination Committee* – RCC). W 2010 r. odbyły się trzy spotkania RCC. Ponadto w 2010 r. odbyło się jedno spotkanie grupy zainteresowanych stron (*Stakeholder Group* – SG).

Docelowo wyznaczanie i przydzielanie zdolności przesyłowych użytkownikom systemu powinno odbywać się w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych (*Flow Based Allocation* – FBA). Zgodnie z nowym modelem zdolności przesyłowe będą wyznaczane i udostępniane niezależnie od przekrojów granicznych, tj. pomiędzy poszczególnymi obszarami cenowymi reprezentowanymi przez poszczególne kraje w regionie np. z Polski do Słowenii (tzw. *source-sink bidding*). Jako kryterium wyznaczania zdolności przesyłowych będzie stosowany tzw. dobrobyt społeczny (*social welfare*). Należy podkreślić, że prowadzone w regionie Europy Środkowo-Wschodniej prace nad metodą wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o rzeczywiste przepływy energii mają na celu wdrożenie zasad zgodnych z docelowym modelem rynku, opisanym w projekcie wytycznych ramowych ds. wyznaczania zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami (FG CACM). Wytyczne te bowiem przewidują, że w obszarach, gdzie występuje tzw. sieć gęsta, w szczególności w Europie Środkowo-Wschodniej i Europie Środkowo-Zachodniej, metody wyznaczania zdolności przesyłowych powinny opierać się na rzeczywistych przepływach energii (tzw. metody *flow-based*).

Dotychczasowe prace doprowadziły do wdrożenia wspólnych skoordynowanych zasad rozdziału przepustowości linii transgranicznych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej (dokument z 22 listopada 2010 r. „Rules for Coordinated Auction of Transmission Capacity in the CEE-Region”), które zostały zamieszczone na stronie internetowej Spółki CAO Central Allocation Office GmbH. Spółka ta prowadzi biuro aukcyjne organizujące i przeprowadzające przetargi na zdolności przesyłowe. Opracowane zasady obowiązują od 1 stycznia 2011 r. Rozdział zdolności przesyłowych odbywa się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (przetargi typu *explicit*). Trudności techniczne związane z wdrożeniem modelu wyznaczania zdolności przesyłowych opartego o rzeczywiste przepływy spowodowały, że obecnie zdecydowano się na przyjęcie rozwiązania przejściowego do czasu wdrożenia metody FBA. Opiera się ono na wyznaczaniu i alokowaniu zdolności przesyłowych w regionie Europy Środkowo-Wschodniej zgodnie z mechanizmem NTC (zdolności przesyłowe wyznaczane są na granicach). Uzgodniony mechanizm opiera się na wspólnym modelu sieci (CGM – *common grid model*), a algorytm optymalizacji jest podobny jak w metodzie FBA (funkcją celu jest maksymalizacja *social welfare*, prowadząca w konsekwencji do zmniejszania różnicy cen na rynkach, a nie oferowanych zdolności przesyłowych, które mogą nie być wykorzystywane). Dokładny termin wdrożenia metody FBA dla aukcji dobowych zależy od wyników prowadzonych obecnie testów.

W 2011 r. w ramach Rynku Europy Środkowo-Wschodniej planuje się poszerzoną współpracę regionu CEE i regionu Europy Środkowo-Zachodniej (CWE) w zakresie harmonizacji wdrażanych metod wyznaczania zdolności przesyłowych opartych na rzeczywistych przepływach energii (*flow based*) oraz alokacji dostępnych zdolności przesyłowych opartych na procedurach łączenia rynków poprzez giełdy (*market coupling*). Harmonizacja tych zasad ma na celu umożliwienie połączenia tych regionów w przyszłości. Ponadto planowane jest powołanie nowej Grupy Wdrożeniowej (IG) w regionie CEE, która zajmie się zagadnieniami opracowania i wdrożenia *market coupling*. Zatem należy uznać, że prowadzone działania wychodzą naprzeciw wdrożeniu zasad zarządzania ograniczeniami zgodnych z docelowym modelem rynku.

Ponadto w ramach rynku Europy Środkowo-Wschodniej w 2010 r. prowadzono prace nad Raportem z Monitorowania zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*Congestion Management Monitoring Report*). Raport jest przygotowywany na podstawie informacji przedstawionych przez regulatora

rów państw z tego regionu. Raport ten nie został jeszcze ukończony. Przedmiotem raportu będzie m.in. analiza następujących danych: wielkości udostępnianych, alokowanych i wykorzystanych mocy przesyłowych, cen uzyskiwanych w aukcjach, jak również informacji o udziale w aukcjach poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. W 2010 r. prace skoncentrowały się głównie na ustaleniu zakresu przedmiotowego raportu, przygotowaniu szczegółowych ankiet oraz pozyskaniu i ujednoliceniu danych otrzymanych od operatorów systemów przesyłowych z siedmiu państw regionu. Raport dotyczący monitorowania zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, biorący pod uwagę specyficzne uwarunkowania rynku Europy Środkowo-Wschodniej, powinien zostać zakończony w 2011 r.

W 2010 r. w ramach Inicjatywy Regionalnej Rynku Północnego odbyły się trzy spotkania regionalnego komitetu koordynacyjnego (*Regional Coordination Committee*) oraz jedno spotkanie grupy zainteresowanych stron (*Stakeholder Group*). W maju odbyło się także pierwsze spotkanie organów regulacyjnych z przedstawicielami rządów krajów członkowskich (*1st Northern Governmental meeting*), mające na celu zainicjowanie dyskusji na temat potrzeby i ewentualnego charakteru współpracy tych stron.

Jednym z głównych zadań Rynku Północnego w 2010 r. były prace związane z zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi, przede wszystkim łączenie Rynku Północnego z Rynkiem Europy Środkowo-Zachodniej. W tym obszarze udało się uzyskać istotne postępy. Aukcje niejawne między Niemcami i Danią zostały uruchomione jeszcze w listopadzie 2009 r. Natomiast 10 maja 2010 r. uruchomiono *volume market coupling* na połączeniu niemiecko-szwedzkim (*Baltic Cable*). Kolejnym etapem realizacji łączenia regionów było wdrożenie w listopadzie 2010 r. projektu *Interim Tight Volume Coupling* (ITVC), a także objęcie nim w styczniu 2011 r. kabla NorNed (między Holandią i Norwegią). Inicjatywy te umożliwią integrację rynków dnia następnego (*day-ahead*) w Regionie Północnym i Środkowo-Zachodnim. Dalszym krokiem będzie wdrożenie *price market coupling* oraz koordynacja rynków *intra-day*, szczególnie między Regionem Północnym i Środkowo-Zachodnim. Ponadto w ramach Inicjatywy Regionalnej Rynku Północnego w 2010 r. nastąpiło przyspieszenie prac Grupy Wdrożeniowej „Optymalizacja wykorzystania połączenia międzysystemowego SwePol Link i Połączenia Bałtyckiego” (IG „Optimizing the use of the interconnectors – SwePol Link and Baltic Cable”). W marcu 2010 r. operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji – PSE Operator SA i Svenska Kraftnät (SvK) – podpisali wspólną deklarację o prowadzeniu prac nad wdrożeniem rynkowych mechanizmów udostępniania zdolności przesyłowych stałoprądowego połączenia między Polską a Szwecją – SwePol Link. Zadaniem Grupy było wypracowanie rynkowych, zgodnych z prawem wspólnotowym, mechanizmów dostępu do zdolności przesyłowych SwePol Link. W minionym roku odbyło się sześć spotkań, w których udział brali przedstawiciele regulatorów z obu krajów, a także – operatorów systemów przesyłowych, giełd energii oraz właścicieli połączenia. Efektem tych prac było uruchomienie w połowie grudnia 2010 r. *price market coupling* na połączeniu SwePol Link. Prowadzone od początku 2011 r. prace dotyczące połączenia SwePol Link są ukierunkowane na opracowanie i wdrożenie mechanizmu *intraday* na tym połączeniu, a po ich zakończeniu regulatorzy rozpoczną dyskusję na temat alokacji praw długoterminowych. Jednocześnie należy zaznaczyć, że połączenie SwePol Link jest połączeniem komercyjnym, którego właścicielem nie są wyłącznie operatorzy systemów przesyłowych. Taka sytuacja powoduje konieczność rozwiązania dodatkowych problemów, przy czym intencją regulatorów jest wdrażanie rozwiązań zgodnych z docelowym modelem rynku energii elektrycznej w UE.

Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE Operator SA w 2010 r. wyznaczał zdolności przesyłowe w oparciu o metodę NTC. Dla skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe (granice ze Słowacją, Republiką Czeską i Niemcami) zdolności przesyłowe są wyznaczone na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Takie rozwiązanie jest konsekwencją występujących w obszarze KSE znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Zastosowany model pozwala również na maksymalizację zdolności przesyłowych wobec najsilniejszych sygnałów cenowych. Dla wymiany transgranicznej na połączeniu SwePol Link zdolności przesyłowe są wyznaczone niezależnie dla tego połączenia. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe PSE Operator SA kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu, w tym kryterium „n-1” (wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu

elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie) oraz bierze pod uwagę prognozowane warunki pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, niezgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Dostępne zdolności przesyłowe są wyznaczane w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych. Biorąc pod uwagę trudności z prognozowaniem przepływów kołowych energii elektrycznej pochodzących z elektrowni wiatrowych w Republice Niemieckiej, w aukcjach jawnych (*explicit*) najwięcej zdolności przesyłowych było udostępnianych w aukcjach dobowych, przy czym maksymalna ich część z punktu widzenia planowania długookresowego była także udostępniana w aukcjach rocznej i miesięcznych.

3.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Taryfy sieciowe

W porównaniu do roku poprzedniego, w 2010 r. zakres zbieranych informacji nie uległ zmianie. Wykorzystano jednolitą bazę sprawozdawczą (w formie jednolitych arkuszy DTA(1A)), zawierającą informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na poszczególne działalności. Informacje te zostały zebrane od przedsiębiorstw energetycznych odpowiednio w I oraz II półroczu 2010 r. Sposób oceny rzetelności tych danych polegał przede wszystkim na ich analizie pod kątem poprawności i zgodności z danymi pochodzącymi z powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne przesyłały comiesięczne informacje na temat kosztów, przychodów oraz wyników finansowych w podziale na poszczególne działalności oraz grupy taryfowe. Monitoring przesłanych arkuszy wykorzystywany był przede wszystkim do sprawdzenia poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej, a także bieżącej oceny sytuacji finansowej.

Metodologię, mającą charakter wytycznych w zakresie kalkulacji taryf, służącą m.in. określeniu uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego przedsiębiorstw energetycznych opracowuje Regulator. Przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfy zawierające ceny i stawki opłat, które następnie przedkładają Prezesowi URE do zatwierdzenia. Struktura taryfy ustalonej przez przedsiębiorstwo zależy natomiast od rodzaju prowadzonej przez to przedsiębiorstwo działalności energetycznej i wynika bezpośrednio z przepisów prawa. Rolą organu regulacyjnego jest w tym zakresie kontrolowanie zgodności struktury taryfy z wymogami formalnymi.

W 2010 r. nastąpiła zmiana struktury sektora dystrybucji energii elektrycznej ze względu na konsolidację ośmiu spółek dystrybucyjnych (z czternastu OSD liczba zmniejszyła się do siedmiu OSD). W skład przedsiębiorstwa pod nazwą PGE Dystrybucja SA weszło osiem oddziałów – przedsiębiorstw stanowiących do 31 sierpnia 2010 r. odrębne podmioty: Białystok, Lublin, Łódź-Miasto, Łódź-Teren, Rzeszów, Skarżysko-Kamienna, Warszawa i Zamość.

Natomiast nie uległa zmianie, w prowadzonym w 2010 r. procesie taryfowania OSD, stosowana przez Prezesa URE metodologia oparta na idei regulacji pałapowej. Do oceny uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych – analogicznie jak w latach ubiegłych – wykorzystano metody analizy porównawczej.

W przypadku OSP proces taryfowania prowadzony w 2010 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). Taryfa OSP zatwierdzana jest na okres roku.

Mając na uwadze konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom dystrybucyjnym (OSD) oraz OSP zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność sieciową, Prezes URE w kolejnych taryfach ustala uzasadnioną wielkość zwrotu w oparciu o Wartość Regulacyjną Aktywów (WRA) oraz koszt kapitału, uwzględniając modelowe wielkości nakładów inwestycyjnych. W 2009 r. wprowadzono nową, spójną dla czternastu (obecnie dla siedmiu) największych OSD, metodę wynagradzania majątku sieciowego, z uwzględnieniem kryterium efektywności regulacyjnej oraz zachowania odpowiedniego poziomu bez-

pieczeństwa dostaw energii w KSE. Pierwszym rokiem obowiązywania nowych zasad dotyczących ustalania WRA był rok taryfowy 2010.

Stosowana przez Regulatora formuła obliczania zwrotu z kapitału ma charakter bodźcowy. W przypadku, gdy przedsiębiorstwa zrealizują inwestycje ponad uzgodniony plan rozwoju, finansowe skutki tych inwestycji będą uwzględnione w kolejnych taryfach.

W 2010 r. w odniesieniu do OSD, obowiązywał ustalony przez Prezesa URE trzyletni okres regulacji, który rozpoczął się 1 stycznia 2008 r. Dla tego okresu został wyznaczony uzasadniony poziom kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych. W tym celu przeprowadzono benchmarking, wykorzystując narzędzia ekonometryczne oraz analizy porównawcze. W procesie taryfowania 2010 r. zastosowanie miały więc nadal modele służące do oceny efektywności operacyjnej, uzasadnionego poziomu strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych. Skrócony opis modeli został zamieszczony w raporcie za 2007 r.

W przygotowanym w 2009 r. dokumencie „Zasady kalkulacji taryf na 2010 rok” wskazano, że rok 2010 będzie ostatnim rokiem trzyletniego okresu regulacji. Tym samym zakładano, że rok 2011 będzie początkiem kolejnego okresu regulacji, w którym zastosowanie znajdzie nowy model oceny kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej. Jednakże wstępne wyniki uzyskane z nowego modelu, jak również brak możliwości „rozliczenia” OSD z wykonania poprzedniego okresu regulacji (2008–2010) z uwagi na brak informacji o wykonaniu za 2010 r., uniemożliwiły rozpoczęcie nowego okresu regulacji. Ponadto zaawansowanie prac nad uzgodnieniem pięcioletnich planów rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych wskazywało, że w 2010 r. uzgodnienie planu nastąpi prawdopodobnie tylko w zakresie roku 2011 r., natomiast dla kolejnych czterech lat, w pierwszej połowie 2011 r.

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania Prezes URE uznał za zasadne przedłużenie stosowania obecnego modelu o jeden rok, co nie tylko umożliwi dokonanie oceny wykonania trzyletniego okresu regulacji, ale także umożliwi uczestnictwo OSD (w trybie zgłaszania opinii, uwag, prezentacji) w procesie przygotowań do wprowadzenia nowego modelu na nowy okres regulacji.

Ponadto, celem uniknięcia „luki” w postaci tzw. roku rozliczenia pomiędzy kolejnymi okresami regulacyjnymi, Prezes URE planuje wydłużenie okresu regulacji do 4 lub 5 lat (przy przyjęciu założenia, że ostatni rok okresu regulacyjnego będzie każdorazowo rokiem „rozliczeniowym”).

W sierpniu 2010 r. rozpoczęto prace nad nowym modelem do oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych i różnicy bilansowej. Przeprowadzona w URE ocena wstępnego raportu przedstawionego przez wykonawców modelu wskazuje, iż nie jest możliwe zastosowanie modelu dla określenia kosztów operacyjnych na lata 2011–2015. Podstawową przyczyną jest bowiem krótki okres analizy, obejmujący wykonanie z dwóch tylko lat: 2008 i 2009.

Model ten można wykorzystać do analiz krótkookresowych, natomiast długoterminowe prognozy byłyby obciążone wysoką niepewnością, także związaną z prognozowaniem czynników wpływających na koszt. Opracowany model należy aktualizować w kolejnych latach, wraz z napływem nowych danych empirycznych, co może pozwolić w przyszłości na wyznaczanie bardziej długoterminowych prognoz.

Dodatkowym, nowym w porównaniu z modelem z 2007 r., zagadnieniem jest otrzymany (na podstawie analizy danych empirycznych) ujemny związek kosztu operacyjnego z dostawami energii. Jest on konsekwencją spadku dostaw energii w 2009 r. Z tego względu zbudowano model zakładający, że głównym czynnikiem generującym koszt operacyjny jest liczba odbiorców oraz wybrane charakterystyki sieci, nie zaś wolumen dostaw energii. Założenie takie wynika z obserwacji danych empirycznych, gdzie liczba odbiorców ma stałą tendencję wzrostową oraz z założenia, że za koszt operacyjny w głównej mierze odpowiadają stałe charakterystyki sieci.

Niezależnie od prac nad modelem, krajowi OSD są porównywani w ramach międzynarodowego benchmarkingu OSD, prowadzonego przez regulatora z Czech. W planach czeskiego regulatora było wykorzystanie kilku metod benchmarkingowych. W opinii URE wyniki międzynarodowego benchmarkingu mogą być przydatne do wyznaczenia sektorowego współczynnika poprawy efektywności dla polskich OSD, a także jakościowego porównania wyników efektywności.

Biorąc pod uwagę powyższe, w kalkulacji taryfy na 2011 r. zostały przyjęte, jako uzasadnione, koszty operacyjne w wysokości wyznaczonej przy zastosowaniu modelu dotychczasowego, opisanego w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)”.

Za przyjęciem powyższego rozwiązania przemawia również wspomniana już konieczność rozliczenia poprawy efektywności po zakończeniu dotychczasowego trzyletniego okresu regulacji. Przeprowadzenie przeglądu regulacyjnego, nierozzerwalnie związanego ze stosowaną metodą regulacji, będzie moż-

liwe dopiero w momencie uzyskania pełnych danych kosztowych za okres 3 lat (w tym również za cały 2010 r.).

Zgromadzone przez operatora systemu przesyłowego przychody z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych były wydatkowane zgodnie z celami określonymi w art. 6 ust. 6 rozporządzenia 1228/2003/WE. W szczególności, środki te są przeznaczone w znacznej mierze na inwestycje w infrastrukturę przesyłową, która przyczyniać się będzie do zwiększenia możliwości wymiany międzysystemowej, a jedynie niewielka ich część była uwzględniana w taryfie przesyłowej w celu pokrycia kosztów związanych z uczestnictwem w mechanizmie rozliczeń za tranzyty energii elektrycznej (ITC) oraz dotyczących bilansowania nieuzgodnionej wymiany transgranicznej. Zgodnie z pkt 6.5 wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi, stanowiących 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, raport dotyczący wydatkowania przychodów z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych jest publikowany corocznie przez Regulatora na stronie internetowej urzędu.

Do obowiązków przedsiębiorstwa elektroenergetycznego świadczącego usługi przesyłu lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe) należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków Regulatora należy kontrola dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz na wniosek odbiorcy parametrów jakościowych energii elektrycznej⁵⁾.

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

Zastosowanie badań porównawczych, jako ujednoliconego sposobu oceny poziomu jakości energii elektrycznej, ma na celu weryfikację danych jakościowych uzyskanych od przedsiębiorstw sieciowych, które obecnie w wielu przypadkach są nieporównywalne i niejednorodne, a rozwijanie stosowanych metod w zgodzie z najlepszymi praktykami europejskimi toruje drogę do porównań z innymi krajami.

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

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

Jednak wstępna weryfikacja publikowanych przez przedsiębiorstwa sieciowe informacji na temat jakości dostaw energii elektrycznej wskazuje na konieczność dalszej harmonizacji sposobu zbierania danych jakościowych pomiędzy poszczególnymi przedsiębiorstwami sieciowymi. Zatem na tym etapie powiązanie poziomu jakości z poziomem zatwierdzanych przez Regulatora taryf jest zdecydowanie przedwczesne.

Zgodnie z przepisami u-Pe (art. 47 ust. 3) Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej. Taryfy wraz z decyzjami o ich zatwierdzeniu publikowane są w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia tych taryf. Ponadto niezależnie od powyższego przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej publikują na swoich stronach internetowych taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE.

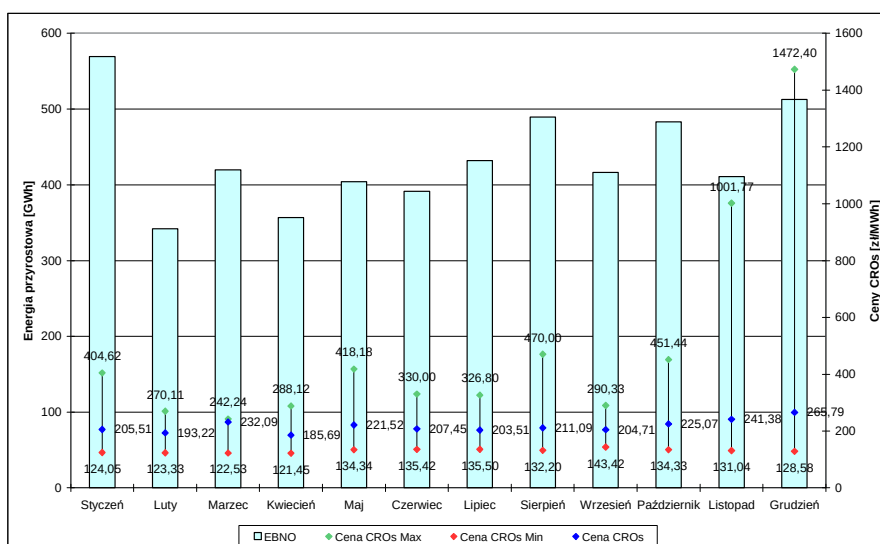
⁵⁾ Zgodnie z u-Pe (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

Bilansowanie

Podobnie jak w latach poprzednich PSE Operator SA prowadził bilansowanie systemu przesyłowego zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie). Zasady te w ogólności nie uległy zasadniczym zmianom w porównaniu do 2009 r. Niemniej do najważniejszych zmian należy zaliczyć zmianę harmonogramu zgłoszeń do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej na rynku krajowym (przesunięcie bramki zgłoszeń na godz. 14:30) oraz nominacji zdolności przesyłowych uzyskanych w aukcjach rocznych i miesięcznych, która była związana z opracowaniem wspólnych zasad w powyższym zakresie przez operatorów systemów przesyłowych w Europie Środkowo-Wschodniej (tzw. *common scheduling*). Ponadto wdrożone zostały zasady alokacji *intraday* na granicach ze Słowacją, Republiką Czeską i Niemcami i związane z tym umożliwienie zgłoszeń realizacji umów sprzedaży energii zawartych na tym rynku, oraz uruchomienie *market coupling* na połączeniu SwePol Link i związane z tym dostosowanie zasad zgłoszeń do realizacji umów sprzedaży zawartych w ramach tego mechanizmu.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 3.4.

Rysunek 3.4. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2010 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

W 2010 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) wzrósł w porównaniu do 2009 r. z 4,89 TWh do 5,23 TWh, tj. o blisko 7%. Niemniej, stanowi to niecałe 3,4% krajowego zużycia energii elektrycznej w 2010 r. Zwiększył się także średni poziom cen energii bilansującej dostarczonej poprzez Rynek Bilansujący, jak również zakres ich wahań, który był najwyższy w listopadzie i grudniu 2010 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy przypuszczać, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE Operator SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

Oferty bilansujące, składane przez wytwórców uczestniczących w mechanizmie bilansowania są składane niezależnie dla poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Taka zasada działania zapobiega w określonym stopniu nadmiernej koncentracji w tym segmencie rynku, choć nie można wykluczyć możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez dominujących uczestników rynku, działających zgodnie ze strategią skonsolidowanych przedsiębiorstw. Składanie ofert przez wytwórców posiadających JWCD jest obligatoryjne. Ograniczaniu siły rynkowej – w tym

zapobieganiu ustalania cen z ofert bilansujących na bardzo wysokim poziomie, nieuzasadnionym warunkami rynkowymi – służy mechanizm rozliczania energii w ramach generacji wymuszonej. Jest on stosowany w przypadku braku możliwości wykorzystania oferty bilansującej po cenie ofertowej ze względu na ograniczenia techniczne w sieci przesyłowej, o ile jest ona niezbędna z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE.

3.1.3. Efektywny unbundling

Działalność Prezesa URE w zakresie wyznaczania operatorów systemów w 2010 r. była zdeterminowana głównie nowelizacją u-Pe, dokonaną ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104, dalej zwana „ustawą zmieniającą”), która weszła w życie 11 marca 2010 r. W świetle nowych regulacji operatorów systemów elektroenergetycznych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji na wniosek właściciela sieci lub instalacji albo też z urzędu w określonych przypadkach (art. 9h ust. 9 ustawy)⁶⁾. Ponadto nowe przepisy nałożyły na właściciela każdego elementu systemu elektroenergetycznego, przy pomocy którego dane przedsiębiorstwo energetyczne wykonuje działalność gospodarczą na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE, obowiązek wystąpienia z wnioskiem o wyznaczenie właściwego operatora systemu na ww. sieci lub instalacji, w przypadkach i terminach wskazanych w art. 9h ust. 6 u-Pe. Wymóg ten dotychczas nie był realizowany, zwłaszcza w odniesieniu do sieci dystrybucyjnych o niewielkim zasięgu terytorialnym, jak również niektórych sieci przesyłowych, ze względu na fakt, iż wystąpienie właściciela o wyznaczenie operatora nie było obligatoryjne.

W Polsce na koniec 2010 r. funkcjonował jeden OSP – PSE Operator SA, który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Od 1 stycznia 2011 r. PSE Operator SA wykonuje również obowiązki OSP na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia SwePol Link, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SwePol Link Poland Sp. z o.o., posiadające koncesję na przesyłanie energii elektrycznej.

W 2010 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało dwudziestu dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym siedmiu wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz piętnastu tzw. operatorów lokalnych, nie podlegających rozdziałowi organizacyjnemu i prawnemu. Należy wspomnieć, że w związku z konsolidacją poziomą obszaru dystrybucji energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE, jaka miała miejsce w 2010 r., zmalała z czternastu do siedmiu liczba OSD wydzielonych prawnie.

Większość wydzielonych prawnie OSD funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi. W większości nadzór właścicielski nad OSD sprawuje Skarb Państwa – pośrednio przez będące jego własnością spółki holdingowe lub spółki-matki, z których wydzielona została działalność operatorska i przeniesiona do nowoutworzonych spółek. Jedynie w przypadku dwóch OSD ich właścicielami są spółki, w których głównymi akcjonariuszami są podmioty odrębne od Skarbu Państwa. W odniesieniu do piętnastu lokalnych operatorów zastosowano zasadę 100 000 odbiorców (brak obowiązku rozdziału działalności – unbundling).

⁶⁾ Na mocy art. 9h ust. 9 u-Pe Prezes URE ma prawo do wyznaczenia operatorem systemu z urzędu w drodze decyzji, przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego stosowną koncesję w przypadku gdy:

- 1) właściciel danej sieci lub instalacji nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu elektroenergetycznego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci lub instalacji;
- 2) Prezes URE odmówił wyznaczenia operatora, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z sieci lub instalacji określonej we wniosku, o którym mowa powyżej.

Tabela 3.2. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2010 r.

Wyszczególnienie	Ilość
OSP – rozdział właścicielski	1*
OSD – rozdział właścicielski	0
OSP – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	1**
OSP – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	7***
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0

* Od 1 stycznia 2007 r.

** Od 1 stycznia 2008 r.

*** Od 31 sierpnia 2010 r. w wyniku konsolidacji w GK PGE zmalała z czternastu do siedmiu ilość OSD wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych.

Rola operatora systemu dystrybucyjnego – naturalnego monopolisty w obszarze wyznaczonym eksploatowaną przez niego siecią – jest szczególnie ważna. To operator jest w dużej mierze organizatorem i zarządcą „infrastruktury” rynkowej i stąd taką rangę ma postulat jego całkowitej niezależności. Dlatego też przewidziano w prawie europejskim, a za nim – w prawie polskim (u-Pe) – obowiązek prawnego rozdziału działalności operatorskiej od innych rodzajów działalności energetycznej. Przy tym jednak nie tylko formalna, ale przede wszystkim faktyczna niezależność operatorów, leży w interesie odbiorców energii. Dodać należy, że restrykcyjne przestrzeganie zasady niezależności operatora i nadzór Regulatora (zarówno sektorowego – Prezesa URE, jak i ogólnego – w zakresie ochrony konkurencji i konsumenta – Prezesa UOKiK) są tym ważniejsze, im silniejsze są kapitałowe relacje OSD z niektórymi sprzedawcami energii.

Proces uzyskiwania przez operatorów systemów dystrybucyjnych pełnej, faktycznej niezależności, a nie tylko wypełniania formalno – prawnych wymogów niezależności, przebiega powoli. Niewątpliwym utrudnieniem dla tego procesu jest pozostawanie przez operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych oraz w rozbudowanych strukturach grup kapitałowych, gdzie zapewnienie niezależności operatora nie sprzyja realizacji celu maksymalizacji korzyści grupy. O ile ocena formalna, z punktu widzenia wypełniania przez OSD wymagań przepisów prawa, nie budzi zastrzeżeń w większości przypadków, to ocena faktycznej niezależności OSD, popartej choćby próbą zbudowania odrębnego wizerunku, pozostawia pewne wątpliwości.

Po konsolidacji PGE funkcjonuje siedmiu prawnie wydzielonych operatorów systemu dystrybucyjnego. W pięciu OSD wykonywana jest działalność gospodarcza nie związana *stricto* z zadaniami operatora. Operatorzy ci przeprowadzają konserwację oświetlenia ulicznego, dzierżawią lub wynajmują nieruchomości i środki transportu. Spółki te prowadzą także działalność w zakresie usług technicznych, informatycznych oraz telekomunikacyjnych. Wszyscy operatorzy systemów prowadzą rozliczenia przychodów i kosztów, w sposób umożliwiający wydzielenie części kosztów nie związanych z działalnością operatorską.

Odnosząc się do kwestii niezależności majątkowej oraz podejmowania decyzji należy stwierdzić, że procedury związane z podejmowaniem przez OSD decyzji w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym, w tym w szczególności dotyczących budowy, eksploatacji remontów lub rozbudowy sieci, są w większości przypadków realizowane zgodnie z IRIESD, Planem Rozwoju, Instrukcjami planowania zadań inwestycyjnych i remontowych. W żadnym z siedmiu przedsiębiorstw nie stwierdzono sytuacji, w której kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wydałoby OSD polecenie dotyczące bieżącego funkcjonowania. Czterech OSD posiada spółki zależne, które zajmują się m.in. działalnością w zakresie szkoleniowo-wypoczynkowym, gastronomicznym, poligraficznym oraz działalnością usługowo-eksploatacyjną. Trzech operatorów posiada udziały/akcje w innych spółkach.

System ochrony informacji wrażliwych posiadają wszyscy przedsiębiorcy. Dane osobowe klientów przechowywane są m.in. w sieci lokalnej na serwerach należących do OSD. Dostęp do tych informacji posiadają uprawnieni pracownicy. Udostępnienie danych o klientach odbywa się na zasadach zawartych w polityce bezpieczeństwa informacji, określonej instrukcjami w przedsiębiorstwie, w systemach zarządzania bezpieczeństwem oraz w regulaminach wewnętrznych.

Czynnikiem odgrywającym bardzo ważną rolę w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu, jest zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych, tak aby odbiorcy przestali utożsamiać operatora systemu dystrybucyjnego i przedsiębiorstwo obrotu, wydzielone z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a tym samym dostrzegać w wydzielonym przedsiębiorstwie obrotu jedyne go sprzedawcę energii na terenie działania danego operatora systemu. Osiągnięciu tego celu służy m.in. rozdzielenie siedzib obydwu przedsiębiorstw i utworzenie odrębnych punktów obsługi klienta. Wyniki badania wskazują, że rozdzielenia siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonali wszyscy OSD.

Trzech operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta. Punkty obsługi niektórych OSD świadczą usługi kompleksowej obsługi klientów detalicznych, rozumianej jako obsługa zarówno w zakresie

działalności dystrybucyjnej, jak i w zakresie działalności związanej z obrotem realizowanym przez wybranych sprzedawców. W przypadku przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych niewątpliwie zarówno z punktu widzenia klientów, jak i ekonomiki funkcjonowania tych przedsiębiorstw, zasadne jest utworzenie centrów tak rozumianej kompleksowej obsługi klienta. Jednakże wobec regulacji zawartych w u-Pe, tak zdefiniowane centra kompleksowej obsługi nie mogą być ulokowane w strukturach OSD.

W przypadku struktur powstałych w rezultacie wydzielenia prawnego OSD optymalnym rozwiązaniem jest ulokowanie szeroko rozumianych czynności w zakresie obsługi klienta w podmiocie odrębnym od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Taka lokalizacja najlepiej umożliwia – w przypadku przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo – realizację celu wydzielenia OSD, tj. zapewnienie skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci w warunkach funkcjonowania zasady TPA. Z kolei z punktu widzenia przedsiębiorstwa pozwala w sposób ekonomicznie uzasadniony realizować jego cele. Niemniej wybór konkretnego modelu biznesowego, z zastrzeżeniem ograniczeń wynikających z u-Pe, należy do poszczególnych zarządów.

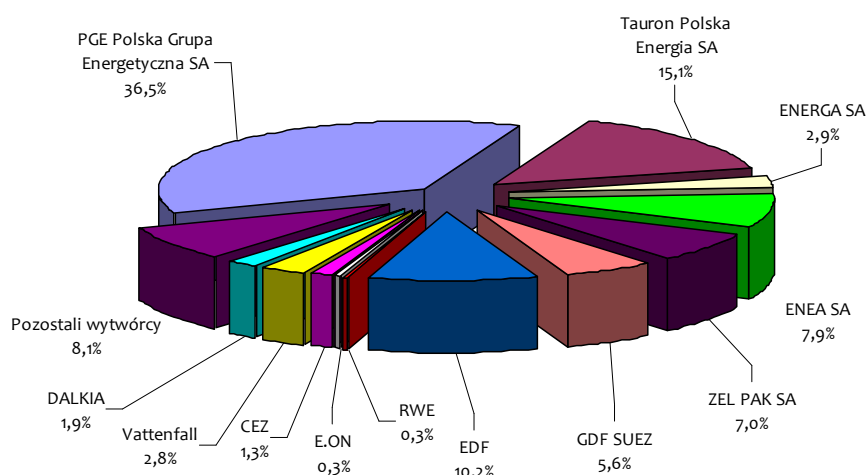
Wyniki badań wykazują, że większość OSD podejmuje działania zmierzające do skutecznego wydzielenia operatora w ramach grupy kapitałowej. Regulator oczekuje, że OSD funkcjonujący w ramach grup kapitałowych będą skutecznie realizować działania mające na celu zapewnienie równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) i 23(1)(h)]

3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2010 r. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – Tauron Polska Energia SA.

Rysunek 3.5. Udział grup kapitałowych w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2010 r.



Źródło: URE na podstawie danych ARE SA oraz badania własnego (2010 r.).

W grupie kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA w drugiej połowie 2010 r. dokonano konsolidacji i uporządkowania struktury własnościowej i zarządczej. Jej struktura ma obecnie charakter koncernowy obejmujący pięć głównych linii biznesowych:

- energetyka konwencjonalna,
- energetyka odnawialna,
- energetyka jądrowa,
- dystrybucja energii elektrycznej,
- sprzedaż detaliczna (obróć detaliczny energią elektryczną).

Natomiast za obrót hurtowy jest odpowiedzialna spółka PGE SA. W ramach PGE funkcjonuje spółka holdingowa, stanowiąca centrum korporacyjne (tj. PGE SA) oraz spółki – centrale w ramach poszczególnych linii biznesowych, w ramach których jako oddziały funkcjonują przejęte spółki operacyjne. W ocenie PGE, celem programu konsolidacji było uzyskanie silnej pozycji rynkowej i finansowej zapewniającej grupie m.in. dalszy rozwój oraz długofalowe budowanie przewagi konkurencyjnej na rynku.

W drugiej pod względem wielkości grupie Tauron Polska Energia SA z początkiem 2011 r. planowane są również procesy konsolidacyjne. Połączenie w jedną dwóch spółek dystrybucyjnych: Energia-Pro i Enion jest w fazie realizacji. Połączenie spółek stanowi część strategii konsolidacji holdingu, która ma poprawić efektywność organizacji i umocnić rozpoznawalność marki Tauron. W tym roku Tauron Polska Energia w ramach tego samego programu konsolidacji i upraszczania struktury planuje także: połączenie spółek z obszaru wytwarzania energii elektrycznej (Południowy Koncern Energetyczny, Elektrownia Stalowa Wola, EC Tychy) oraz ciepłownictwa (PEC Katowice, PEC Dąbrowa Górnicza).

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

Tabela 3.3. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Ilość podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Ilość podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w produkcji energii elektrycznej brutto	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w produkcji energii elektrycznej brutto [%]	Wskaźnik HHI ⁷⁾	
					moc zainstalowana	produkcja energii el. brutto
2009	5	5	59,0	62,2	1 676,4	1 950,0
2010	5	6	58,1	61,9	1 620,4	1 834,8

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i produkcji źródeł wiatrowych i wodnych.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

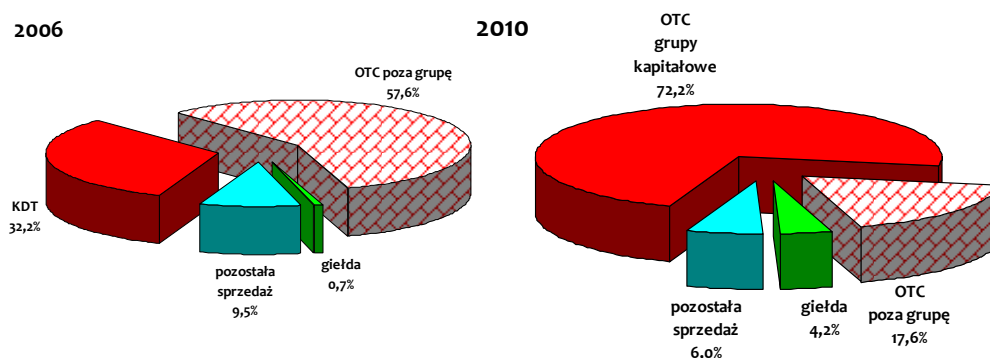
Wskaźnik HHI, mierzony według mocy zainstalowanych, zmienił się w 2010 r. nieznacznie w porównaniu do 2009 r., podobnie według produkcji energii elektrycznej brutto. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, Tauron Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

Handel energią elektryczną na rynku hurtowym cechował się dużą koncentracją, szczególnie wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. Kontrakty dwustronne, podobnie jak w latach poprzednich, pozostały główną formą handlu hurtowego energią elektryczną. W 2010 r., podobnie jak w roku poprzednim, w ramach takich kontraktów wytwórcy sprzedali ponad 90% energii elektrycznej. Pozostała sprzedaż była realizowana na rynku bilansującym (w tym do operatora syste-

⁷⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński, *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

mu przesyłowego na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu na rynkach *spot* (giełda, platformy obrotu energią elektryczną).

Rysunek 3.6. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2010 r. oraz w 2006 r.



OTC – kontrakty bilateralne zawierane między przedsiębiorcami.

Źródło: URE.

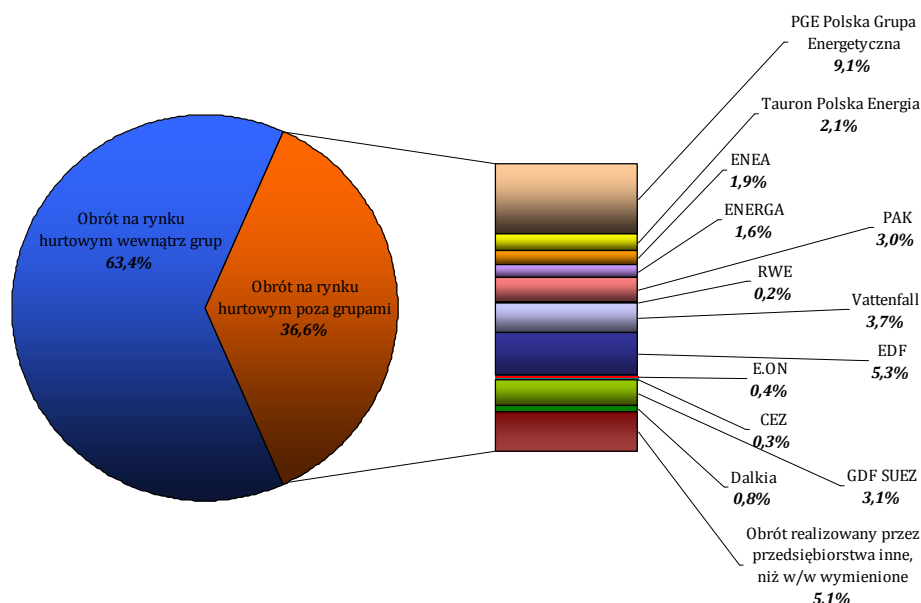
W 2010 r., podobnie jak w roku poprzednim, ponad 2/3 energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców zostało sprzedane do spółek obrotu w ramach własnych grup kapitałowych. Wyraźnej korzystnej zmiany uległ zaś udział sprzedaży energii elektrycznej przez ten sektor na giełdę energii, wzrost o 4 punkty procentowe w 2010 r. w stosunku do 2009 r. Na taki stan rzeczy niewątpliwie wpływ miało wprowadzenie, na podstawie art. 49a u-Pe, od 9 sierpnia 2010 r. obowiązku publicznej sprzedaży 15% energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii.

Rysunki powyżej potwierdzają, że struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców nie uległa zmianom pozwalającym na sprawne funkcjonowanie mechanizmów konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, mimo rozwiązania kontraktów długoterminowych i przystąpienia przez wytwórców od 2008 r. do realizacji programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych. Do korzystania z tej pomocy publicznej uprawnionych jest dwunastu wytwórców energii elektrycznej, z których ośmiu zostało wniesionych w 2007 r. do pionowo skonsolidowanych grup energetycznych i realizuje sprzedaż do własnych przedsiębiorstw obrotu. Ta istotna zmiana struktury rynku po pionowej konsolidacji stała się główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Podmioty te, od 9 sierpnia 2010 r., są zobowiązane do sprzedaży 100% wytworzonej energii przez giełdę, w drodze otwartego przetargu lub na internetowej platformie handlowej.

Stopień koncentracji obrotu na rynku hurtowym obrazuje rys. 3.7. Struktura obrotu hurtowego uwzględnia:

- 1) obrót wewnątrz dwunastu pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych,
- 2) sprzedaż przedsiębiorstw należących do grupy kapitałowej poza własną grupę,
- 3) sprzedaż pozostałych przedsiębiorstw.

Rysunek 3.7. Obrót hurtowy energią elektryczną w 2010 r. (z uwzględnieniem obrotu wielokrotnego)



Źródło: URE.

W 2010 r. łączny obrót wewnątrz dwunastu grup kapitałowych stanowił 63,4% w całym obrocie hurtowym na rynku krajowym. Udział obrotu energią elektryczną, realizowanego pomiędzy przedsiębiorstwami należącymi do tej samej grupy kapitałowej wyniósł odpowiednio: PGE Polska Grupa Energetyczna SA – 35,5%, Tauron Polska Energia SA – 15,6%, ENEA SA – 2,5%, ENERGA SA – 0,8%, PAK SA – 0,01%, RWE Polska – 0,2%, VATTENFALL – 4,0%, EDF – 3,9%, E.ON – 0,03%, GDF SUEZ – 0,5%, Dalkia Polska SA – 0,01%. Przedsiębiorstwa z grup pionowo skonsolidowanych sprzedawały energię elektryczną także poza własną grupę. Struktura tej sprzedaży została ujęta na rys. 3.6. Sprzedaż tych podmiotów, tj. sprzedaż realizowana w warunkach konkurencyjnych, stanowiła 31,5% całkowitego obrotu na rynku hurtowym. Pozostała część obrotu hurtowego (5,1%) została zrealizowana przez przedsiębiorstwa nie należące do grup kapitałowych.

Struktura transakcji na rynku hurtowym kształtowała się podobnie jak w latach poprzednich (tab. 3.4, 3.5, 3.6). Głównym odbiorcą energii elektrycznej na hurtowym rynku energii pozostawały nadal przedsiębiorstwa obrotu. W dalszym ciągu dominowała sprzedaż odbiorcom w ramach własnej grupy kapitałowej. Biorąc pod uwagę zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej na 2010 r. giełda energii wciąż traktowana była marginalnie przez uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej. Obserwowane było natomiast znaczące zwiększenie wykorzystania tej platformy obrotu w procesie zawierania kontraktów handlowych na 2011 r.

W przypadku wytwórców, zauważalna zmiana struktury sprzedaży energii wystąpiła w segmencie odbiorców końcowych (spadek sprzedaży o 0,6 punktu procentowego w 2010 r. w porównaniu z 2009 r.) oraz w segmencie publicznego obrotu energią (wzrost sprzedaży o 4 punkty procentowe).

Z kolei grupa przedsiębiorstw obrotu charakteryzowała się zmianą preferencji odnośnie kierunków zakupu i sprzedaży energii elektrycznej. Od 2008 r. sukcesywnie wzrasta udział obrotów w krajowym obrocie energią elektryczną (zarówno zakup oraz odsprzedaż energii elektrycznej) realizowany przez te podmioty na giełdzie energii.

Tabela 3.4. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż**	Razem
2008	2,6	124,3*	0,3	9,1	0,01	0,7	137,0
2009	3,0	126,1	0,3	8,5	0,01	2,0	139,9
2010	2,1	125,4	6,0	8,5	0,00	0,1	142,1

* Liczba obejmuje także sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych obowiązujących w I kwartale 2008 r.

** Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA i badania własnego (2010 r.).

Tabela 3.5. Kierunki zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2008–2010 [TWh]

	Przedsiębiorstwa wytwórcze	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostały zakup	Razem
2008	122,9	198,1	2,0	3,6	4,3	0,1	330,9
2009	127,0	183,5	3,3	4,4	2,9	0,1	321,2
2010	122,5	187,1	9,6	5,1	1,7	4,3	330,3

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA (2008–2009) i badania własnego (2010 r.).

Tabela 3.6. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2008–2010 [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2008	119,0	192,1	1,7	2,5	3,5	12,2	331,0
2009	107,9	179,2	3,2	6,3	4,2	19,3	320,1
2010	114,5	185,5	4,0	7,2	2,1	16,6	329,9

* Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej OSP, OSD oraz przedsiębiorstwom wytwórczym.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA(2008–2009) i badania własnego (2010 r.).

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

Towarowa Giełda Energii SA (TGE SA) charakteryzowała się dynamicznym rozwojem w 2010 r. Niewątpliwie znaczenie mają takie cechy giełdy jak: przejrzystość zasad, łatwy dostęp dla wszystkich uczestników, optymalizacja procesu poszukiwania najlepszych ofert sprzedaży energii, sygnały dla producentów energii o oczekiwaniach cenowych odbiorców.

W 2010 r. wolumen obrotu na parkiecie TGE SA wyniósł łącznie 81,7 TWh (uwzględniając wielokrotny obrót energią) wobec 3,07 TWh w 2009 r., co stanowiło połowę krajowej produkcji energii elektrycznej oraz połowę całkowitego jej zużycia w 2010 r. Niemniej wzrost tego wolumenu w 2010 r. dotyczył głównie kontaktów terminowych zawieranych na 2011 r. Główną przyczyną rosnącego udziału sprzedaży przez giełdę było wejście w życie, od 9 sierpnia 2010 r., przepisów nowelizujących u-Pe, które zobowiązały wszystkich wytwórców do sprzedaży poprzez giełdę towarową 15% lub 100% (dla wytwórców objętych programem KDT) wytwarzanej energii.

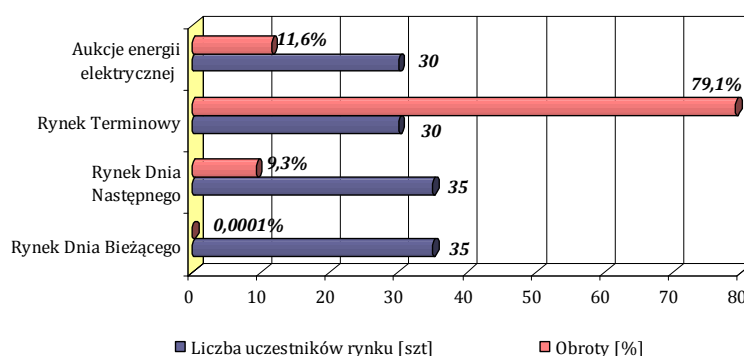
Obroty na TGE SA wykazały niespotykaną wcześniej dynamikę wzrostu na wszystkich jej rynkach. Najbardziej dynamicznie rozwijał się Rynek Terminowy Towarowy, na którym dokonywany jest obrót energią w przyszłych dostawach. Łączne zrealizowane obroty na tym rynku wyniosły 64,7 TWh, co oznacza niespotykany dotąd poziom wzrostu – 9 723% w stosunku do 2009 r. Średni miesięczny wolumen w 2010 r. ukształtował się na poziomie 5,4 TWh. W sumie zawarto 14 321 kontraktów, w większości na 2011 r. Wartym uwagi jest fakt, iż na Rynku Terminowym Towarowym w 2010 r. zawarto 96% kontraktów zrealizowanych w 2010 r., z dostawą w dowolnym okresie roku 2011.

Znaczącą dynamiką wzrostową charakteryzował się również Rynek Dnia Następnego. Łączny obrót wyniósł 7,6 TWh i był wyższy od tego sprzed roku o 147%. Średni miesięczny wolumen w 2010 r. wyniósł 631,5 GWh, przy odnotowanym minimum w czerwcu (niespełna 60% średniego obrotu) i maksimum w grudniu (dwukrotność średniego obrotu).

Nieporównywalnie mniejsze znaczenie miał prowadzony przez TGE SA Rynek Dnia Bieżącego. Obrót na Rynku Dnia Bieżącego wyniósł niespełna 80 MWh.

Średnie ceny energii elektrycznej na poszczególnych rynkach TGE SA w 2010 r. nieznacznie różniły się od siebie i ukształtowały się na poziomie: 196,67 zł/MWh – na Rynku Dnia Bieżącego, 197,39 zł/MWh – na Rynku Terminowym Towarowym (razem z Aukcjami Energii Elektrycznej) oraz 201,01 zł/MWh – na Rynku Dnia Następnego. Dane prezentowane przez TGE SA pokazują, iż ceny transakcji giełdowych zdecydowanie szybciej rosły w ostatnim kwartale 2010 r. Na rys. 3.8 przedstawiono sytuację na TGE SA.

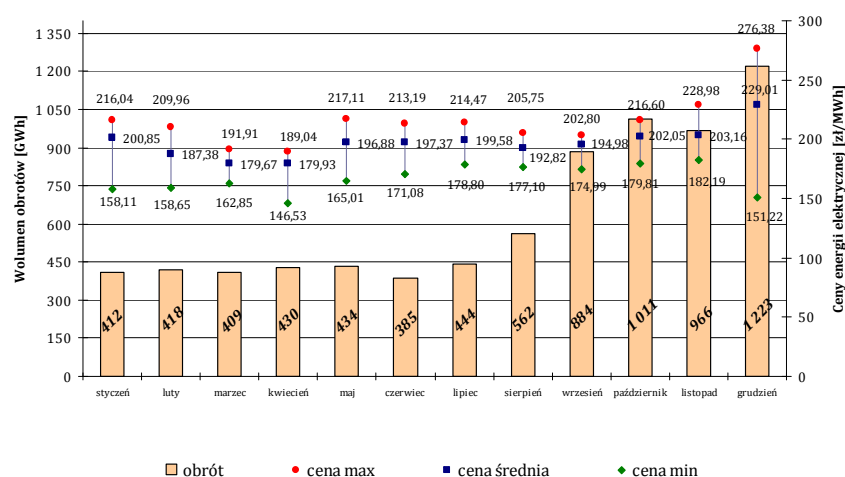
Rysunek 3.8. Liczba uczestników oraz obroty na rynkach prowadzonych przez TGE SA w 2010 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

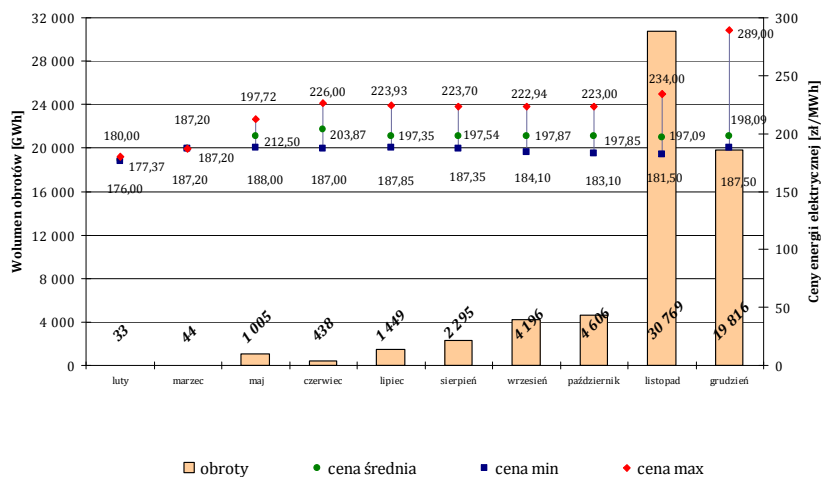
Wśród najaktywniejszych podmiotów na parkiecie TGE SA w 2010 r. znalazły się: PGE Elektra SA, TAURON Polska Energia SA oraz Elektrownia Kozienice SA.

Rysunek 3.9. Wolumen obrotów i ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego na TGE SA w 2010 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Rysunek 3.10. Wolumen obrotów i ceny energii elektrycznej na Rynku Terminowym na TGE SA w 2010 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Pomimo rozwoju transakcji giełdowych, struktura sprzedaży energii na rynku hurtowym wskazuje, że jest on nadal zdominowany przez kontrakty dwustronne. Wolumen obrotu na rynku chwilowym (spotowym, w tym na giełdzie) w porównaniu do ogólnego wolumenu obrotu energią elektryczną zwiększył się w 2010 r., przyczyniając się do poprawy płynności rynku hurtowego, mimo to nadal pozostaje relatywnie niewielki.

Integracja polskiego rynku energii elektrycznej z rynkami krajów sąsiednich jest uwarunkowana przede wszystkim koordynacją mechanizmu zarządzania transgranicznymi mocami przesyłowymi oraz odpowiednim stopniem połączeń międzysystemowych. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na granicach pomiędzy Polską a Niemcami, Czechami i Słowacją, odbywa się w sposób skoordynowany, mimo braku w 2010 r. wdrożenia w pełni skoordynowanego mechanizmu udostępniania transgranicznych mocy przesyłowych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Współpraca OSP w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG doprowadziła jednak do opracowania projektu Zasad Aukcji dla w pełni skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami w całym regionie, które weszły w życie od 1 stycznia 2011 r.

Istotnym ograniczeniem dla integracji polskiego rynku z krajami sąsiednimi jest niewystarczający poziom transgranicznych zdolności przesyłowych. Ponadto wzrastający poziom generacji wiatrowej w północnej części Niemiec utrudniał w coraz większym stopniu optymalne wykorzystanie istniejących połączeń transgranicznych ze względu na trudne do prognozowania wzrastające przepływy kołowe przez KSE. Dotyczy to w szczególności możliwości importu energii elektrycznej z krajów sąsiednich, co z kolei w sposób istotny przyczynia się również do warunków konkurencji na rynku krajowym. Warto tutaj dodać, że ta sytuacja uległa pewnej poprawie w 2011r. w wyniku wprowadzenia przez Niemcy moratorium na energetykę nuklearną, jednak jest jeszcze przedwczesne twierdzenie, że poprawa ta będzie trwałym zjawiskiem.

Odnosząc się do połączeń międzysystemowych z innymi państwami członkowskimi należy stwierdzić, że połączenie SwePol Link nie należy do PSE Operator SA – jedyne go operatora systemu przesyłowego w Polsce. Mimo to PSE Operator SA pod koniec 2010 r. został wyznaczony na operatora systemu przesyłowego na tym połączeniu. Równolegle do postępowania administracyjnego w sprawie wyznaczenia operatora systemu przesyłowego toczyły się prace w ramach regionalnej inicjatywy energetycznej dla rynku północnego, w ramach których wypracowano rekomendacje, zgodnie z którymi integracja rynków polskiego i skandynawskiego powinna odbywać się w ramach łączenia rynków (*market coupling*). Efektem tych prac było wdrożenie od 15 grudnia 2010 r. rynkowych zasad dostępu do mocy połączenia SwePol Link opierających się na mechanizmie *market coupling*. Połączenie rynków polskiego i skandynawskiego w ramach *market coupling* było możliwe dzięki wzrastającej dynamice obrotów na TGE SA., a co za tym idzie uzyskaniu wystarczającej płynności by udostępnić stronom trzecim połączenie SwePol Link. Należy podkreślić, że wejście w życie zmienionych przepisów u-Pe w marcu 2010 r., wprowadzających obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie lub innym rynku zorganizowanym (platformy obrotu) dla wybranych grup wytwórców, miało na celu między innymi zwiększenie płynności polskiego rynku giełdowego. Obecnie zostały również spełnione warunki dalszej integracji rynku krajowego z krajami Europy Środkowo-Wschodniej w ramach *market coupling*.

Połączenie transgraniczne w Litwę jest obecnie we wstępnej fazie realizacji, dlatego nie można wskazać stopnia integracji rynku polskiego z tym rynkiem.

Stosunkowo niewielki stopień połączeń międzysystemowych oznacza ograniczoną korelację cenową polskiego rynku z rynkami innych krajów. Stąd też informacje z rynków sąsiednich nie mają bezpośredniego przełożenia na rynek energii elektrycznej w Polsce. Biorąc pod uwagę, że w 2010 r. płynność rynku giełdowego, w szczególności spotowego, miała jeszcze ograniczony charakter, ocena korelacji cen na rynkach krajowych może być nieuzasadniona ze względu na możliwość wystąpienia dużego błędu. Inną trudnością w dokonywaniu oceny korelacji cen energii elektrycznej na rynkach krajowym i sąsiednich są różne waluty krajowe i zmienny wskaźnik ich notowań względem siebie.

W rezultacie, hurtowy rynek energii elektrycznej od strony geograficznej ma nadal zasięg krajowy, mimo poczynionych w 2010r. postępów w integracji regionalnej.

Analiza fuzji i wykupów jakie miały miejsce na tym rynku w 2010 r. została przedstawiona w punkcie 3.2.3. w którym zostały omówione działania Prezesa UOKiK i Ministerstwa Skarbu Państwa (MSP) w tym sektorze.

3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

Rynek detaliczny jest rynkiem odbiorcy końcowego dokonującego zakupu paliw i energii na własny użytek. W 2010 r. Prezes URE kontynuował – zgodnie z przyjętym programem – monitorowanie tego rynku.

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu energią). Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej mają sprzedawcy „zasiedziali” (ang. *incumbent supplier*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (aktualnie siedem podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy kupna-sprzedaży i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku energii elektrycznej działają także inni sprzedawcy (ok. dwudziestu aktywnych uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi ok. 300.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci – odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,5 mln, z czego nieco ponad 82% stanowią gospodarstwa domowe. Jednocześnie wolumen sprzedaży energii dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie nieco ponad 25% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i bardzo niewielka skala ich zmiany (tab. 3.7), mimo, że prawo wyboru sprzedawcy (ang. *TPA*) przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r. Faktem jednak jest, że pomimo ciągle małej liczby odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, ilość odbiorców, którzy skorzystali z tego uprawnienia była w 2010 r. niespełna 3,5-krotnie większa w stosunku do stanu z 2009 r. Warto przy tym podkreślić, że dominująca większość postępu w realizacji zasady TPA dokonała się wśród odbiorców z grup taryfowych A, B i C (odbiorcy komercyjni). Aktywność odbiorców z grupy G (gospodarstwa domowe) była nieznaczna.

Tabela 3.7. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2010 r. [MWh]	Energia dostarczona ogółem w 2010 r.* [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
> 2 000	4 222	54 769 480	807	1	22 774 184	24
50 – 2 000	99 567	24 737 398	2 774	9	1 195 984	740
< 50	16 401 783	43 174 696	4 030	1 362	718 743	6 024
Razem	16 505 572	122 681 574	7 611	1 372	24 688 911	6 788

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2010 r.)

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Ceny

Zaprezentowane w tab. 3.8 i na rys. 3.11 dane dotyczą cen energii elektrycznej (bez uwzględniania opłat dystrybucyjnych) stosowanych we wskazanych okresach, a nie cen w zatwierdzonych taryfach, ani nawet na rachunkach dla odbiorców rozliczanych zaliczkowo – na podstawie prognozy zużycia.

Pomiędzy IV kwartałem 2009 r. a IV kwartałem 2010 r. opłaty za energię elektryczną stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, nie wykazywały szczególnych tendencji wzrostowych. Porównując je np. do okresu IV kwartał 2008 – IV kwartał 2009, w którym ceny dla odbiorców ogółem wzrosły o 31,7%, to dla okresu rozpatrywanego w aktualnym badaniu odnotowano spadek tej ceny o 0,51%. Największy spadek nastąpił dla największych odbiorców

komercyjnych (z grupy taryfowej A) – o 3,94%, a największy wzrost nastąpił w grupie gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) – o 4,51%.

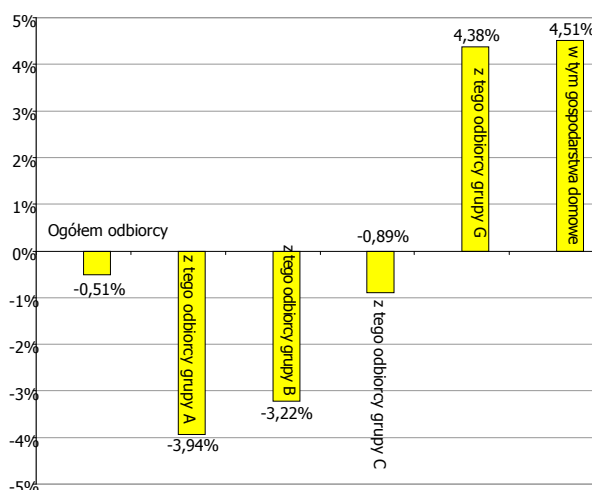
W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

Tabela 3.8. Opłaty za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	Opłata za energię elektryczną		Zmiana [%]
	IV kwartał 2010 [zł/MWh]	IV kwartał 2009 [zł/MWh]	
Ogółem odbiorcy	265,47	266,83	99,49
z tego: odbiorcy grupy taryfowej A	235,75	245,42	96,06
odbiorcy grupy taryfowej B	264,27	273,05	96,78
odbiorcy grupy taryfowej C	297,24	299,91	99,11
odbiorcy grupy taryfowej G	252,80	242,20	104,38
w tym: gospodarstwa domowe	252,90	241,99	104,51

Źródło: ARE SA.

Rysunek 3.11. Zmiana opłat za energię elektryczną – porównanie IV kwartału 2010 i 2009 r.



Źródło: ARE SA.

Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości kupujących, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce ciągle niewielu odbiorców (zaledwie 0,05%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej małej aktywności odbiorców, należy badać jej przejawy i to w różnych przekrojach, aby dostrzegać pozytywne i negatywne zjawiska oraz definiować bariery. Ważne jest także to, jak korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy zmienia się w czasie, geograficznie i czy wszyscy odbiorcy, z różnych grup taryfowych zachowują się podobnie, czy też nie. I tak, sytuacja w zakresie korzystania z TPA u poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych została przedstawiona w tab. 3.9.

Tabela 3.9. Prawo wyboru sprzedawcy – lata 2009–2010

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA*		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]		Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej [%]	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010
1	PGE Dystrybucja SA	888	1 889	1 571 494	4 180 962	5,38	13,75
	z tego:						
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok</i>	604	735	44 717	250 943	1,44	7,70
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Lublin</i>	35	127	51 075	257 428	1,98	9,55
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów</i>	32	103	201 458	619 964	5,21	15,08
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Łódź-Miasto</i>	34	167	37 235	793 559	1,27	25,99
	<i>PGE Dystrybucja Zamość</i>	32	83	173 139	237 232	9,08	11,92
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Skarżysko-Kamienna</i>	42	201	423 153	641 403	8,71	13,03
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Łódź-Teren</i>	36	167	353 865	793 559	7,90	16,97
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Warszawa</i>	73	306	286 852	586 874	5,23	10,32
2	ENERGA – Operator SA	227	1 353	1 833 747	2 130 397	9,72	11,03
3	ENION SA	424	1 625	2 723 188	7 190 001	15,92	39,27
4	EnergiaPro SA	527	2 414	1 711 749	2 879 108	12,39	19,63
5	ENEA Operator Sp. z o.o.	239	751	509 733	2 806 482	3,14	16,52
6	Vattenfall Distribution Poland SA	196	455	3 483 848	4 644 573	34,42	42,15
7	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	94	458	14 819	838 675	0,22	11,89
8	PKP Energetyka SA	4	30	657	24 837	0,02	0,75
9	Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	0	1	0	662	0,00	0,41
10	Orlen SA	0	0	0	0	0,00	0,00
11	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
12	Synthos Dwory Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
13	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
	Razem	2 599	8 976	11 849 235	24 695 698	10,17	20,13

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Kolejna tab. 3.10 zawiera dane, jak kształtowała się sytuacja wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela 3.10. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach taryfowych (2010 r.)

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA*		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	
		A, B, C	G	A, B, C	G
1	PGE Dystrybucja SA	1 216	673	4 179 452	1 510
	z tego:				
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok</i>	159	576	250 012	931
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Lublin</i>	111	16	257 384	44
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów</i>	102	1	619 962	2
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Łódź-Miasto</i>	160	7	793 524	35
	<i>PGE Dystrybucja Zamość</i>	75	8	237 218	14
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Skarżysko-Kamienna</i>	179	22	641 393	10
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Łódź-Teren</i>	160	7	793 524	35
	<i>PGE Dystrybucja SA Oddział Warszawa</i>	270	36	586 436	438
2	ENERGA – Operator SA	1 293	60	2 129 730	667
3	ENION SA	1 473	152	7 189 114	887
4	EnergiaPro SA	2 314	100	2 878 799	309
5	ENEA Operator Sp. z o.o.	665	86	2 805 996	486
6	Vattenfall Distribution Poland SA	260	195	4 642 296	2 277
7	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	359	99	838 025	651

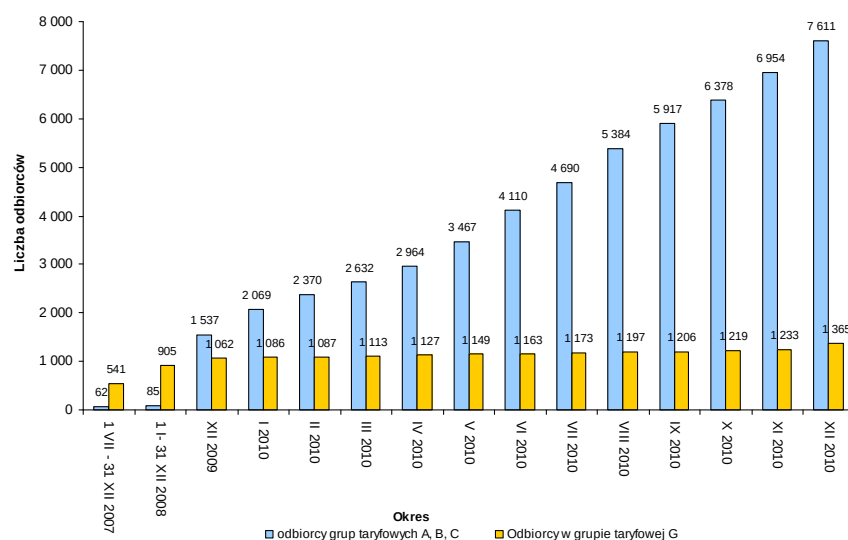
8	PKP Energetyka SA	30	0	24 837	0
9	Polenergia Dystrybucja Sp.z o.o.	1	0	662	0
10	Orlen SA	0	0	0	0
11	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	0	0	0	0
12	Synthos Dwory Sp. z o.o.	0	0	0	0
13	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	0	0	0	0
Razem		7 611	1 365	24 688 911	6 788

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Analiza, z uwzględnieniem podziału na grupy taryfowe, pozwala stwierdzić, że w 2010 r. nastąpił przeszło 300% wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do liczby zmian w 2009 r. Z tego liczba takich zmian w grupach taryfowych A, B, C zwiększyła się o ok. 500%, a w grupie taryfowej G o ok. 17% (rys. 3.12). Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że ciągle niewielu odbiorców (zaledwie 0,05%) skorzystało do tej pory z tego prawa.

Rysunek 3.12. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy, lata 2007–2010



Źródło: URE.

Korzystanie z prawa TPA było w kraju nierównomierne, co pokazują dane od poszczególnych operatorów (tab. 3.10). Największa liczba odbiorców w grupach taryfowych A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENERGIA PRO SA, ENION SA oraz ENERGA – Operator SA. Natomiast wśród gospodarstw domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok. W 2010 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki Vattenfall Distribution Poland SA, w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 42% całości dostaw. Drugie i trzecie miejsce zajmują kolejno: ENION SA z 39%-owym udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA i PGE Dystrybucja Oddział Łódź-Miasto SA z ok. 26%-owym udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA. Największą spośród wszystkich dystrybutorów liczbę odbiorców korzystających z TPA – 2 414 – odnotowano w EnergiaPro SA.

Rysunek 3.13. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



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

W 2010 r. ilość energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej wyniosła 1 915 GWh. Przy tym, wszyscy odbiorcy nabywają energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2010 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową) wyniosła 26 611 GWh, tj. 21,7% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Przy czym, jako odbiorców z grup A, B i C należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla tych odbiorców ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE.

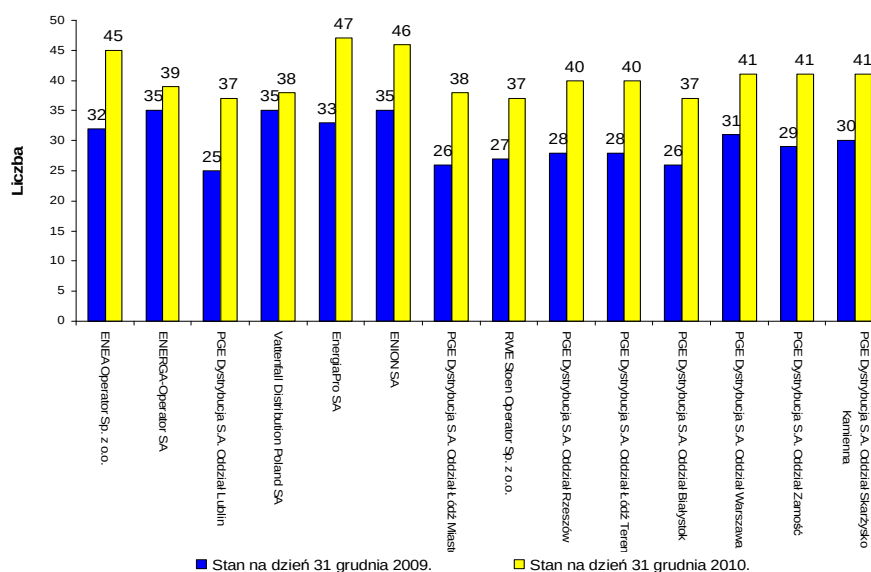
Jednym ze wskaźników rozwoju konkurencji na rynku detalicznym jest liczba podpisanych przez poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej ze sprzedawcami (tzw. generalne umowy dystrybucji, GUD).

Operator poprzez zawierane umowy dystrybucyjne ze sprzedawcami (zwane umowami generalnymi) dokonuje doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwiera *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu generalne umowy dystrybucyjne są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Należy podkreślić, że pod koniec 2009 r. OSD wraz z przedsiębiorstwami obrotu skupionymi w TOE uzgodnili wspólny wzorzec generalnej umowy dystrybucyjnej, jednocześnie rekomendując go do powszechnego stosowania. W 2009 r. nie był on powszechnie stosowany, co spowodowane było zapewne bardzo zróżnicowanymi potrzebami przedsiębiorstw obrotu. Niemniej w ostatnich miesiącach 2010 r. można było zauważyć wzrost zainteresowania przedsiębiorstw obrotu podpisywaniem umów w rekomendowanym kształcie.

Z monitoringu przeprowadzonego w 2010 r. wynika, że ogólna liczba zawartych generalnych umów dystrybucyjnych, w porównaniu do 2009 r., wzrosła średnio o jedną czwartą. Na koniec grudnia 2010 r. największą liczbę – 47 zawartych generalnych umów dystrybucji posiadał operator EnergiaPro SA. Wiele umów jest też negocjowanych. Jednocześnie wszyscy operatorzy posiadają zawarte generalne umowy dystrybucyjne z przedsiębiorstwem, które na terenie tego operatora pełni funkcję sprzedawcy z urzędu.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów przedstawia rys. 3.14.

Rysunek 3.14. Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Warto wspomnieć, że po konsolidacji, jaka miała miejsce w 2010 r., w ramach grupy kapitałowej PGE SA zmniejszyła się liczba OSD. Aktualnie funkcjonuje siedmiu OSD, przy czym PGE Dystrybucja SA utrzymuje podział na oddziały, zgodny z dawnymi OSD. Na koniec 2010 r. pięciu z siedmiu operatorów przewidziało w generalnych umowach dystrybucyjnych możliwość zawierania nowych umów kompleksowych na terenie swojego działania przez sprzedawców z urzędu powstałych po wyodrębnieniu z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Trzeba przy tym dodać, że w ramach PGE Dystrybucja SA występują różne rozwiązania w różnych oddziałach.

Większość operatorów (czterech spośród siedmiu) nie przewiduje kosztów dodatkowego odczytu przy zmianie sprzedawcy. Trzech operatorów zawarło zapisy umożliwiające pobieranie przez OSD tego typu opłat w przypadku dokonywania dodatkowego odczytu w terminach innych niż określone w taryfie operatora. W tym przypadku sytuacja jest podobna jak powyżej, tzn. w ramach PGE Dystrybucja SA różne oddziały mają różne rozwiązania. Z analizy obowiązujących przepisów prawa wynika, że w stawce opłaty abonamentowej kalkulowane są wszystkie koszty odczytu wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych niezależnie od przyczyny dokonania odczytu. Warunkiem jest, aby koszty te były uzasadnione. Należy podkreślić, że przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną⁸⁾ nie dokonują zróżnicowania w zakresie kalkulacji stawki abonamentowej w zależności od tego, czy odczyty te są dokonywane w terminach wynikających z okresu rozliczeniowego, czy też w innych terminach, w tym np. w przypadku zmiany sprzedawcy. Praktyka ww. operatorów stanowić może barierę w procesie zmiany sprzedawcy (dodatkowy koszt, który w ostatecznym rozrachunku poniesiony zostanie przez odbiorcę decydującego się na zmianę sprzedawcy) i jako takie podlega negatywnej ocenie Regulatora. Zagadnienie to zostało rozwiązane we wzorcu generalnej umowy dystrybucyjnej opracowanym wspólnie przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz Towarzystwo Obrotu Energią (TOE).

Wyniki monitoringu pokazują, że proces podpisywania generalnych umów dystrybucyjnych utrzymuje trend rosnący. Uwzględniając jednak zarówno wyniki monitoringu, jak i szerszą wiedzę Regulatora, wskazać można na wątpliwość, czy ilościowy postęp nie dokonuje się kosztem jakości, tj. czy przy negocjowaniu GUD obie strony mają podobnie silną pozycję, a zawarte umowy w równym stopniu uwzględniają ich interesy.

⁸⁾ Dz. U. Nr 128, poz. 895, z późn. zm.

Działalność edukacyjno-informacyjna i promocyjna

W celu bardziej systemowego rozwiązywania problemów, z jakimi odbiorcy stykają się na rynku, jeszcze pod koniec 2008 roku Prezes URE powołał projekt o nazwie „Strefa Odbiorcy”, który będzie kontynuowany i rozwijany. Inicjatywa ta, gromadząca przedstawicieli konsumentów, urzędów państwowych oraz firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła, ma za zadanie rozwiązywanie powszechnych problemów odbiorców oraz wypracowanie standardów dobrych praktyk.

W ramach projektu w latach 2008–2010 odbywały się szkolenia i warsztaty edukacyjne, zbierane i analizowane były problemy w relacjach pomiędzy odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi, powstają koncepcje rozwiązywania tych problemów. Strefa Odbiorców stanowi także jedną z podstawowych płaszczyzn współpracy URE z partnerami społecznymi, w tym przede wszystkim organizacjami i stowarzyszeniami statutowo zajmującymi się ochroną interesów konsumentów oraz organizacjami zrzeszającymi przedsiębiorstwa sektora energetycznego.

W latach 2008–2009 URE zorganizował ponad 380 warsztatów, konferencji i spotkań edukacyjnych propagujących zachowania związane ze społeczną odpowiedzialnością przedsiębiorstw energetycznych, ochroną odbiorców wrażliwych oraz prawami konsumentów

Propagowanie społecznej odpowiedzialności biznesu energetycznego (CSR – *Corporate Social Responsibility*) jest jednym z priorytetów URE, a zadaniami zrealizowanymi przez urząd w latach 2008–2010 była m.in. popularyzacja dobrych praktyk oraz troska o rzetelność firm energetycznych wobec klientów i wzmocnienie współpracy przedsiębiorstw z instytucjami i organizacjami lokalnymi zajmującymi się ochroną interesów odbiorców. Koncepcja CSR w Unii Europejskiej traktowana jest jako jedno z istotnych narzędzi wspierania wzrostu konkurencyjności przedsiębiorstw europejskich.

Prezes URE, jako pierwszy organ administracji rządowej, rozpoczął w 2008 r. prace nad koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu elektroenergetycznego, wspieraniem odbiorcy wrażliwego społecznie i standardami efektywności energetycznej. Z inicjatywy Prezesa URE powstały trzy zespoły robocze. Efektem ich prac były m.in. publikacje raportów zamieszczonych w Biuletynach URE nr 6/2008 oraz nr 5/2009.

W ramach promowania CSR, 17 czerwca 2010 r. w Warszawie odbyła się druga ogólnopolska konferencja *Odpowiedzialna Energia*. Spotkanie pod patronatem URE – współorganizowane przez PGNiG SA oraz PricewaterhouseCoopers – zgromadziło przedstawicieli rządu, branży elektroenergetycznej i ekonomicznej oraz ekspertów. Podczas konferencji URE zaprezentowało wyniki drugiego pomiaru badania diagnozującego poziom zaangażowania w działania zgodne z koncepcją CSR w przedsiębiorstwach energetycznych – „Społeczna Odpowiedzialność Przedsiębiorstw Energetycznych w świetle II badań ankietowych. Wstępne wyniki badań”. Pierwsze badania tego rodzaju Prezes URE przeprowadził w 2009 r. – wyniki obu projektów zostały opublikowane na stronie internetowej URE, a w 2011 r. Prezes URE kontynuuje działania badawcze w tym obszarze.

W ramach projektu współfinansowanego przez Unię Europejską, URE przygotowało zbiór dobrych praktyk sprzedawców energii elektrycznej i gazu oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz rekomendowało propozycje ujednoliconych umów zawieranych pomiędzy sprzedawcami, operatorami sieci dystrybucyjnych (OSD) a odbiorcami energii. W pracach nad dobrymi praktykami Prezes URE uwzględnił potrzeby konsumentów pamiętając o takich kwestiach jak m.in.: przejrzystość umowy, jakość handlowa obsługi odbiorców, klarowna procedura zmiany sprzedawcy, informowanie odbiorcy o dostępnych sposobach racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, sposobach rozwiązywania reklamacji i sporów pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym, prawo do informacji o prawach konsumentów dotyczących usługi powszechnej, tj. prawo do dostaw energii elektrycznej o określonej jakości, w uzasadnionych cenach, łatwo i wyraźnie porównywalnych i przejrzystych. Tak przygotowany dokument przedstawiony został przez Prezesa URE do wykorzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne w relacjach z odbiorcami.

Już w 2009 r. URE rozpoczął przygotowania do realizacji projektu „Aktywizacja strony popytowej rynku energii – promocja praw odbiorców energii elektrycznej i gazu, wynikających z *aquis communautaire*”, finansowanego ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego (EEA Grants). Projekt miał na celu przeprowadzenie kampanii promocyjnej w zakresie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu oraz praw odbiorców w Polsce. Jej celem jest aktywizacja konsumentów na rynku energii elektrycznej i gazu, która doprowadzić ma do powstania presji konkurencyjnej i rozwoju wolnego rynku energii elektrycznej i gazu. Taka aktywizacja przeprowadzona została w formie szerokiej kampanii informacyjno-promocyjnej oraz zawierała elementy edukacji i wsparcia odbiorcy w fazie realizacji nabytych uprawnień. Dzięki kampanii odbiorcy mieli możliwość poznać zasady funk-

cjonowania obrotu energią, zaznajomić się z rolą podmiotów występujących na rynku oraz poznać obszar własnych nowych obowiązków i uprawnień wynikających z obecności na rynku energii. Wśród celów edukacyjnych przewidziano szkolenia w zakresie zapobiegania przypadkom nadużyć ze strony nieuczciwych sprzedawców.

Podczas kampanii przy pomocy nowoczesnych nośników przekazana była konsumentom informacja na temat sposobu i możliwości w zakresie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu. Kampania objęła takie środki przekazu jak: prasa, radio, telewizja (tzw. „product placement” w telenoweli), billboardy, plakaty i ulotki oraz szkolenia dla osób starszych. Uzupełnieniem kampanii stała się strona internetowa URE dotycząca wolnego rynku oraz działająca w URE infolinia. W efekcie realizacji tego projektu współfinansowanego ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego, URE przygotowało i uruchomiło w 2010 r. nową witrynę „Masz wybór” – www.maszwybor.ure.gov.pl. W trakcie roku strona zarejestrowała 177 319 odwiedzin. Średnia odwiedzin w trakcie roku wyniosła 14 776 miesięcznie.

W ramach struktur URE funkcjonuje instytucja Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii. Rzecznik udziela informacji i pomocy odbiorcom paliw gazowych i energii w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi, współpracując z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz instytucjami i organizacjami konsumenckimi w zakresie ochrony interesów odbiorców. Rzecznik realizuje zadania informacyjne poprzez bezpośrednie odpowiedzi telefoniczne lub listownie (także pocztą elektroniczną) na zgłoszone przez odbiorców problemy i zapytania oraz poprzez przekazywanie informacji adresowanych do szerszego grona odbiorców w „Poradniku odbiorcy”, zamieszczonym na stronie internetowej URE.

W „Poradniku” zamieszczane są informacje istotne dla odbiorców. Można tam znaleźć stanowiska Prezesa URE bezpośrednio dotyczące spraw odbiorców, są odpowiedzi na powtarzające się pytania oraz szersze omówienia najczęściej spotykanych problemów, są także dostępne artykuły omawiające zagadnienia mogące zainteresować odbiorców. Oddzielnym działem „Poradnika” jest „Oszczędzanie energii”, w którym poza praktycznymi informacjami dotyczącymi oszczędzania energii w gospodarstwach domowych, znajdują się informacje o programach oszczędzania energii i o organizacjach propagujących idee oszczędzania energii. Te ostatnie informacje adresowane są do średnich i dużych odbiorców energii.

Kalkulator taryfowy

W czerwcu 2011 r. na stronie internetowej URE zamieszczono Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy (CENKI) – narzędzie umożliwiające porównanie ofert wszystkich zainteresowanych podmiotów oferujących energią elektryczną dla gospodarstw domowych, które powstało w ramach projektów współfinansowanych przez Unię Europejską. Jest to narzędzie pomocnicze dla odbiorców, którzy chcieliby zmienić sprzedawcę, nie stanowiące oferty w rozumieniu kodeksu cywilnego. Aktualnie (stan na czerwiec 2011 r.) kalkulator zawiera sześć ofert alternatywnych sprzedawców dla grupy taryfowej G (PGE Obrót, Energia dla Firm, Energa Obrót, PKP Energetyka, Vattenfall oraz RWE Polska).

Skargi odbiorców i zapytania ofertowe

„Skargi” i „Zapytania ofertowe” odbiorców kierowane do Prezesa URE za pośrednictwem poczty, internetu, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt odbiorców. Są one rozpatrywane przez poszczególne komórki organizacyjne urzędu, w tym przede wszystkim oddziały terenowe oraz Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii. Do zadań tego ostatniego należy przede wszystkim informowanie odbiorców o ich uprawnieniach, możliwościach rozwiązania powstałego sporu, właściwych komórkach organizacyjnych urzędu do załatwienia danej sprawy. W związku ze wzrastającą liczbą napływających spraw oraz rosnącym stopniem ich skomplikowania w I połowie 2010 r. stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii zostało przekształcone w wieloosobowe.

Udzielanie odpowiedzi odbiorcom odbywa się w formie pisemnych wyjaśnień lub udzielania porad podczas rozmów telefonicznych oraz podczas wizyt odbiorców w urzędzie. W każdym przypadku zwracający się do Prezesa URE odbiorca dostaje pełną informację dotyczącą możliwości rozwiązania problemu a w przypadkach, gdy sprawa nie należy do zakresu działania Regulatora, odbiorca jest informowany o organach i instytucjach właściwych do jej rozpoznania.

W 2010 r., najczęściej pomocy Regulatora szukali odbiorcy energii elektrycznej (dużo rzadziej gazu, w pewnym stopniu wynika to z proporcji odbiorców tych mediów), głównie z gospodarstw domowych, chociaż również osoby prowadzące działalność gospodarczą (małe firmy), przedstawiciele przedsiębiorstw, spółdzielni oraz wspólnot mieszkaniowych.

Ogółem ilość spraw dotyczących energii elektrycznej kierowanych do Prezesa URE jest zbliżona do stanu z 2009 r., natomiast wyraźnie zwiększyła się ilość skarg na przedsiębiorstwa energetyczne. Sytuacja ta wynika z kilku powodów. Istotnym czynnikiem jest zwiększenie wśród odbiorców energii elektrycznej świadomości swoich praw i wola ich egzekwowania. Nie bez znaczenia jest również utrzymująca się zmienność funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (trwające procesy restrukturyzacyjne w głównych grupach kapitałowych sektora, zmiany w systemach informatycznych – w tym obsługi klienta) przenoszona na relacje z odbiorcami, co wzbudza wśród nich wiele problemów np. ze zrozumieniem treści wystawianych faktur za pobraną energię elektryczną.

Odbiorców najbardziej zajmowały sprawy dotyczące zawartej lub zawieranej umowy na dostawę i sprzedaż energii elektrycznej, lub kompleksowej – *warunki umowy*, jednocześnie są to problemy odbiorców będące formalnie poza kompetencjami Regulatora: spory z tytułu zawartych z przedsiębiorstwami umów cywilnoprawnych, jeżeli nie są załatwione polubownie między stronami umowy, rozstrzygane być mogą przez sądy powszechne.

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tab. 3.11 i tab. 3.12.

Tabela 3.11. Skargi*

Wyszczególnienie	Liczba przypadków	
Cena	52	
Układy pomiarowe – opomiarowanie	76	
Obsługa odbiorców	95	
Praktyki komercyjne	2	
Myląca reklama	0	
Warunki umowy	288	
Fakturowanie	168	
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	18	
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	49	
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	139	
Odmowy przyłączenia	83	
Inne	99	
Ogółem	1 069	

* Skargą jest każdy problem/niedogodność, z którym spotyka się odbiorca w swoich relacjach z przedsiębiorstwem energetycznym, skierowany do Prezesa URE.

Źródło: URE.

Tabela 3.12. Zapytanie ofertowe*

Wyszczególnienie	Liczba przypadków	
Cena	107	
Układy pomiarowe – opomiarowanie	131	
Obsługa odbiorców	59	
Praktyki komercyjne	1	
Myląca reklama	0	
Warunki umowy	389	
Fakturowanie	217	
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	178	
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	63	
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	100	
Odmowy przyłączenia	22	
Inne	252	
Ogółem	1519	

* Zapytaniem ofertowym jest każda prośba o udzielenie informacji skierowana przez odbiorcę do Prezesa URE.

Źródło: URE.

W danych zawartych w tabelach należy zwrócić uwagę także na *Fakturowanie*, gdzie umieszczone zostały przypadki dotyczące poprawności rozliczeń za dostarczaną energię elektryczną, objaśnienia ich podstaw prawnych i zasad taryfowania oraz *Cena* – dotyczące stosowanych stawek i cen. Tak znacząca liczebność tych spraw potwierdza wcześniej sygnalizowane problemy odbiorców ze zrozumieniem skomplikowanej struktury rachunków za energię elektryczną, wskazuje również, że wiele pretensji do przedsiębiorstw jest uzasadnionych. Wysoką pozycję mają sprawy związane z *Przeszkodami związanymi ze zmianą sprzedawcy*. Rośnie zainteresowanie i realizacja prawa zmiany

sprzedawcy, zwiększa się zatem odpowiednio reakcja odbiorców na okoliczności i warunki temu towarzyszące. Utrzymanie taryfowania dla odbiorców w gospodarstwach domowych ogranicza jednak możliwość do korzystania z tego prawa. Następną, co do liczebności, grupą spraw – które wiele łączy – są *Układy pomiarowe – opomiarowanie wraz z Problemami z dostawą – związane z płatnościami, np. odłączenia*: pierwszy koszyk obejmuje zarówno zagadnienia dotyczące warunków technicznych, jakie powinny spełniać układy pomiarowo-rozliczeniowe, jak i sposobu rozliczeń w przypadkach niesprawności układów rozliczeniowych; drugi obejmuje przypadki wstrzymania dostaw energii, z różnych przyczyn, m.in. wskutek opóźnień w płatnościach za pobraną energię elektryczną. Na uwagę zasługuje też pozycja *Problemy z dostawą – związane z przyczynami technicznymi*, jej liczebność wzrosła do stanu z ubiegłego roku, w dużym stopniu jest to związane z bardzo dużą poważnych awarii sieci na skutek wyjątkowo mroźnej i śnieżnej zimy. W pozycji *Inne*, też dość licznej, zawarte są m.in. sprawy dotyczące nielegalnego poboru energii elektrycznej, kwestie wykorzystywania przez przedsiębiorstwa cudzych nieruchomości na posadowienie urządzeń energetycznych, niewywiązywania się przedsiębiorstwa z terminowości zawartych umów przyłączeniowych.

Liczebność i szczegółowa struktura skarg i zapytań pozwala na lepsze identyfikowanie problemów odbiorców, co z kolei stanowi dla Prezesa URE przesłankę do usprawnienia działań regulacyjnych, bądź występowania wobec innych organów administracji z propozycjami rozwiązań korzystnych dla odbiorców.

3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym

Instrumenty zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynkach właściwych określonych dla sektora energii elektrycznej znajdują się w gestii Prezesa UOKiK, jako organu antymonopolowego, odpowiedzialnego za wykonanie zadań określonych w ustawie o ochronie konkurencji i konsumentów. Prezes UOKiK nadzoruje również proces koncentracji w tym sektorze. Prezes URE, jako organ regulacyjny, zajmuje się monitorowaniem i promowaniem rozwoju konkurencji w sektorze energii elektrycznej w zakresie uprawnień zawartych w u-Pe. Ministerstwo Skarbu sprawuje nadzór właścicielski i przekształcenia własnościowe w tym sektorze. W związku z takim podziałem zadań, poniżej przedstawiono najpierw działania podjęte przez Prezesa URE dotyczące monitorowania zachowań przedsiębiorstw energetycznych, następnie przez Prezesa UOKiK (postępowania antymonopolowe i koncentracyjne), a na końcu – działania prywatyzacyjne i restrukturyzacyjne podjęte przez Ministra Skarbu.

Monitorowanie działalności wytwórców

Zasady przejrzystości

W 2010 r. w zakresie publikowania informacji na temat dostępnych mocy produkcyjnych, okresu od dokonania zamówienia do jego realizacji oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i zapotrzebowania na nie – w stosunku do 2009 r. – nie nastąpiły znaczące zmiany. Powyższe zasady są realizowane w ramach opracowywania prognozy zapotrzebowania na moc oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i dostępnych mocy produkcyjnych. Prognozę zapotrzebowania na moc w kraju wykonuje się w ramach planowania koordynacyjnego. Plany koordynacyjne są udostępniane na stronie internetowej PSE Operator SA. Plany koordynacyjne roczne udostępnia się na okres trzech kolejnych lat – do 30 listopada roku poprzedzającego, natomiast plany koordynacyjne miesięczne dla miesiąca marca udostępnia się do 23 lutego, a dla pozostałych miesięcy do 25 dnia miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc. Wstępny plan koordynacyjny dobowy jest udostępniany do godz. 16:00 na dzień przed realizacją dostaw energii, natomiast plan koordynacyjny dobowy do godz. 17:00 dnia poprzedzającego dobę realizacji dostaw energii. Z kolei pierwsza aktualizacja bieżącego planu koordynacyjnego dobowego wykonywana jest do godziny 19:00 (dnia poprzedzającego dobę realizacji) i dotyczy wszystkich okresów 15-minutowych doby realizacji, kolejne aktualizacje są wykonywane w miarę potrzeb, w dobie przed realizacją i w czasie prowadzenia ruchu w dobie realizacji.

Informacje o ofertach sprzedaży

W pierwszej połowie 2010 r., podobnie jak w 2009 r., ponad 90% transakcji sprzedaży energii elektrycznej było realizowanych w ramach kontraktów dwustronnych. Ponadto zgodnie ze strategią

skonsolidowanych grup energetycznych, sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców należących do tych grup odbywała się w przeważającej mierze wewnątrz grupy (brak bezpośredniej sprzedaży poza grupę). W tym czasie, podobnie jak w 2009 r., wytwórcy praktycznie nie brali udziału w transakcjach giełdowych. Jedyną formą dostępu do informacji o ofertach mogła być sprzedaż w ramach otwartych przetargów, przy czym wolumen energii sprzedanej w ramach takiej formy sprzedaży jest niewielki.

Sytuacja uległa jednak zmianie w drugiej połowie roku. 9 sierpnia 2010 r. wszedł w życie przepis art. 49a u-Pe, który zobowiązuje wytwórców energii elektrycznej do sprzedaży energii⁹⁾ na giełdzie, na rynku regulowanym lub w przetargach organizowanych przez te przedsiębiorstwa lub odbiorców. Wprowadzony przepis nakłada jednocześnie na wytwórców obowiązek przekazywania Prezesowi URE informacji o zawartych umowach, na podstawie których sprzedają oni energię elektryczną w sposób inny niż na giełdzie, na rynku regulowanym lub w przetargach organizowanych. Na podstawie zgromadzonych danych Prezes URE ogłasza średnią kwartalną cenę energii elektrycznej nie podlegającej obowiązkowi nałożonemu wprowadzonym przepisem.

Przepisy prawa nie nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących publikowania ofert sprzedaży w przypadku sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom innym niż odbiorcy końcowi.

W warunkach zwolnienia z taryfowania przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną (od 2001 r.), podstawowym sposobem realizacji kompetencji Prezesa URE jest ciągły monitoring funkcjonowania rynku elektroenergetycznego. Prezes URE monitoruje kontrakty zawierane pomiędzy uczestnikami rynku, a także publikuje corocznie do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.

W związku z centralnym mechanizmem bilansowania dużą rolę w bieżącym monitorowaniu zachowań wytwórców odgrywa operator systemu przesyłowego, który dysponuje odpowiednimi środkami do realizacji tego zadania. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości np. związanych z nadużywaniem pozycji dominującej, operator informuje o tym Prezesa URE.

Działalność sprzedawców

Zasada przejrzystości działania i stopień dostępności informacji

Do 11 marca 2010 r. przepisy prawa nie przewidywały obowiązku publikowania ofert sprzedaży. Od tego dnia wszedł w życie przepis art. 4j ust. 5 u-Pe, na podstawie którego sprzedawcy energii dokonujący jej sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej są obowiązani zamieszczać na stronach internetowych oraz udostępniać do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacje o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii oraz warunkach ich stosowania.

Natomiast strona internetowa TOEE, organizacji zrzeszającej spółki obrotu, przybliży odbiorcom zasadę swobodnego wyboru sprzedawcy energii, przedstawiam poszczególne etapy procedury, a także prezentuje obecne bariery funkcjonowania wolnego rynku energii w Polsce.

Struktura kontraktów

Przedsiębiorstwa obrotu prezentują zazwyczaj swoją ofertę odbiorcom końcowym w trybie indywidualnym (przepis art. 4j u-Pe nakłada obowiązek informowania o cenach oraz warunkach ich stosowania). Ceny i inne warunki umów są negocjowane każdorazowo z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, odchyleń, profilu poboru. Niektóre spółki obrotu oferują ponadto pomoc przy negocjowaniu umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Umowy pomiędzy spółkami obrotu a ich klientami są z reguły umowami krótkoterminowymi zawieranymi na okres jednego dnia (kontrakty spot), kilku dni, miesięczne, półroczne, najdłuższe – do roku. Najczęściej mają postać umowy ramowej, w której zawiera się każdorazowo porozumienie transakcyjne. Występują też umowy sprzedaży z określoną z góry ilością energii. Większość umów zawiera postanowienia regulujące odpowiedzialność stron umowy na wypadek nie wywiązania się lub nienależytego wywiązania z umowy. Niektóre spółki obrotu stosują standardowe umowy EFET (*European Federation of Energy Traders*).

⁹⁾ 100% energii wytworzonej w danym roku – beneficjenci pomocy publicznej z tytułu rozwiązania kontraktów długoterminowych, 15% – pozostali wytwórcy.

Określenie form płatności za energię elektryczną następuje każdorazowo w umowie. Spółki obrotu wykazują w tym zakresie dużą elastyczność. Rozliczanie następuje w okresach tygodniowych, dekadowych, półmiesięcznych, a także miesięcznych. Płatność ma najczęściej formę przelewu bankowego, realizowanego w terminie 14, 21 lub 30 dni od wystawienia faktury.

Postanowienia dotyczące rozwiązywania sporów zawiera każda umowa. W pierwszej kolejności preferuje się polubowne metody ich rozwiązywania, ewentualnie postępowanie przed sądem arbitrażowym, a gdy sprawa sporna należy do właściwości Prezesa URE (odmowa zawarcia umowy) – składany jest wniosek o wszczęcie postępowania administracyjnego.

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne zawierają z odbiorcami finalnymi umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa obrotu zawierają umowy sprzedaży lub umowy kompleksowe, na podstawie których sprzedają odbiorcom energię elektryczną oraz zapewniają dystrybucję tej energii do odbiorcy. Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych zawartych w zatwierdzanych taryfach dla energii elektrycznej.

Rozliczenia za sprzedaną energię lub świadczone usługi dystrybucyjne przeprowadza się w okresach rozliczeniowych, które ustalane są odrębnie w taryfach poszczególnych dostawców.

Działania Prezesa UOKiK w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych¹⁰⁾

Działania Prezesa UOKiK podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego, w tym także wytwórców i sprzedawców energii elektrycznej polegają na sprawowaniu kontroli przestrzegania przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (ustawa). W szczególności do zadań Prezesa UOKiK należy przeciwdziałanie praktykom ograniczającym konkurencję, do których należą porozumienia ograniczające konkurencję oraz praktyki polegające na nadużywaniu pozycji dominującej, a także kontrola koncentracji przedsiębiorstw. Oznacza to, że w przypadku, gdy na rynku istnieje podejrzenie podejmowania przez przedsiębiorców praktyk ograniczających konkurencję Prezes UOKiK może wszcząć postępowanie zakończone, w przypadku stwierdzenia praktyki, wydaniem decyzji administracyjnej.

Działania Prezesa UOKiK z zakresu polityki ochrony i promowania konkurencji

W marcu 2010 r. Prezes UOKiK opublikował raport pod tytułem „Kierunki rozwoju konkurencji i ochrony konsumentów w polskim sektorze energetycznym (2010)”. Dokument zawiera opis najistotniejszych elementów i mechanizmów funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Polsce, m.in. jego struktury, podstawowych form handlu energią oraz obszarów rynku, na których możliwy jest rozwój konkurencji, ocenę barier w rozwoju konkurencji wraz z sugestiami kierunków działań prowadzących do pozytywnych zmian obecnego stanu, oraz zarys stosunków pomiędzy konsumentami a dostawcami energii. Raport jest dostępny do pobrania pod adresem: <http://uokik.gov.pl/download.php?plik=8012>.

Działania Prezesa UOKiK z zakresu postępowań antymonopolowych

W sektorze elektroenergetycznym, z uwagi na specyfikę rynku, a w szczególności na istnienie monopolu naturalnego w działalności sieciowej, zdecydowana większość postępowań antymonopolowych dotyczy nadużycia pozycji dominującej (w 2010 r. wszystkie postępowania). W 2010 r. wydano trzy decyzje kończące postępowanie, natomiast cztery postępowania nie zostały zakończone.

Decyzje w sprawach praktyk ograniczających konkurencję wydane w 2010 r.

Pierwsza z wydanych w 2010r. decyzji Prezesa UOKiK (decyzja nr RWR-2/2010 z 22 lutego 2010 r.) dotyczyła nadużywania przez EnergiaPro SA z siedzibą we Wrocławiu pozycji dominującej na rynku przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej, obejmującym teren województw dolnośląskiego i opolskiego. W szczególności, Prezes UOKiK uznał za niedozwoloną praktykę wymuszanie na odbiorcach energii elektrycznej uciążliwych warunków umów poprzez obciążanie ich kosztami sporządzenia aktu notarialnego na rzecz ustanowienia służebności pasa gruntu wzdłuż przebiegu sieci elektroenergetycznej. Zdaniem organu antymonopolowego, obciążanie podmiotów przyłączanych innymi – poza opłatą przyłączeniową – opłatami, w tym m.in. kosztami sporządzenia aktów notarialnych dotyczących

¹⁰⁾ Na podstawie materiału przygotowanego przez UOKiK.

ustanowienia służebności pasa gruntu wzdłuż przebiegu sieci elektroenergetycznej jest niezasadne i nie powinno mieć miejsca. Spółka EnergiaPro w trakcie postępowania potwierdziła, iż w Oddziale Spółki we Wrocławiu w latach 2006–2009 praktyką (regułą) było obciążanie odbiorców energii (podmiotów przyłączanych) kosztami sporządzenia przedmiotowego aktu notarialnego. W trakcie postępowania ustalono, iż średni koszt jednego ww. aktu notarialnego poniesiony przez podmiot przyłączany wyniósł ponad 520 zł. Według organu antymonopolowego powyższa kwota stanowiła uciążliwe, dodatkowe obciążenie budżetu podmiotów przyłączanych, które zamierzały się przyłączyć do sieci elektroenergetycznej spółki EnergiaPro. Stwierdzona praktyka miała charakter czasowy, gdyż od 22 września 2009 r. EnergiaPro nie obciąża już swoich kontrahentów przedmiotowymi kosztami. Decyzja jest prawomocna.

W innej decyzji (nr RKT-17/2010 z 19 lipca 2010 r.) Prezes UOKiK uznał że EnergiaPro SA z siedzibą we Wrocławiu nadużywa pozycji dominującej na lokalnym rynku usług oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych na terenie Gminy Opole. Organ antymonopolowy uznał za praktykę ograniczającą konkurencję narzucanie uciążliwych warunków umów w sprawie wykonywania eksploatacji i konserwacji opraw oświetlenia ulicznego, przynoszących EnergiaPro SA nieuzasadnione korzyści, w efekcie nakładania na Gminę obowiązku ponoszenia kosztów usuwania niesprawności instalacji oświetlenia ulicznego niezwiązanych z awariami punktów świetlnych. W decyzji nakazano zaniechanie wskazanej powyżej praktyki. Decyzja nie jest prawomocna.

W trzeciej z wydanych w 2010r. decyzji antymonopolowych (nr RPZ-17/2010 z 4 sierpnia 2010 r.), Prezes UOKiK uznał za ograniczającą konkurencję i naruszającą zakaz, o którym mowa w art. 9 ust. 1 i 2 pkt 6 ustawy praktykę, polegającą na nadużywaniu przez ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej obejmującym teren zachodniej i północno-zachodniej części Polski (tj. województwa lub ich części: wielkopolskiego, lubuskiego, zachodniopomorskiego, kujawsko-pomorskiego). Przejawem powyższej praktyki było narzucanie uciążliwych warunków umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w wyniku których nastąpiło zmniejszenie mocy przyłączeniowej do wysokości mocy umownej w przypadku zamówienia na podstawie umowy dystrybucji energii elektrycznej (sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej) mocy umownej niższej od mocy przyłączeniowej, co przynosi ENEA Operator Sp. z o.o. nieuzasadnione korzyści. W decyzji stwierdzono zaniechanie stosowania tej praktyki. Decyzja nie jest prawomocna.

Postępowania antymonopolowe wszczęte w 2010 r. i niezakończone w tym samym roku

Postanowieniem z 5 lipca 2010 r. zostało wszczęte postępowanie przeciwko ENEA SA z siedzibą w Poznaniu w związku z podejrzeniem nadużywania pozycji dominującej na regionalnym rynku świadczenia usług konserwacji oświetlenia dróg i miejsc publicznych obejmującym teren zachodniej i północno – zachodniej części Polski (tj. województwa lub ich części: wielkopolskiego, lubuskiego, zachodniopomorskiego, kujawsko-pomorskiego). W tym postępowaniu organ antymonopolowy bada czy ENEA nie narzucała uciążliwych warunków przynoszących nieuzasadnione korzyści w umowach na wykonanie usług konserwacji oświetlenia dróg i miejsc publicznych na urządzeniach stanowiących własność ENEA SA poprzez nakładanie obowiązku ponoszenia kosztów prac niezwiązanych z budową i utrzymaniem punktów świetlnych, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 i 2 pkt 6 ustawy.

Następnie 14 sierpnia 2009 r. zostało wszczęte postępowanie w związku z podejrzeniem naruszenia przez ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy, tj. nadużywania pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej poprzez przeciwdziałanie rozwojowi konkurencji na krajowym rynku obrotu energią elektryczną, polegające na utrudnianiu odbiorcom prawa korzystania z wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. Badana praktyka polega na obciążaniu w umowach dystrybucji energii elektrycznej (zawieranych w związku z zamiarem skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy) odbiorców zasilanych liniami kablowymi lub napowietrznymi, niebędącymi własnością ENEA Operator, dodatkowymi lub zwiększonymi kosztami z tytułu poniesionych strat sieciowych na tych liniach w sytuacji, gdy dotychczasowa umowa nie przewidywała takiego obciążenia lub przewidywała je w mniejszym rozmiarze, a jednocześnie nie wystąpiły techniczne zmiany warunków dostarczania energii elektrycznej, które uzasadniałyby zmianę w powyższym zakresie.

Postępowanie antymonopolowe wszczęte postanowieniem 6 sierpnia 2010 r. dotyczy podejrzenia naruszenia przez PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Sp. z o.o. z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej zakazu określonego w art. 9 ust. 1 oraz ust. 2 pkt 6 ustawy. Prezes UOKiK bada czy ten przedsiębiorca nie nadużył pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej na obszarze województwa świętokrzyskiego oraz części województw mazowieckiego i

małopolskiego, poprzez narzucanie w umowach o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w układzie zasilania trójfazowym minimalnej wartości mocy przyłączeniowej 6 kW, pomimo istnienia warunków technicznych i prawnych dla przyłączy o mocach niższych, co może stanowić przejaw narzucania przez przedsiębiorcę uciążliwych warunków umów przynoszących mu nieuzasadnione korzyści.

Ponadto 25 sierpnia 2006 r. zostało wszczęte postępowanie w sprawie podejrzenia nadużywania przez RWE Polska SA z siedzibą w Warszawie pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej na terenie jego sieci elektroenergetycznej poprzez:

- 1) wyłączenie możliwości tworzenia przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną innych niż RWE Polska SA, zbiorczych grafików dla odbiorców korzystających z zasady TPA, co może przeciwdziałać ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania i rozwoju konkurencji na krajowym rynku obrotu energią elektryczną i tym samym stanowić naruszenie art. 8 ust. 1 i ust. 2 pkt 5 ustawy z 15 grudnia 2000 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów*¹¹⁾;
- 2) narzucanie uciążliwych warunków umów umożliwiających osiąganie przez RWE Polska SA nieuzasadnionych korzyści wskutek wprowadzenia uciążliwego obowiązku tworzenia i przedstawiania RWE Polska SA, przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną inne niż RWE Polska, oddzielnych jednostek graficznych dla każdego z odbiorców końcowych korzystających z zasady TPA, przy jednoczesnym zbiorczym rozliczaniu RWE Polska SA w relacjach z operatorem systemu przesyłowego, co może stanowić naruszenie art. 8 ust. 1 i 2 pkt 6 ustawy.

Ponadto, Prezes UOKIK w 2010 r. prowadził postępowania wyjaśniające w niżej określonych sprawach, które nie dały one jednak podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego:

- likwidacji stacji transformatorowej, wskutek której Spółka musiała dostosować „urządzenia i instalacje do zmienionych warunków zasilania z powodu zmiany miejsca dostarczania energii elektrycznej”, przy czym dostosowanie miało polegać na budowie przez JORGE Sp. z o.o. linii niskiego napięcia 0,4 z innej stacji transformatorowej znajdującej się w Leśniowie Wielkim,
- zasad zmiany mocy umownej,
- podejrzenia stosowania praktyk ograniczających konkurencję polegających na nadużywaniu pozycji dominującej na rynku świadczenia usług oświetleniowych oraz utrzymywania infrastruktury oświetleniowej na potrzeby realizacji oświetlenia ulic, placów i dróg na terenie gminy,
- wniosków o przyłączenie farm wiatrowych,
- ustalenia czy rozliczania i pobierania od odbiorców opłat z tytułu dostarczania energii elektrycznej naruszają przepisy ustawy,
- ustalenia, czy działania, polegające na braku zgody na przedłużenie obowiązywania umowy kompleksowej (umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z usługą dystrybucji) do czasu ostatecznego rozpatrzenia wniosku o zmianę sprzedawcy i faktycznego rozpoczęcia sprzedaży energii przez nowego sprzedawcę naruszają przepisy ustawy,
- ustalenia, czy tryb i sposób rozpatrywania reklamacji składanych przez odbiorców energii elektrycznej, poszkodowanych w związku z awariami sieci energetycznej narusza przepisy ustawy,
- wstępnego ustalenia, czy w związku z działaniami przedsiębiorstwa dystrybucyjnego w zakresie ustalania warunków przyłączania instalacji klienta do sieci energetycznej, nastąpiło naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy,
- ustalenia, czy działania przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną w zakresie braku możliwości rozliczania energii elektrycznej przez jednostki podległe Dyrektorowi Okręgowemu Służby Więziennej w Gdańsku na podstawie taryfy G12w naruszają przepisy ustawy oraz, czy uzasadniają wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy,
- ustalenia prawidłowości działania przedsiębiorstwa dystrybucyjnego związanymi z przyłączaniem odbiorców do sieci,
- wstępnego ustalenia, czy doszło do nadużycia pozycji dominującej na lokalnym rynku usług modernizacji, konserwacji oraz remontów urządzeń i sieci oświetlenia drogowego i ulicznego, poprzez:
 - 1) niedopuszczenie innych przedsiębiorców, wybranych w przetargu przez gminę do sieci oświetlenia drogowego i ulicznego w celu wykonywania prac remontowo-konserwacyjnych, co stanowić może naruszenie art. 9 ust. 1 i 2 pkt 5 ustawy,
 - 2) narzucenie uciążliwych warunków umowy, przy-

¹¹⁾ Od 21 kwietnia 2007 r. obowiązuje nowa ustawa z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. Nr 50, poz. 331 ze zm.), która zastąpiła ustawę z 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (tekst jedn. Dz. U. z 2005 r. Nr 244, poz. 2080 ze zm.), stąd też sprawy antymonopolowe prowadzone na przestrzeni 2007 r., a także wydawane decyzje w sprawach koncentracji mogą mieć różne podstawy prawne.

noszących przedsiębiorcy nieuzasadnione korzyści, w postaci zawyżonych opłat za konserwację i eksploatację oświetlenia ulicznego i drogowego, co stanowić może naruszenie art. 9 ust. 1 i 2 pkt 6 ustawy,

- wstępnego ustalenia, czy w zakresie naliczania i rozliczania prognozowanego zużycia energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne mogło nastąpić naruszenie przepisów ustawy, a w szczególności jej art. 9,
- wstępnego ustalenia, czy nastąpiło naruszenie przepisów ustawy, uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w wyniku narzucania odbiorcom energii elektrycznej, nieodpłatnego ustanowienia służebności przesyłu, co mogło stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 6 ustawy,
- wstępnego ustalenia, czy w związku ze świadczeniem usług oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych nastąpiło naruszenie przepisów ustawy,
- wstępnego ustalenia, czy w związku z działalnością operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie umożliwiania odbiorcom korzystania z zasady TPA nastąpiło naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy,
- wstępnego ustalenia, czy w związku z działaniami przedsiębiorstwa zajmującego się obrotem i dystrybucją w zakresie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej nastąpiło naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy.

Postępowania wyjaśniające wszczęte w 2010 r., które nadal są w toku:

- nr RWA-400-9/10/DGB, mające na celu zbadanie zasad ustalania wysokości wynagrodzenia dla RWE Stoen Operator Sp. z o.o. w Warszawie oraz dokonywania rozliczeń przez RWE Stoen Operator Sp. z o.o. z klientem w związku z usuwaniem kolizji elementów sieci,
- nr DOK1-400-20/11/MGa mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku ze świadczeniem usług sprzedaży energii elektrycznej przez spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna SA z siedzibą w Warszawie nastąpiło naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy,
- nr DOK1-400-18/11/MGa mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku z działaniami spółki PSE Operator SA z siedzibą w Konstancinie – Jeziornie w zakresie procedury przyłączania farm wiatrowych do KSE nastąpiło naruszenie przepisów ustawy uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy,
- nr RLU-400-29/10/IM dotyczące warunków zmiany dostawcy energii elektrycznej na terenie PGE Dystrybucja SA Lublin,
- nr RLU-400-19/10/PM w sprawie warunków udostępnienia sieci elektroenergetycznej na terenie gminy Bielsk Podlaski przez PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.

Działania Prezesa UOKiK z zakresu kontroli koncentracji

W 2010 r. Prezes UOKiK przeprowadził i zakończył pięć postępowań dotyczących koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej. We wszystkich sprawach zakończonych w 2010 r. decyzją wydane zostały zgody w oparciu o art. 18 ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Uznano bowiem, iż w wyniku tych koncentracji nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku.

Postępowania zostały zakończone wydaniem następujących decyzji:

1. Decyzją Nr DKK-104/2010 z 11 października 2010 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez PGNiG SA z siedzibą w Warszawie oraz Tauron Polska Energia SA z siedzibą w Katowicach wspólnego przedsiębiorcy pod firmą Elektrociepłownia Stalowa Wola SA z siedzibą w Stalowej Woli. Wspólny przedsiębiorca będzie wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w nowo wybudowanym bloku gazowo-parowym, działającym według technologii opartej o paliwo gazowe (gaz ziemny).
2. Decyzją Nr DKK-122//2010 z 24 listopada 2010 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Południowy Koncern Energetyczny SA z siedzibą w Katowicach oraz ZAK SA z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu wspólnego przedsiębiorcy pod firmą Ecocarbon Sp. z o.o. z siedzibą w Łaziskach Górnych, w celu realizacji projektu budowy i późniejszej eksploatacji nowoczesnej, węglowej elektrowni poligeneracyjnej, umożliwiającej jednoczesną produkcję energii elektrycznej, ciepła, gazu syntezowego oraz sekwestrację powstającego dwutlenku węgla.

3. Decyzją Nr DKK-132/2010 z 9 grudnia 2010 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez Kulczyk Holding SA z siedzibą w Warszawie kontroli nad ENEA SA z siedzibą w Poznaniu.
4. Decyzją Nr DKK-135/2010 z 10 grudnia 2010 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Energia Invest SA z siedzibą w Gdańsku oraz Electricity Supply Board International Investments z siedzibą w Amsterdamie (Holandia) wspólnego przedsiębiorcy w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, w celu budowy i eksploatacji elektrowni gazowej położonej w okolicach Grudziądza lub Gdańska.
5. Decyzją Nr DKK-147/2010 z 27 grudnia 2010 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejściu przez Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu kontroli nad Elektrociepłownią Zabrze SA z siedzibą w Zabrzu oraz Zespołem Elektrociepłowni Bytom SA z siedzibą w Bytomiu.

Ponadto, w 2010r. trwało postępowanie w sprawie połączenia spółek PGE i Energia, które zostało zakończone 13 stycznia 2011r. odmową koncentracji.

20 października 2010 r. na wniosek PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie zostało wszczęte postępowanie antymonopolowe w sprawie koncentracji, polegającej na przejściu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie kontroli nad Energa SA z siedzibą w Gdańsku. Działając na podstawie art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów* (Dz. U. Nr 50, poz. 331 ze zm.) Prezes Urzędu decyzją z dnia 13 stycznia 2011 r. zakazał dokonania powyższej koncentracji, uznając, iż w jej wyniku dojdzie do istotnego naruszenia konkurencji na rynku energetycznym poprzez umocnienie na tym rynku dominującej pozycji PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Od powyższej decyzji PGE Polska Grupa Energetyczna SA wniosła odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Obecnie sprawa jest w toku rozpatrywania przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Ponadto w 2010 r., w związku z wycofaniem zgłoszenia zamiaru koncentracji, umorzono dwa postępowania w sprawie koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej, tj.:

- postanowieniem z 26 października 2010 r. umorzono postępowanie w sprawie koncentracji, która miała polegać na utworzeniu przez PSE Operator SA z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie oraz 50Hertz Transmission GmbH z siedzibą w Berlinie (Niemcy) wspólnego przedsiębiorcy pod firmą Ger-Pol Power Bridge Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu;
- postanowieniem z 27 października 2010 r. umorzono postępowanie w sprawie koncentracji, która miała polegać na przejściu przez Energetický a Průmyslový Holding a.s. z siedzibą w Brnie (Czechy) kontroli nad Enea SA z siedzibą w Poznaniu.

Także w 2010 r. postanowieniem z 22 czerwca zawieszono – na wniosek stron – postępowanie w sprawie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Energa Invest SA z siedzibą w Gdańsku, Grupę Lotos SA z siedzibą w Gdańsku oraz PGNiG SA z siedzibą w Warszawie wspólnego przedsiębiorcy w formie spółki kapitałowej specjalnego przeznaczenia.

Działania Ministra Skarbu w zakresie zmian właścicielskich w sektorze elektroenergetycznym¹²⁾

Ministerstwo Skarbu sprawuje nadzór właścicielski i przekształcenia własnościowe w tym sektorze. Prywatyzacja spółek Skarbu Państwa realizowana jest zgodnie z przyjętym przez Radę Ministrów 22 kwietnia 2008 r. *Planem prywatyzacji na lata 2008-2011* oraz jego aktualizacjami z 10 lutego 2009 r. i z 11 sierpnia 2009 r. Podkreślenia wymaga fakt, iż wpływ na procesy prywatyzacyjne mają zapisy zawarte w przyjętych przez Radę Ministrów strategiach i programach branżowych, w tym m.in. *Programie dla elektroenergetyki, Polityce energetycznej Polski do roku 2030*, które uwzględniając założenia dotyczące polityki Państwa wobec branży – określają zasady i sposób prywatyzacji spółek istotnych dla sektora. Przekształcenia własnościowe i organizacyjne sektora elektroenergetycznego ukierunkowane na zwiększenie efektywności działania, obniżenie kosztów, utworzenie przejrzystej struktury organizacyjnej oraz wydzielenie działalności pomocniczej w formie odrębnych podmiotów gospodarczych zostały zrealizowane zgodnie z przyjętymi strategiami i programami.

Polityka energetyczna Polski do roku 2030 przewiduje m.in.:

¹²⁾ Na podstawie materiału przygotowanego przez Ministerstwo Skarbu.

- utrzymanie przez Skarb Państwa większościowego pakietu akcji w PGE Polska Grupa Energetyczna SA oraz kontrolnego, na poziomie pozwalającym zachować władztwo korporacyjne Skarbu Państwa, pakietu akcji w spółce Tauron Polska Energia SA,
- wzmocnienie pozycji PGE Polska Grupa Energetyczna SA oraz Tauron Polska Energia SA w celu zagwarantowania tym podmiotom możliwości budowania pozycji rynkowej, mając na uwadze rozwój regionalnego rynku energii elektrycznej i przewidywany w związku z tym spadek udziału tych podmiotów docelowym rynku właściwym,
- dopuszczenie do rynkowego przejęcia przez PGE Polska Grupa Energetyczna SA spółki ENERGA SA z jednoczesnym zachowaniem odrębności Spółki oraz docelowym jej upublicznieniem.

Struktura właścicielska przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku energii elektrycznej wg stanu na 31 grudnia 2010 r. przedstawiała się następująco:

W spółkach energetycznych Skarb Państwa posiadał następujące pakiety akcji:

- PGE Polska Grupa Energetyczna SA z siedzibą w Warszawie – 69,29%
- TAURON Polska Energia SA z siedzibą w Katowicach – 41,96%
- ENERGA SA z siedzibą w Gdańsku – 84,19%
- ENEA SA z siedzibą w Poznaniu – 52,92%
- Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin SA z siedzibą w Koninie – 50%
- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA z siedzibą w Niedzicy – 100%
- Elektrociepłownia Zabrze SA z siedzibą w Zabrzu – 100%
- Zespół Elektrociepłowni Bytom SA z siedzibą w Zabrzu – 100%
- ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA z siedzibą w Ostrołęce – 4,38%
- ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku – 14,55%
- PGE Elektrownia Opole SA z siedzibą w Brzeziu k/Opola – 8,25%
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA z siedzibą w Bełchatowie – 0,000024%

Procesy przekształceń własnościowych i restrukturyzacji w sektorze elektroenergetycznym w 2010 r. obejmowały następujące zdarzenia, inicjowane przez Ministerstwo Skarbu, jako właściciela:

29 września 2010 r. Minister Skarbu Państwa podpisał warunkową umowę sprzedaży akcji spółki ENERGA SA na rzecz PGE SA, która miała wejść w życie po uzyskaniu zgody Prezesa UOKiK, który wydał decyzję zakazującą przejęcia przez Polską Grupę Energetyczną kontroli nad spółką ENERGA. Zarząd PGE od tej decyzji odwołał się do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

24 listopada 2010 r. Minister Skarbu Państwa podpisał umowę sprzedaży pakietu 85% akcji spółki Elektrociepłownia Zabrze SA oraz pakietu 85% akcji spółki Zespół Elektrociepłowni Bytom SA na rzecz spółki Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu. Przeniesienie własności akcji nastąpiło 3 stycznia 2011 r. po uzyskaniu zgody Prezesa UOKiK oraz zapłacie ceny transakcji.

W ramach realizacji „Strategii działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce” 28 grudnia 2010 r. została zawarta umowa o przekazaniu wkładu niepieniężnego i środków finansowych z tytułu pomocy publicznej udzielonej przed przystąpieniem RP do Unii Europejskiej oraz objęciu akcji w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Kompania Węglowa SA, na mocy której Minister Skarbu Państwa wniósł jako aport 100% udziałów spółki Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o. na podwyższenie kapitału zakładowego Kompanii Węglowej SA

Poniżej zostały przedstawione zmiany struktury właścicielskiej jakie zaszły w ramach poszczególnych Grup Kapitałowych.

1. PGE Polska Grupa Energetyczna SA

31 sierpnia 2010 r. Sąd Rejestrowy zarejestrował połączenie PGE SA ze spółkami PGE Górnictwo i Energetyka SA oraz PGE Energia SA. Połączenie nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku Spółek Przejmowanych na PGE SA. Wskutek połączenia udział Skarbu Państwa z 85% obniżył się do poziomu 79,29% w kapitale zakładowym Spółki.

W związku ze zbyciem 8 października 2010 r. przez Skarb Państwa 186 978 000 akcji Spółki, udział Skarbu Państwa obniżył się do poziomu 69,29% kapitału zakładowego Spółki.

31 grudnia 2010 r. Sąd Rejonowy dokonał rejestracji połączenia PGE Polska Grupa Energetyczna SA ze spółką zależną PGE Electra SA. Połączenie nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, art. 515 § 1 Ksh oraz art. 516 § 6 Ksh, tj. przez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej (PGE Electra SA) na Spółkę Przejmującą (PGE Polska Grupa Energetyczna SA) bez podwyższenia kapitału zakładowego Spółki Przejmującej oraz bez wydawania nowych akcji Spółki Przejmującej w zamian za akcje Spółki Przejmowanej.

2. TAURON Polska Energia SA

1 stycznia 2010 r. struktura akcjonariatu Spółki była następująca: 87,99% akcji posiadał Skarb Państwa, 12,01% – mniejszościowi akcjonariusze: osoby fizyczne i prawne.

30 czerwca 2010 r. Skarb Państwa przeprowadził publiczną ofertę akcji TAURON Polska Energia SA, w wyniku której inwestorzy indywidualni i instytucjonalni nabyli 51,65% akcji Spółki.

2 lipca 2010 r. KGHM Polska Miedź SA zawiadomiła o kupnie akcji TAURON Polska Energia SA i przekroczeniu 5% (uprzednio 4,90%) ogólnej liczby głosów w Spółce.

21 października 2010 r. Spółka oraz Skarb Państwa zawarły umowę o objęciu przez Skarb Państwa akcji Spółki w trybie subskrypcji prywatnej, na podstawie której Skarb Państwa objął 163 110 632 akcji zwykłych imiennych Spółki. Po tej transakcji udział Skarbu Państwa w kapitale wynosił 41,96%.

3. ENERGA SA

W ramach grupy ENERGA dokonano przymusowego wykupu akcji Spółki ENERGA-OPERATOR SA od akcjonariuszy mniejszościowych. Zgodnie z art. 4181 Ksh w związku ze złożonymi wnioskami akcjonariuszy mniejszościowych tej Spółki dokonano odkupu 376 296 akcji tej Spółki.

W 2010 r. dokonano także zmiany akcji Spółek ENERGA-OPERATOR SA oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA na akcje ENERGA SA. Proces ten przeprowadzony został na podstawie ustawy z 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego. Do zamiany akcji uprawnionych było łącznie 15 098 osób, którym przysługiwało 726 841 669 akcji o wartości nominalnej 1,00 zł każda. W wyniku przeprowadzonego procesu zamiany akcji, uprawnione osoby objęły walory stanowiące 13,44% kapitału zakładowego ENERGA SA. Uwzględniając wydane wcześniej akcje serii C (w wyniku podziału Spółki ENERGA-OPERATOR SA), akcjonariusze inni niż Skarb Państwa posiadali na koniec 2010 r. 15,81% udziału w kapitale zakładowym ENERGA SA.

Dokonano połączenia (przejęcia) Spółki ZEP-TECH Sp. z o.o. ze Spółką ZEP-INFO Sp. z o.o. (połączenie dokonane w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh poprzez przeniesienie całości majątku Spółki ZEP-TECH Sp. z o.o. na ZEP-INFO Sp. z o.o., rejestracji dokonano 30 kwietnia 2010 r.) oraz Spółki Zakład Oświetlenia Drogowego „Północ” Sp. z o.o. ze Spółką ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. (w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh poprzez przeniesienie majątku Spółki Zakład Oświetlenia Drogowego „Północ” Sp. z o.o. na ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. w zamian za udziały, które Spółka przejmująca wydała Spółce Zakład Budownictwa Energetycznego Sp. z o.o. z siedzibą w Koszalinie, jako jedynemu Wspólnikowi spółki przejmowanej, rejestracji dokonano 1 czerwca 2010 r.).

W 2010 r. dokonano także sprzedaży Spółek Grupy ENERGA, które po sprzedaży udziałów/akcji nie wchodziły w skład Grupy Kapitałowej (12 marca 2010 r. Spółka ZEP-TECH Sp. z o.o. podpisała umowę sprzedaży udziałów Spółki ERA-GOST Sp. z o.o., a 16 kwietnia 2010 r. ENERGA SA podpisała protokół przekazania (przejęcia) akcji Spółki Toruńska Energetyka Cergia SA).

8 marca 2010 r. zarejestrowano w KRS nową Spółkę Elektrownia Ostrołęka SA – 100% akcji należy do ENERGA SA, a 2 grudnia 2010 r. zarejestrowano w KRS Spółkę ENERGA Innowacje Sp. z o.o. – 100% udziałów posiada ENERGA-OBRÓT SA. Zarejestrowano podwyższenie kapitału zakładowego w następujących spółkach:

1. Spółki ZEP-INFO Sp. z o.o. o kwotę 685 500,00 zł 30 kwietnia 2010 r. (na koniec 2010 r. kapitał zakładowy wynosił 1 463 500,00 zł i dzielił się na 2 927 udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy),

2. Spółki ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. do kwoty 93 465 000,00 zł. 27 maja 2010 r. (na pokrycie podwyższonego kapitału zakładowego ENERGA SA wniosła wkład pieniężny równy wartości nominalnej, tj. 50 000 000,00 zł),
3. Spółki ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. o 22 410 500,00 zł 1 czerwca 2010 r., a 30 listopada 2010 r. zarejestrowano kolejne podwyższenie kapitału o kwotę 138 590 500 zł (na koniec 2010 r. kapitał zakładowy Spółki ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o. wynosił 191 621 500,00 zł i dzielił się na 383 243 udziały o wartości nominalnej 500 zł każdy),
4. Spółki Elektrownia Ostrołęka SA do kwoty 10 100 000,00 zł, 12 października 2010 r.,
5. Spółki Międzynarodowe Centrum Szkolenia Energetyki Sp. z o.o. o kwotę 24 241 000,00 zł 15 listopada 2010 r. (na koniec roku kapitał zakładowy Spółki wynosił 31 966 000,00 zł i dzielił się na 63 932 udziały o wartości nominalnej 500 zł każdy),
6. Spółki ENERGA BIO Sp. z o.o. o kwotę 3 335 000,00 zł 27 stycznia 2011 r. (kapitał zakładowy Spółki wynosi 3 990 000,00 zł i dzieli się na 7 980 udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy),
7. Spółki ENERGA Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o. o kwotę 4 000 000,00 zł 6 grudnia 2010 r. (na koniec roku kapitał zakładowy Spółki wynosił 4 052 000,00 zł i dzielił się na 8 104 udziały o wartości nominalnej 500 zł każdy).

Ponadto w ramach grupy ENERGA dokonano zmiany firm:

1. Centrum Badawczo-Rozwojowe ENERGA Sp. z o.o. na ENERGA Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.,
2. ENERGA Elektrownie Słupsk Sp. z o.o. na ENERGA Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o.,
3. Zakład Energetyczny Płock – Multienergetyczne Przedsiębiorstwo Sieciowe Sp. z o.o. zmieniła nazwę na ENERGA BIO Sp. z o.o.

4. ENEA SA

9 lutego 2010 r. ENEA SA zbyła na rzecz KWB „Konin” SA z siedzibą w Kleczewie pakiet 6 000 udziałów posiadanych w spółce „PWE Gubin” Sp. z o.o. stanowiących 50% kapitału zakładowego Spółki.

W ramach grupy ENEA dokonano następujących połączeń (przejęć):

1. 1 lipca 2010 r. nastąpiło połączenie spółek Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku i EnergoPartner Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu w drodze inkorporacji tej drugiej spółki do tej pierwszej w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku EnergoPartner Sp. z o.o. na Elektrownie Wodne Sp. z o.o. w zamian za udziały spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o., które przyznane zostały ENEA SA jako jednemu wspólnikowi spółki przejmowanej. W wyniku połączenia kapitał zakładowy Elektrownie Wodne Sp. z o.o. został podwyższony z kwoty 205 020 000 zł o kwotę 8 821 000 zł, tj. do kwoty 213 841 000 zł w drodze utworzenia 17 642 nowych udziałów o nominalnej wartości 500 zł każdy;
2. 29 października 2010 r. odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w sprawie połączenia EP PUE ENERGOTRANS Leszno Sp. z o.o. (Spółka Przejmująca) z ZUP ENERGOTRANS Sp. z o.o. i EWINN Sp. z o.o. (Spółki Przejmowane) poprzez przeniesienie całego majątku Spółek Przejmowanych na Spółkę Przejmującą. W wyniku połączenia nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego EP PUE ENERGOTRANS Leszno Sp. z o.o. z kwoty 6 216 000 zł o kwotę 1 418 000 zł, tj. do kwoty 7 634 000 zł, poprzez utworzenie 2 836 (219 - ZUP ENERGOTRANS Sp. z o.o.; 2 617 - EWINN Sp. z o.o.) równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy udział. Rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego połączonych Spółek nastąpiła 1 grudnia 2010 r. Kapitał zakładowy EP PUE ENERGOTRANS Leszno Sp. z o.o., po połączeniu 31 grudnia 2010 r., wynosił 7 634 000 zł i dzielił się na 15 201 udziałów po 500 zł każdy, 67 udziałów zostało umorzonych z czystego zysku.
3. 28 października 2010 r. na NZW podjęto uchwałę o połączeniu spółki Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. z siedzibą w Pile (Spółka przejmująca) ze spółką Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gozdnicza Sp. z o.o. z siedzibą w Gozdnicy oraz ze spółką Cogen Sp. z o.o. z siedzibą w Pile (Spółki Przejmowane) poprzez przeniesienie całego majątku spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gozdnicza Sp. z o.o. oraz spółki Cogen Sp. z o.o. na spółkę Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. 30 listopada 2010 r. nastąpiła rejestracja połączenia spółek COGEN Sp. z o.o., PEC Gozdnicza Sp. z o.o. i MEC Piła Sp. z o.o. W związku z powyższym nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej z kwoty 27 407 000 zł o kwotę 509 000 zł, tj. do kwoty 27 916 000 zł. Udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostały w całości objęte przez ENEA SA. Struktura udziałowców MEC Piła Sp. z o.o. po konsolidacji na dzień 31.12.2010 r. przedstawia się następująco: 1. ENEA SA: 17 884 udziałów – 64,06%; 2. Gmina Piła: 10 032 udziałów – 35,94%.

4. REGULACJA I FUNCJONOWANIE RYNKU GAZU ZIEMNEGO

4.1. Zagadnienia regulacyjne [art. 25(1)]

4.1.1. Zarządzanie i alokacja zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania ograniczeniami sieciowymi

Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRIESP) Gaz-System SA jest podstawowym dokumentem określającym zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci przesyłowej na terytorium RP. Natomiast informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych, wymagane na podstawie rozporządzenia 715/2009/WE, są publikowane na stronach internetowych Gaz-System SA.

Zakres i miejsca występowania ograniczeń systemowych wewnątrz krajowego systemu przesyłowego w 2010 r. nie uległy znacznym zmianom w porównaniu z wcześniejszymi latami. W tab. 4.1 zamieszczono informację o występujących w 2010 r. ograniczeniach systemowych i sposobach ich usuwania.

Tabela 4.1. Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi wewnątrz krajowego systemu przesyłowego

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania	Moc przesyłowa w miejscu występowania ograniczenia [m ³ /dobę]
Obszar północno-zachodniej Polski	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu poprawy przepustowości w rejonie północno-zachodniej Polski budowana tłocznia Goleniów. Zakończenie budowy planowane jest na 2011 r.	0,6 mln
Rejon Częstochowy	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu umożliwienia zwiększenia dostaw w rejonie Częstochowy budowany jest gazociąg DN 500 Lubliniec – Częstochowa	1,3 mln
Rejon Gdańska	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Kontynuacja budowy układu przesyłowego DN 500 Włocławek – Gdynia	1,2 mln
Rejon Piotrkowa Trybunalskiego	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Dokończono budowę gazociągu Mory – Meszcze.	1,5 mln
Rejon Jarosławia	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Modernizacja Tłoczni Jarosław II	15,6 mln

Źródło: Gaz-System SA, 2010 r.

Na wszystkich punktach „wejścia” do polskiego systemu przesyłowego udział mocy zarezerwowanych przez PGNiG SA wynosi prawie 100%. Stopień ich wykorzystania w 2010 r. był zróżnicowany, od niemalże 100% na połączeniach z operatorem niemieckim, do ok. 50% na pozostałych połączeniach (ujęcie średnioroczne). Nowym zjawiskiem jest znaczący wzrost wykorzystania połączenia z operatorem niemieckim ONTRAS w Lasowie, do poziomu zbliżonego do jego przepustowości technicznej. Stan taki tłumaczyć można brakiem alternatywnych możliwości dostaw, które zrównoważyłyby przesył na gazociągach o niewielkiej przepustowości, a także brakiem zasady TPA po stronie wschodniej.

Analizując wykorzystanie zdolności przesyłowych na głównych punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego z kierunku wschodniego (Drozdowice, Wysokoje) warto wskazać, że dobowe wskaźniki wykorzystania często przekraczały 70%. Wynikało to z sezonowej zmienności wykorzystania mocy. Oceniając wykorzystanie zdolności przesyłowych na punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego z gazociągu „jamalskiego” należy zauważyć, że wielkość zdolności przesyłowych

w punktach wejścia Włocławek i Lwówek łącznie wynosząca 5 431 300 000 m³/rok znacząco przekracza wielkość 2 660 300 000 m³/rok, wynikającą z rezerwacji zdolności przesyłowych w sieci EuRoPol-Gazu na potrzeby krajowe.

Oznacza to niewielki poziom prostych rezerw, które można byłoby uruchomić w drodze wykorzystania mechanizmów zarządzania ograniczeniami kontraktowymi, przewidzianych w IRIESP Gaz-Systemu. Stan taki potwierdza potrzebę budowy nowych dróg dostaw, a także umacniania rynkowych zasad korzystania z gazociągu „jamalskiego”.

Analiza informacji dotyczących połączeń międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego z innymi systemami wskazuje na występowanie ograniczeń fizycznych.

Ograniczenia fizyczne występowały na połączeniu sieci Gaz-Systemu z systemem przesyłowym państw UE. Świadczy o tym przykład wymienionego wcześniej połączenia z siecią ONTRAS w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej, będącego *de facto* jedynym połączeniem krajowego systemu gazowego z systemem przesyłowym państw Europy Zachodniej, istotnym z punktu widzenia wymiany międzysystemowej. Odnotowano niemal 100% wykorzystanie zdolności przesyłowych tego połączenia w ujęciu średniorocznym i 100% wykorzystanie w niektórych okresach, co przełożyło się na brak możliwości przesyłania gazu ziemnego na warunkach przerywanych. Połączenia krajowego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego były w pełni zarezerwowane, przy czym rezerwacje te nie miały charakteru długoterminowego. Jedyne długoterminowe umowy przesyłowe zawierane dotychczas przez Gaz-System SA dotyczą zdolności przesyłowych oferowanych w ramach procedury udostępniania połączenia z systemem czeskim w rejonie Podkarpacia, które ma być uruchomione w 2011 r. Kolejne takie umowy są planowane dla nowych inwestycji i m.in. mogą znaleźć zastosowanie przy rozbudowie połączenia w Lasowie.

Jedno z działań nakierowanych na powstanie wolnych zdolności przesyłowych na punktach wejścia do systemu dotyczyło wprowadzenia systemu „wejścia/wyjścia” (*entry-exit*). Uzgodniona propozycja zmiany przepisów, oparta o tą metodologię, została przekazana w 2010 r. do Ministerstwa Gospodarki, celem jej wykorzystania w pracach legislacyjnych. Oczekuje się, że efektem tych rozwiązań, planowanych do wprowadzenia od 2011 r., będzie większa racjonalizacja zamawiania mocy przesyłowych. Obecnie opłaty za usługi przesyłowe w 2010 roku naliczane były zależnie od mocy przesyłowych w punktach wyjścia z systemu, co sprawia, że nie ma bodźca ekonomicznego, który motywowałby do ograniczenia wielkości mocy umownej zamawianej na punktach wejścia.

Drugim działaniem na rzecz uwolnienia części przepustowości jest budowa nowych punktów wejścia do systemu, w tym budowa nowego połączenia z systemem czeskim w okolicach Cieszyna, budowa terminala LNG oraz rozbudowa istniejącego połączenia z systemem niemieckim przedsiębiorstwa ONTRAS, zlokalizowanego w Lasowie. Ich utworzenie pozwoli m.in. na zapewnienie dostępu dla nowych uczestników rynku. Spodziewane jest uwolnienie części obecnie zarezerwowanych przepustowości w związku z planami wykorzystania nowobudowanych sieci.

Na brak zainteresowania w 2010 r. połączeniami zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego ze strony podmiotów ubiegających się o zawarcie umów przesyłowych mogła rzutować podaż pojemności magazynowych możliwych do wykorzystania przez podmioty trzecie na potrzeby zapasów obowiązkowych. W związku z obowiązującymi regulacjami uzyskanie dostępu do magazynów lub zwolnienie z tego obowiązku warunkuje nie tylko zawarcie umowy przesyłowej, ale również samo uzyskanie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Ta sytuacja zmieni się wraz z nowelizacją Ustawy o zapasach w 2011 roku i przyjęciem nowego Prawa gazowego.

Brak popytu w 2010 r. na usługi przesyłowe realizowane przy wykorzystaniu połączeń zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego może mieć pewien związek z obowiązkiem dywersyfikacyjnym. W świetle przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w 2010 r. maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości importowanego gazu nie mógł być wyższy niż 70%. Obowiązek taki jest szczególnie trudny do wypełnienia przez nowych uczestników rynku, dopiero rozpoczynających działalność i mających trudności w zawarciu kilku kontraktów zakupowych przy ograniczonej wielkości sprzedaży.

W 2010 r. istniała teoretyczna możliwość zawierania przez zainteresowane strony umów przesyłowych na warunkach przerywanych dla połączeń z systemami przesyłowymi zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego, jednakże na brak zainteresowania zawarciem takich umów miał również wpływ brak obowiązywania zasady TPA w sąsiadujących z Polską państwach oraz z niemożności znalezienia tam alternatywnego dostawcy. Z uwagi na zakaz reeksportu gazu rosyjskiego oraz przewidziane w

Państwowym budżecie Ukrainy na rok 2010 przeznaczenie gazu ziemnego z wydobycia krajowego na potrzeby rynku wewnętrznego, NAK Naftogaz Ukrainy nie tylko reagował negatywnie na propozycje zwiększenia dostaw, ale zawiesił dotychczasowy import niewielkich ilości gazu lokalnym gazociągiem w okolicach Hrubieszowa. Także współpraca w obszarze tranzytu nie spotkała się z poparciem NAK.

Oznacza to, że nabywanie gazu i zamawianie usług przesyłowych w państwach graniczących z RP ze wschodu jest problemem nie tylko dla podmiotów zainteresowanych wejściem na rynek krajowy, ale również dla przedsiębiorstwa zasiedziało i również w poprawie warunków rynkowych w państwach graniczących z terytorium państw członkowskich UE należy upatrywać możliwości poprawy sytuacji.

W tab. 4.2 zamieszczono informację o występujących w 2010 r. ograniczeniach systemowych na połączeniach międzysystemowych i sposobach ich usuwania, a także o ogólnym stanie zdolności przesyłowych.

Tabela 4.2. Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi na połączeniach międzysystemowych

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania	Zakres ograniczeń
Połączenia krajowego systemu przesyłowego z systemem gazowniczym państw UE	Stwierdzono występowanie fizycznych ograniczeń w przesyłach	W celu poprawy sytuacji podjęto działania polegające na: – budowie nowych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego: (1) połączenia z systemem czeskim RWE-Transgasnet w okolicach Cieszyna, (2) terminala LNG w Świnoujściu, – rozbudowie istniejącego połączenia z systemem niemieckim firmy ONTRAS, zlokalizowanego w Lasowie – wprowadzeniu usługi rewersu wirtualnego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego	Z uwagi na wzajemną zależność pomiędzy ograniczeniami występującymi w poszczególnych kategoriach połączeń nie dokonano oszacowania ich skali
Połączenia krajowego systemu przesyłowego z systemami przesyłowymi zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego	Stwierdzono pełną rezerwację zdolności przesyłowych nie mającą charakteru długoterminowego	Wprowadzenie systemu <i>entry-exit</i> , budowa nowych punktów wejścia do systemu	n.d.

Źródło: URE, Gaz-System SA.

Deficyt zdolności przesyłowych wewnątrz systemu krajowego wynika z niewystarczających inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowej. W związku z powyższym rejonu kraju dotknięte ograniczeniami charakteryzują się znaczną liczbą odmów przyłączenia do sieci zarówno przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Ponadto w okresie zwiększonego popytu na gaz istnieją problemy z jego zapewnieniem odbiorcom już przyłączonym do sieci dystrybucyjnych.

Tę sytuację w 2010 r. charakteryzują dane z tab. 4.3. Średni czasu przerw w dostawach w przeliczeniu na odbiorcę przyłączonego sieci przesyłowej został obliczony na podstawie informacji zebranych od OSP.

Tabela 4.3. Przerwy i ograniczenia w dostawach gazu

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			
		czas trwania [min]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min/odb]	ilość niedostarczonego paliwa [mln m ³]
Awarie	1	2 882	1	2 882	1 047
Prowadzone prace planowe	124	610 525	–	–	–
Ograniczenia	–	–	–	–	–

* ZUP – Zleceniodawca Usługi Przesyłowej – PGNiG SA.

Źródło: Gaz-System SA.

Charakterystyka przepustowości połączeń międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego i ich rezerwacja są przedstawione w tab. 4.4.

Tabela 4.4. Połączenia międzysystemowe we współpracy międzyoperatorskiej

Nazwa Operatora Systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Całkowita zdolność przesyłowa* [mln m ³ /rok]	Za rezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	dość/godzina	1030,5	1030,5	0,0
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	dość	17,5	17,5	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	dość	1,4	1,4	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Głucholazy	Polska	dość	105,1	105,1	0,3
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	dość/godzina	5 694,0	5 694,0	0,0
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	dość/godzina	196,4	188,4	8,0
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	dość/godzina	5 443,8	5 443,8	0,0
EuRoPol GAZ SA	Polska	Włocławek	Polska	dość/godzina	3 066,0	3 066,0	0,0
EuRoPol GAZ SA	Polska	Lwówek	Polska	dość/godzina	2 365,2	2 365,2	0,0
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	dość	131,4	131,4	0,0

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

Źródło: Gaz-System SA.

Na polskim odcinku gazociągu „Jamał-Europa” w 2010 r. przetransportowano następujące ilości gazu: OOO „Gazprom Eksport” – 23,10 mld m³, PGNiG SA – 2, 66 mld m³. W porównaniu do roku poprzedniego tranzyt gazociągiem spadł o blisko 9%, a pobór gazu z gazociągu w punktach odbiorczych na terenie RP (Lwówek Śląski, Włocławek) pozostał na tym samym poziomie. Sumaryczne wykorzystanie gazociągu w 2010 r. wynosiło ok. 82% technicznej zdolności przesyłowej.

Metodologia wyznaczania maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, zgodna z ogólnie obowiązującymi normami, nie była przedmiotem odrębnej oceny Regulatora.

4.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Taryfy sieciowe

Tryb zatwierdzania taryf dla paliw gazowych¹³⁾ nie uległ zmianie w stosunku do poprzedniego roku i polega na sprawdzeniu ich zgodności z postanowieniami u-Pe oraz rozporządzeniami wykonawczymi do niej, w tym przede wszystkim z przepisami rozporządzenia taryfowego¹⁴⁾. Stosownie do postanowień art. 47 ust. 2 u-Pe – tylko zgodność taryfy z przepisami tego rozporządzenia uprawnia Prezesa URE do jej zatwierdzenia. W 2010 r. ukazało się rozporządzenie systemowe¹⁵⁾, ale jego przepisy nie pociągały za sobą żadnych zmian w zakresie kalkulacji taryf ustalanych przez przedsiębiorstwa sektora gazowego.

W roku 2010 (analogicznie jak w latach ubiegłych) przychód regulowany spółek gazowniczych ustalany był metodą kosztową. W przypadku takich przedsiębiorstw jak EuRoPol oraz Gaz-System główną przyczyną była ich nieporównywalność do innych przedsiębiorstw działających na rynku polskim, natomiast w przypadku OSD – możliwa do zastosowania w przyszłości¹⁶⁾ – metoda analizy porównawczej wciąż nie mogła być zastosowana z uwagi na brak porównywalnych danych statystycznych.

¹³⁾ Zgodnie z art. 47 u-Pe.

¹⁴⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165).

¹⁵⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 22 lipca 2010 r. w sprawie funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891).

¹⁶⁾ Zdaniem analityków zastosowanie metody porównawczej do wyznaczania kosztów operacyjnych przedsiębiorstw, których liczba nie przekracza 10 wymaga stabilnych danych statystycznych z okresu co najmniej 5 lat.

nych¹⁷⁾. Zwrot z zaangażowanego kapitału ustalany był przez same przedsiębiorstwa na podstawie zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym. Prezes URE – w ramach kompetencji przyznanych mu na mocy art. 23 ust. 2 pkt 2 i pkt 3 lit. c u-Pe – wyznaczył cztery parametry, tj. stopę wolną od ryzyka, premię za ryzyko udostępnienia kapitału własnego i obcego oraz współczynnik asset beta, jak również określił majątek trwały i kapitał obrotowy podlegające wynagrodzeniu. Założenia Prezesa URE w zakresie kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału stanowiącego element kalkulacji taryf zatwierdzanych w 2010 r. były następujące:

1) wynagradzany może być wyłącznie:

- a) majątek trwały zaangażowany w działalność, której dotyczy taryfa; w przypadku Operatorów Systemu Dystrybucyjnego GK PGNiG SA (OSD), których majątek od 1 stycznia 2007 r. przeszacowany został do wartości godziwej – był to majątek dystrybucyjny o wartości sprzed przeszacowania, powiększony o majątek przejęty od Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA (Gaz-System) i majątek wybudowany po tej dacie,
- b) kapitał obrotowy na poziomie nieprzekraczającym 1% wartości majątku trwałego; Prezes URE za niezasadne uznał bowiem wynagradzanie kapitału na poziomie określanym przez przedsiębiorstwa; w jego ocenie niezbędna wysokość tego kapitału powinna zapewniać przedsiębiorstwu gazowniczemu utrzymywanie stałej płynności finansowej, którą umożliwi poziom kapitału określony wyżej,

2) średnioważony koszt kapitału ustalony zostanie zgodnie z wzorami określonymi w § 6 ust. 4 i 5 rozporządzenia taryfowego, przyjmując:

- a) stopę wolną od ryzyka w wysokości równej średnioważonej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, zanotowanej na przetargach zorganizowanych w ciągu 12-tu miesięcy bezpośrednio poprzedzających przedłożenie wniosku taryfowego [r_f],
- b) premie za ryzyko udostępnienia kapitału własnego w wysokości 4,64% [$r_m - r_f$], obcego w wysokości 1% [$DP = K_d - r_f$] (w przypadku OGP za koszt kapitału obcego Prezes URE uznał koszt obsługi umowy leasingowej),
- c) miarę ryzyka zaangażowania kapitału equity $\beta_{\text{equity}} = \beta_{\text{asset}} * (1 + \text{kapitał obcy} / \text{kapitał własny})$, gdzie asset beta jest określany zgodnie z rekomendacją Banku Światowego¹⁸⁾
- d) kapitał własny i obcy – właściwe dla danego przedsiębiorstwa średnie wielkości w okresie taryfowym.

Główną przyczyną wzrostu przychodu regulowanego w roku 2010 we wszystkich sieciowych przedsiębiorstwach gazownicznych, a w ślad za tym stawek przesyłowych i dystrybucyjnych był wysoki wzrost zwrotu z zaangażowanego kapitału, w stosunku do kapitału uwzględnionego w taryfach zatwierdzonych w roku 2009, spowodowany wzrostem wartości wynagradzanego majątku w związku ze zwiększoną, w stosunku do wskazanego roku, wartością oddanych inwestycji sieciowych.

Rodzaj zbieranych informacji

Zakres zbieranych informacji w 2010 r., w stosunku do lat ubiegłych, nie uległ zasadniczej zmianie. Podobnie jak poprzednio od przedsiębiorstw sieciowych wymagane było przedłożenie – w trakcie postępowań o zatwierdzenie ich taryf – następujących danych:

- długość sieci w podziale na ciśnienia,
- liczba i moc stacji redukcyjnych,
- wartość majątku trwałego, zaangażowanego w działalność sieciową,
- wartość amortyzacji majątku sieciowego,
- poziom nakładów inwestycyjnych w okresie obowiązywania taryfy,
- liczba przyłączanych podmiotów oraz poziom opłat za przyłączenie,
- liczba odbiorców w każdej z grup taryfowych, ilość gazu transportowana na ich potrzeby oraz moc przez nich zamówiona,
- bilans gazu,

¹⁷⁾ OSD swoją działalność rozpoczęli dopiero w połowie 2007 r., przejmując część obowiązków z działalności obrotu (a zatem mimo funkcjonalnego rozdziału od działalności obrotu od 1 stycznia 2006 r., dane kosztowe dotyczące ich działalności obejmowały jedynie półtora roku), a ponadto majątek jakim operatorzy ci dysponowali w 2008 r. był nieporównywalny z ich majątkiem z 2007 r. w związku z przejęciem od przedsiębiorstwa Gaz-System znacznej części majątku wysokiego ciśnienia.

¹⁸⁾ Zgodnie z rekomendacją Banku Światowego, zawartą w materiale Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison, Grudzień 1996 r., Alexander Mayer and Weeds asset beta dla przedsiębiorstw gazownicznych, inwestowanie w które charakteryzuje się średnim poziomem ryzyka = 0,57, zaś poziomem niskim – 0,2.

- ilość gazu zakupiona na pokrycie różnicy bilansowej,
- wielkość strat sieciowych,
- wysokość kosztów własnych w układzie rodzajowym, w podziale na poszczególne grupy taryfowe,
- wysokość przychodów w poszczególnych grupach taryfowych.

Nowymi wymaganymi danymi była wartość: kapitału obrotowego oraz własnego i obcego.

Powyższe dane dotyczyły ostatniego roku sprawozdawczego, tj. roku poprzedzającego rok ustalenia taryfy, dla którego sprawozdanie finansowe zostało zbadane zgodnie z przepisami o rachunkowości oraz wielkości planowanych na rok obowiązywania taryfy przedkładanej do zatwierdzenia.

Sposób dokonywania oszacowania zbieranych informacji

Podstawową gwarancją rzetelności danych za rok sprawozdawczy jest oświadczenie o ich prawdziwości, obwarowane groźbą kary więzienia do lat 3 w przypadku podania informacji nieprawdziwych. Wymienionym sankcjom podlegają osoby upoważnione do reprezentowania przedsiębiorstwa przed organem regulacji. Niezależnie od tego bada się, czy dane finansowe przedstawiane we wniosku taryfowym za rok sprawozdawczy nie przekraczają odpowiadających wielkości ze sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa oraz są zbieżne z danymi przedstawianymi w monitoringu prowadzonym przez organ regulacji raz na kwartał. Zaznaczyć przy tym należy, że sprawozdania finansowe dla przedsiębiorstwa (niezależnie od prowadzonych rodzajów działalności) podlegają weryfikacji przez biegłego rewidenta.

Głównym sposobem oceny planowanych danych finansowych jest ich porównanie z wielkościami roku sprawozdawczego bądź w przypadku wątpliwości – z danymi dotyczącymi lat wcześniejszych. Natomiast ocenę pozostałych danych niezbędnych do kalkulacji taryfy, m.in. takich, jak: planowana ilość gazu dostarczanego odbiorcom i planowana wielkość zamówionej przez nich mocy, dokonywana jest zarówno przez porównanie z danymi roku sprawozdawczego, oraz trendami z lat wcześniejszych, jak też brana jest pod uwagę przewidywana sytuacja w tych dziedzinach gospodarki kraju, które mają wpływ na sektor gazowy. Ponadto, głównie w grupach taryfowych o znacznej liczbie odbiorców (powyżej 100), badane są zachowania trendów średniej ilości przesłanego gazu na jednego odbiorcę i średniej wielkości zamówionej mocy na jednego odbiorcę. Dodatkowo porównywane są zgodności bilansów gazu oraz zamówionych mocy planowanych przez operatorów systemów gazowych i przedsiębiorstwa obrotu gazem.

Narzędzia dokonywania oceny potencjału w zakresie poprawy efektywności

Głównymi narzędziami oceny efektywności są porównania jednostkowych kosztów własnych (koszty własne odniesione do ilości przesłanego gazu, długości sieci, ilości stacji redukcyjnych z uwzględnieniem ich stanu technicznego) oraz udziału gazu na straty i różnicę bilansową w ogólnej puli transportowanego gazu.

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

Jednak – zdaniem analityków – aby w sposób efektywny do oceny kosztów operacyjnych można było zastosować model ekonometryczny, w przypadku gdy ilość przedsiębiorstw sieciowych nie przekracza 10, stabilna baza kosztowa musi obejmować okres co najmniej 5 lat. Tymczasem OSD samodzielną działalność gospodarczą rozpoczęli dopiero od lipca 2007 r., a o stabilnej bazie kosztowej w ich przypadku można mówić dopiero od 1 stycznia 2008 r., kiedy to przekazany został im pokaźny majątek związany z sieciami wysokich ciśnień. Z powyższego względu nie został ogłoszony przetarg na opracowanie modelu ekonometrycznego oceny kosztów operacyjnych.

Niemniej jednak kontynuowane były prace – powołanego w II połowie 2009 r. – Zespołu Projektowego, w skład którego wchodzi przedstawiciele Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz Urzędu Regulacji Energetyki, i którego zadaniem jest wypracowanie modelu regulacji działalności operatorów sieci dystrybucyjnych, który wszedłby w życie w roku 2011 i umożliwił wydłużenie dotychczasowego rocznego okresu regulacji do okresu 3-4 lat, określając jasne procedury oraz obiektywne parametry oceny kosztów operacyjnych sześciu OSD. Ponadto, jego zadaniem jest określenie precyzyjnych formuł indeksujących bazową wartość kosztów operacyjnych w kolejnych latach okresu regulacji oraz ustalenie

ścieżki dojścia do wynagradzania majątku przedsiębiorstw wg wartości księgowej ustalonej na podstawie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Rachunkowej. Prace tego Zespołu są bardzo zaawansowane i stwarzają realną szansę wprowadzenie w 2011 r. długoterminowego modelu regulacji spółek gazownictwa GK PGNiG.

Jeśli chodzi o model pozwalający ocenić poziom różnic bilansowych to rok 2010, w stosunku do lat ubiegłych, nie przyniósł żadnych zmian. Prezes URE wciąż modelem takim nie dysponował. Przyjął jednak rygorystyczne założenie – opierając się na informacjach w tym zakresie dotyczących operatorów sieci dystrybucyjnych prowadzących działalność w Unii Europejskiej – że maksymalna ilość gazu na potrzeby różnicy bilansowej nie może przekroczyć 2% ilości gazu dystrybuowanego przez dane przedsiębiorstwo.

Natomiast model ekonometryczny służący wyznaczeniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został opracowany bezpośrednio w URE.

Okres regulacji

Taryfy przedsiębiorstw sektora gazowego – poza taryfą EuRoPol-u – zatwierdzone zostały w roku 2010 na okres jednego roku. Taryfa EuRoPol-u, która zatwierdzona została w marcu 2010 r. obowiązywać miała do 31 grudnia 2010 r. Kolejna taryfa EuRoPol-u zatwierdzona w grudniu 2010 r. obowiązywała do 31 maja 2011 r., a więc z terminem krótszym o siedem miesięcy w stosunku do terminu wnioskowanego przez Przedsiębiorstwo. Przyczyny skrócenia okresu obowiązywania taryfy do 31 maja 2011 r. to:

- 1) konieczność wprowadzenia systemu enter/exit stosownie do regulacji UE,
- 2) zasadność wchodzenia w życie taryf EuRoPol-u w tym samym terminie, co kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego, gdyż:
 - a) OGP wyznaczony został operatorem sieci, którego właścicielem jest EuRoPol,
 - b) w podstawie kalkulacji taryfy PGNiG SA uwzględniane są koszty świadczenia usług przesyłania gazu wysokometanowego sieciami EuRoPol-u.

Rola organu regulacji w procesie dokonywania oceny efektywności funkcjonowania sieci

Rola Prezesa URE w tym zakresie nie zmieniła się i sprowadza się do następujących zadań:

- akceptacji w procesie taryfowym takich przychodów przedsiębiorstwa, które mogą zapewnić jemu bezpieczeństwo dostaw i poprawę efektywności funkcjonowania sieci ocenianą m.in. wskaźnikiem średniego czasu przerw w dostawach z tytułu awarii, zwiększeniem przepustowości sieci oraz zmniejszeniem udziału 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,
- wymaganie zawarcia przez przedsiębiorstwa sieciowe w swoich taryfach postanowień o wysokości bonifikat z tytułu jakości świadczonych usług, w tym z tytułu ograniczenia wielkości mocy umownej oraz niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Tabela 4.5. Przerwy w dostawach paliw gazowych

Rok	Przerwy**					
	Awaryjne			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

Jakie informacje OSP i OSD udostępniają uczestnikom rynku?

Przedsiębiorstwa sieciowe udostępniają uczestnikom rynku zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy zawierające stawki opłat za świadczone usługi wraz z warunkami ich stosowania. Ponadto na stronach internetowych podmioty te udostępniają informacje na temat zasięgu ich sieci, rodzajów przesyłanych bądź dystrybuowanych paliw gazowych, punktach obsługi klienta, oddziałach, dane kontaktowe, wzory wniosków i umów, plany ograniczeń w przesyłaniu i dystrybucji paliw gazowych, IRiESD i IRiESP. Dodatkowo OSD udostępniają na stronach internetowych średnie miesięczne wartości parametrów jakościowych dystrybuowanego przez nie gazu, określone na podstawie cyklicznie przeprowadzanych przez nie pomiarów jakości gazu w wybranych punktach sieci.

W 2010 r. sieciowe przedsiębiorstwa gazowe poinformowały o 3287 przypadkach odmów przyłączenia do sieci¹⁹⁾. Przypadki te ewidencjonują Oddziały Terenowe URE.

Taryfa magazynowa

Taryfa PGNiG za świadczenie usług magazynowych podobnie jak w 2009 r. nadal obejmowała trzy grupy taryfowe: dla zlecających usługę magazynowania w KPMG Mogilno, dla zlecających usługę magazynowania w WIM²⁰⁾ na warunkach ciągłych lub przerywanych. Łączna liczba pakietów przewidzianych w ofercie wynosiła 1 582, z czego 352 pakiety przypadają na KPMG Mogilno (w tym 50 dla przedsiębiorstwa Gaz-System). Z 1 230 pakietów możliwych do zaoferowania w WIM, 905 przypadło na zagwarantowanie potrzeb produkcji.

W 2010 r. wzrost średniej stawki magazynowej był nieznaczny i wyniósł 0,29%. Na wypadkowy skutek wzrostu stawek magazynowychłożył się wzrost kosztów operacyjnych o 14,35% i jednocześnie spadek kwoty zwrotu z kapitału o 8,53%. Przyczyną wzrostu kosztów operacyjnych był znaczący wzrost kosztów pośrednich wynikający z utworzenia w 2009 r. oddziału Operatora Systemu Magazynowego, a także zwiększenie bezpośrednich kosztów działalności w PMG Strachocina, związanych z realizacją programu remontowego w tym magazynie. Spadek kwoty wynagrodzenia z działalności magazynowej spowodowany był deprecjacją wartości RAB.

Ceny paliw gazowych

W 2010 r. ceny paliw gazowych zostały zmienione dwukrotnie na rynku detalicznym. Pierwsza zmiana miała miejsce 1 czerwca 2010 r. i skutkowałą wzrostem cen paliw gazowych, jako towaru oraz wzrostem opłat za dostawę tych paliw, które pokrywają koszty ich transportu sieciami operatorów oraz koszty magazynowania. W skali całego kraju, biorąc pod uwagę zarówno dostawy do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, nastąpił wzrost średniej ceny dostawy gazu wysokometanowego i wyniósł 3,3 %. Druga zmiana miała miejsce od 1 października 2010 r. i skutkowałą wzrostem cen paliw gazowych, jako towaru, który przełożył się na wzrost średniej ceny dostawy gazu wysokometanowego o 4,4 % w skali całego kraju.

Bilansowanie

Bilansowanie systemu przesyłowego gazu realizowane jest przez Gaz-System SA na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. W porównaniu do 2009 r. nie zaszły zmiany w charakterystyce mechanizmu.

Zestawienie informacji o bilansowaniu i opłatach przedstawione jest w tab. 4.6.

¹⁹⁾ Art. 7 ust. 1 u-Pe.

²⁰⁾ WIM – Wirtualna Instalacja Magazynowa, w skład której wchodzi PMG Husów i PMG Wierzchowice.

Tabela 4.6. Bilansowanie – charakterystyka

Wskaźnik	Opis
Okres	1 doba
Obszar	Bilansowanie odbywa się w jednym obszarze – na poziomie krajowego systemu przesyłowego
Godzina zamknięcia bramki	12:00 doba n-1
Zależność limitów od wielkości mocy zamówionej	Przyjęto kryterium $K_m = 15\,000\text{ m}^3/\text{h}$ dla określenia wielkości dopuszczalnych limitów niezbilansowania jako sumę mocy umownych zamówionych przez ZUP na punktach wyjścia Poniżej w nawiasach zostały podane wartości dla K_m . Pierwsza wartość jest dla K_m poniżej wartości $5\,000\text{ m}^3/\text{h}$, druga – dla wartości powyżej $5\,000\text{ m}^3/\text{h}$. Zróżnicowanie limitów ma służyć ochronie drobnych uczestników rynku oraz jego nowych uczestników
OPŁATY: <i>niezbilansowanie dobowe</i>	<i>Niezbilansowanie w dobie gazowej</i> <i>Jest to różnica pomiędzy ilością przekazaną do przesyłu i odebraną z systemu przesyłowego w ciągu pojedynczej doby gazowej.</i> <i>Dla doby gazowej określone zostały dwa limity dopuszczalnego niezbilansowania</i> <i>Dobowy Limit Niezbilansowania (5% i 15%)</i> <i>Graniczny Dobowy Limit Niezbilansowania (15% i 45%)</i> <i>Ich wartości odniesione są do ilości przekazanej na wejściach w danej dobie</i> <i>Obsługa niezbilansowania w zakresie DLN wliczona jest w opłatę przesyłową</i> <i>Przekroczenie odpowiednio DLN i GDLN wiąże się z odpowiednimi opłatami dodatkowymi</i>
<i>maksymalna narastająca ilość niezbilansowania (MNIN)</i>	<i>Niezbilansowanie narastające to suma niezbilansowania dobowego w kolejnych dobach gazowych</i> <i>Wartość MNIN jest określona względem (20% / 40%) wartości średniej doby w danym miesiącu gazowym, wyliczanej na podstawie ilości miesięcznych dla danego miesiąca w Nominacji Rocznej</i> <i>W przypadku przekroczenia w trakcie miesiąca MNIN wprowadzona została dodatkowa opłata motywująca w celu zapewnienia stabilnej pracy systemu</i>
<i>opłata za niedotrzymanie dobowej nominacji powyżej limitów</i>	<i>Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przypadku przekroczenia limitu 10%</i>
<i>opłaty i bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych przesyłanego paliwa</i>	<i>Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przypadku niedotrzymania ciepła spalania i innych parametrów jakościowych</i>

Źródło: URE.

4.1.3. Efektywny unbundling

Regulacje prawne zawierające wymagania w zakresie unbundlingu zostały szczegółowo omówione w części dotyczącej energii elektrycznej. Niezależnie od powyższego należy wskazać, że obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych funkcjonujących w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym, który wszedł w życie 1 lipca 2007 r., 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.

Formalnie proces unbundlingu OSD – w przypadku sześciu spółek należących do grupy kapitałowej PGNiG – został zakończony pod koniec 2008 r. Na mocy decyzji Prezesa URE wszystkie spółki zostały wyznaczone OSD do końca pierwotnego okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych, który w zależności od OSD upływa w 2011 r. (4 OSD) i 2013 r. (2 OSD). W 2010 r. czterem OSD gazowym Prezes URE przedłużył pierwotny, upływający w maju 2011 r. okres obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych do końca 2030 r., co wiąże się z koniecznością wystąpienia przez ww. OSD do Prezesa URE z wnioskami o przedłużenie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD na kolejny okres. W 2010 r. na wniosek jednego z ww. OSD Prezes URE przedłużył okres obowiązywania decyzji w sprawie wyznaczenia OSD do końca 2030 r. Pozostałym trzem OSD gazowym ww. decyzje zostały przedłużone do końca 2030 r. w maju 2011 r.

Należy wspomnieć, że w związku z nowelizacją u-Pe obowiązek unbundlingu dotyczy również przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność koncesjonowaną w zakresie dystrybucji

paliw gazowych o zasięgu lokalnym – w 2010 r. dwa przedsiębiorstwa przekroczyły próg 100 mln m³ sprzedaży paliw gazowych i podlegają obowiązkowi rozdzielania działalności pod względem formy prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji (proces wydzielenia OSD jest w toku).

Na koniec 2010 r. w zakresie dystrybucji funkcjonował również jeden OSD o zasięgu lokalnym, wyznaczony przez Prezesa URE, nie podlegający rozdziałowi organizacyjnemu i prawnemu.

W Polsce funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego na mocy decyzji Prezesa URE od 2006 r. sprawuje Gaz-System SA, który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem przeważającej części majątku przesyłowego, na którym prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Od 17 listopada 2010 r. Gaz-System SA wykonuje również obowiązki OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SGT EuRoPol Gaz SA, posiadające koncesję na przesyłanie paliw gazowych.

Tabela 4.7. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2010 r.

Wyszczególnienie	Ilość
OSP – rozdział właścicielski	1
OSD – rozdział właścicielski	0
OSP – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	1*
OSP – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	6
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0

* OSP posiada ok. 98,7% majątku sieciowego – po przejściu transzy dywidendy z 4 października 2010 r.

W 2010 r. Skarb Państwa kontynuował proces przekazywania do Gaz-System SA, w formie aportu rzeczowego, kolejnych elementów leasingowanego majątku przesyłowego pobranych od PGNiG S.A. w postaci dywidendy niepieniężnej. Pod koniec 2010 r. majątek własny Gaz-System SA stanowił ok. 98,7% wartości całego majątku przesyłowego zarządzanego przez OSP.

W Polsce funkcjonuje jeden operator systemu magazynowania paliw gazowych (OSM) PGNiG SA wyznaczony OSM 31 grudnia 2008 r.

4.2. Zagadnienia konkurencji [art. 25(1)(h)]

4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

W 2010 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 158,1 TWh. Dostawy gazu z zagranicy w ilości 110,4 TWh/rok uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 46,3 TWh/rok, co stanowiło około 30% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. W porównaniu z 2009 r. całkowite zużycie gazu wzrosło o 7,8%, import o ponad 9% natomiast wydobycie krajowe wzrosło o 2,7% przy utrzymujących się na tym samym poziomie zdolnościach wydobywczych.

Techniczne możliwości polskiego systemu gazowego zostały przedstawione w tab. 4.8.

Tabela 4.8. Krajowe zdolności wydobywcze w 2010 r.*

Zdolności wydobywcze [mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [mln m ³ /doba]
Gaz naturalny	
4,3	13,1

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

Źródło: PGNiG SA.

Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2010 r. obejmowały import z Rosji, Ukrainy oraz dostawy wewnątrzwspólnotowe z Niemiec i Czech. Największą część stanowił import z Rosji, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy PGNiG SA a Gazprom Export. Na jego podstawie zakupiono 99 TWh gazu ziemnego, co stanowiło ok. 89% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski, z kolei tranzyt paliwa gazowego przesyłanego polskim odcinkiem gazociągu Jamał-Europa wyniósł 259,41 TWh/rok. Import ten uzupełniany był dostawami z Niemiec, Ukrainy i Czech. Wielkość sumaryczna tych dostaw, realizowanych w ramach umów, wyniosła 1 038 mln m³, co stanowiło ok. 11% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

W formie skroplonej gazu ziemnego sprzedaje się niewielkie ilości – ok. 18 tys. ton.

W 2010 r. odnotowano niewielkie ilości gazu (niewiele ponad 18 tys. ton), wyłącznie w postaci skroplonej – LNG, kupowanego w celu dalszej odsprzedaży w przypadku dwóch podmiotów, które nie korzystały jednak z zasady TPA.

Tabela 4.9. Struktura dostaw gazu w 2010 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Import, w tym:	10 066,4
– Kontrakt „jamałski”	9 028,4
Nabycie wewnątrzwspólnotowe / kraj pochodzenia	
a) Czechy	0,3
b) Niemcy	1 031,9
Pozostały import / kraj pochodzenia	
a) Ukraina	5,9
Wydobycie własne	4 220,4
Magazyny gazu (zmiana zapasów)	272,1

Źródło: PGNiG SA.

Wysoki poziom koncentracji na hurtowym rynku gazu powoduje, że udział aktywnych, niezależnych uczestników rynku jest znikomy i wynosi ok. 2% (tab. 4.10.). Podmioty te w przeważającej części zakupują gaz od PGNiG SA.

Tabela 4.10. Liczba i udziały rynkowe największych przedsiębiorstw w 2010 r.

Liczba przedsiębiorstw o udziale w danym rynku gazu ziemnego przekraczającym 5%	Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [%]	Udział trzech największych przedsiębiorstw obrotu [%]	Liczba przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym aktywnych na rynku	Udział w rynku przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym [%]
1	100	97,4	12	1,34

Źródło: URE.

Obrót gazem ziemnym w 2010 r. nadal realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych, a forma sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy czy *hubów*, tak istotna z punktu widzenia możliwości wymiany handlowej, nie funkcjonowała w Polsce.

Ceny paliwa gazowego nie są różnicowane w zależności od faktu wykorzystania gazu na potrzeby własne odbiorcy bądź wykorzystania do dalszej odsprzedaży – o cenie decyduje moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów odbioru. Wolumen sprzedaży nie jest czynnikiem bezpośrednio różnicującym ceny.

W 2010 r. działalność przesyłowa realizowana była przez dwa podmioty: OGP Gaz-System SA oraz System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol-Gaz SA (dalej: SGT EuRoPol-Gaz SA). Działalność Gaz-System SA obejmowała zarządzanie krajowym systemem przesyłowym. Spółka zarządzała sieciami wysokiego ciśnienia o łącznej długości 9 753 km.

Ponadto, współpraca regionalna Gaz-System SA odbywa się na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorskich, tj.: z operatorem ukraińskim „Ukransgaz-em”, niemieckim Ontras-VNG Gas-transport GmbH oraz białoruskim „Biełtransgaz-em”.

Działalność SGT EuRoPol-Gaz SA prowadzona była przy wykorzystaniu polskiego odcinka gazociągu tranzytowego „Jamał-Europa” o długości 685 km, służącego do przesyłu gazu ziemnego do Niemiec,

a także do realizacji dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez dwa punkty dostaw, zlokalizowane we Włocławku i Łwówku.

Istotny dla funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce, w tym zarządzania i realizacji przesyłu gazu, był fakt powierzeniu funkcji operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał-Europa spółce Gaz-System SA. Decyzja z urzędu w tej sprawie została wydana 17 listopada 2010r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM został wyznaczony operatorem gazowego systemu przesyłowego na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał – Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r. (właścicielem polskiego odcinka SGT jest spółka System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ).

Zgodnie z tą decyzją, podstawowe zadania operatora systemu przesyłowego (OSP) polegają przede wszystkim na oferowaniu uczestnikom rynku gazu usług przesyłania w sposób niedyskryminacyjny oraz na dostarczaniu wszystkim zainteresowanym informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania, a także na zapewnieniu bezpiecznego i prawidłowego funkcjonowania systemu przesyłowego, zapewnieniu wzajemnych połączeń danego systemu z innymi systemami przesyłowymi.

OSP będzie odpowiedzialny za wdrożenie i realizację wszystkich obowiązków operatora, w tym obowiązku przyjęcia mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej, co będzie wymagało zatwierdzenia przez Regulatora kodeksu sieci (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej). Operator będzie również zobowiązany do podawania do publicznej wiadomości informacji o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności przesyłowej dla punktów „wejścia” i „wyjścia” z SGT.

W wydanej decyzji Prezes URE określił brzegowe warunki niezbędne do zagwarantowania niezależności w realizacji zadań operatorowi systemu przesyłowego, który wykonuje działania na sieci innego podmiotu. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie OSP muszą mieć zapewnioną możliwość niezależnego działania oraz nie mogą podlegać kierownictwu Systemu Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ – właściciela polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych. OSP jest także zobowiązany realizować zadania operatora stosując obiektywne i przejrzyste zasady w celu zagwarantowania niedyskryminacyjnego dostępu do polskiego odcinka gazociągu Jamał – Europa Zachodnia wszystkim zainteresowanym podmiotom. Ustawa Prawo energetyczne pozwala, aby OSP – czyli GAZ-SYSTEM – ustalił z właścicielem sieci przesyłowej (EuRoPol GAZ), w drodze umowy, szczegółowe zasady wykonywania obowiązków, za które odpowiedzialny jest OSP.

Art. 9h ust. 11 ustawy przewiduje, iż właściciel sieci przesyłowej ma obowiązek udostępniać operatorowi informacje oraz dokumenty niezbędne do realizacji zadań operatora oraz współdziałać z nim. W przypadku braku realizacji przez właściciela sieci przesyłowej obowiązków wynikających z powyższego przepisu, Prezes URE na podstawie art. 56 Ustawy może nałożyć na właściciela sieci przesyłowej karę pieniężną wynoszącą do 15% jego rocznego przychodu. Powyższe zapisy stanowią gwarancję, iż Gaz-System będzie w stanie oferować na rynku maksymalne dostępne zdolności przesyłowe na SGT.

Gaz-System SA zobligowany został także do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej dla SGT, zawierającej m.in.: pełen katalog usług, których świadczenie nakładają przepisy prawa, niedyskryminacyjne mechanizmy alokacji dostępnej zdolności przesyłowej, zasady zarządzania ograniczeniami w przesyłach, zasady bilansowania i opłaty za niezbilansowanie. Projekt kodeksu, po konsultacjach publicznych, został złożony do akceptacji 27 czerwca 2011 r.

W 2010 r. działalność magazynowa realizowana była przez operatora systemu magazynowania paliw gazowych PGNiG SA Oddział OSM. W posiadaniu PGNiG SA znajdowało się 100% pojemności podziemnych magazynów gazu (tab. 4.11). Przedsiębiorstwo to udostępniało w 2010 r. na rzecz Gaz-System SA 50 mln m³ gazu, w związku z wykonywaniem przez spółkę funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności wykorzystywana była na potrzeby własne PGNiG SA. Ponadto, trzy przedsiębiorstwa: Handen Sp. z o.o., Lumius Polska Sp. z o.o. i ENTRADE Sp. z o.o. złożyły swoje oferty w ramach Procedury Udostępniania Pojemności Magazynowych, która ogłoszona została 1 lipca 2010 r., jednakże ze względów formalno-prawnych zostały odrzucone. Jednocześnie, od lipca 2010 r. nastąpiła czasowa zmiana struktury usług magazynowania gazu ziemnego udostępnionych w Wirtualnej Instalacji Magazynowej opartej o PMG Wierzchowice oraz PMG Husów.

Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wynosiła w 2010 r. ok. 17,9 TWh. Ich charakterystykę przedstawia tab. 4.11.

Tabela 4.11. Podziemne magazyny gazu

Lp.	Nazwa magazynu	Rodzaj magazynu	Pojemność czynna [mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [mln m ³]	Stan magazynowy minimalny [mln m ³]	Stan magazynowy maksymalny [mln m ³]	Stan na koniec okresu sprawozdawczego [mln m ³]
1	Wierchowice	sczerpane złożo gazu	575,00	545,825	458,938	130, 793	589,731	386,564
2	Brzeźnica	sczerpane złożo gazu	65,00	79,522	65,540	5,801	71,341	41,153
3	Strachocina	sczerpane złożo gazu	150,00	149,890	142,542	16,920	159,410	98,964
4	Swarzów	sczerpane złożo gazu	90,00	103,325	86,487	3,521	90,000	49,521
5	Husów	sczerpane złożo gazu	350,00	384,264	324,072	101,324	375,396	270,313
6	Mogilno	kawerny solne	370,00	267,488	195,042	232,364	375,000	302,308
7	Daszewo	sczerpane złożo gazu	30,00	0,381	9,206	0,000	9,206	8,825
8	Bonikowo	sczerpane złożo gazu	200,00	25,597	72,968	0	72,968	47,371
		RAZEM	1 837,890	1456,133	1219,155	345,671	1517,106	877,203

Źródło: PGNiG SA.

Podsumowując, mimo znacznego poziomu importu oraz dalszych postępów w integracji polskiego systemu gazowego z systemami krajów ościennych i niezwykle istotnej dla dalszego rozwoju hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce decyzji o wyznaczeniu OSP dla polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa, rynek ten ma nadal zasięg geograficzny nie szerszy niż obszar kraju.

4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego

Rynek sprzedaży detalicznej gazu ziemnego w Polsce, pozostaje nadal rynkiem o zasięgu najwyżej krajowym. Pozycję dominującą na rynku detalicznym w Polsce zajmuje przedsiębiorstwo PGNiG SA. Poza tą spółką, handlem detalicznym zajmuje się kilkadziesiąt innych podmiotów odsprzedających gaz ziemny – nabywany od PGNiG SA – odbiorcom końcowym. Ich udział w rynku wynosi ok. 2%. Przeważająca większość z tych przedsiębiorstw prowadzi sprzedaż gazu za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Do największych, pod względem wolumenu sprzedaży, należą: EWE energia Sp. z o.o., ENESTA SA, G.EN. Gaz Energia SA, KRI SA. Podmioty te są ważne z punktu widzenia funkcjonowania rynku, stanowią bowiem lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność dystrybucyjną i obrotu.

W 2010 r. działalność prowadził jeden podmiot nie posiadający sieci, realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA. Ponadto na rynku funkcjonują nowe podmioty dokonujące sprzedaży gazu LNG bez wykorzystania sieci gazowych.

Sprzedaż detaliczna gazu ziemnego w 2010 r. w odniesieniu do grup odbiorców wskazuje, że najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, które stanowiły 97,08% ogółu odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2010 r. wyniósł 28,41%. Natomiast największy udział w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi – 56,88%, wśród których dominowały przedsiębiorstwa sektora paliwowego, w tym firmy rafineryjne i petrochemiczne oraz zakłady chemiczne (azotowe). Ponadto, PGNiG SA sprzedaje gaz do Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2010 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) Gaz-System SA oraz operatorów dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG SA wynosiły 212,7mln m³. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 4.12.

Tabela 4.12. Wielkość i struktura sprzedaży do odbiorców

Wyszczególnienie	Ilość	Liczba odbiorców
RAZEM	14 416,8	6 624 884
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego	312,1	64
z GK PGNiG SA	0,0	0
spoza GK PGNiG SA	312,1	64
2. OSP – (OGP Gaz-System SA)	91,4	19
3. OSD	177,8	14
4. Eksport	43,9	1
5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego	8 200,9	39 925
zakłady azotowe	2 107,2	20
elektrownie i elektrociepłownie	1 040,0	356
ciepłownie	309,8	1 746
inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 053,4	37 273
inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	1 780,9	506
inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	1 909,6	24
6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego	1 494,9	153 330
mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 371,2	153 279
średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	123,7	51
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,0	0
7. Gospodarstwa domowe	4 095,8	6 431 531

* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

Rynek gazu detalicznego w Polsce ukształtowany dokonany w latach poprzednich przemianami restrukturyzacyjnymi, należy do rynków o dużej koncentracji i nadal pozostaje rynkiem o geograficznym zasięgu ograniczonym do obszaru Polski. Ta „zasiedziała” struktura rynku sprawia, że działania ukierunkowane na promowanie i zwiększenie konkurencji napotykać na wiele większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Obawa, że w obecnej strukturze przedsiębiorstwo dominujące może wykorzystywać swoją pozycję, uzasadnia potrzebę utrzymania pełnej regulacji w stosunku do spółki i kontynuowania działań umożliwiających dywersyfikację dostaw gazu oraz wejście na rynek nowych podmiotów.

Ceny paliw gazowych

W 2010 r. były prowadzone aż trzy postępowania, których rezultatem była zmiana cen paliw gazowych. Wysokość cen dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej (w potocznym rozumieniu ceny hurtowe), w poszczególnych okresach 2010 r., przedstawia poniższa tabela.

Tabela 4.13. Wysokość cen dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej

Rodzaj gazu	cena w zł/1000 m ³ obowiązująca w okresie			zmiana cen w %		
	1.01 – 31.05	1.06 – 30.09	1.10 – 31.12	kol. 3/2 – 1	kol. 4/3 – 1	kol. 4/2 – 1
wysokometanowy GZ-50	910,0	954,5	1 015,5	4,9	6,4	11,2
zaazotowany GZ-41,5	704,5	752,2	800,3	6,8	6,4	13,6
zaazotowany GZ-35	594,2	641,3	682,3	7,9	6,4	14,8

Rodzaj gazu	cena w zł/GJ obowiązująca w okresie		
	1.01 – 31.05	1.06 – 30.09	1.10 – 31.12
wysokometanowy GZ-50	23,0	24,2	25,7
zaazotowany GZ-41,5	21,5	22,9	24,4
zaazotowany GZ-35	20,6	22,3	23,7

Główną przyczyną wzrostu od 1 czerwca 2010 r. ceny gazu wysokometanowego był wzrost kosztów jego pozyskania w zakupach importowych, na który w jednakowym stopniu wpływ mają ceny importowe), po których gaz ten nabywany jest za granicą co kursy walutowe (USD i euro). Przewidywanemu – w okresie II i III

kwartału 2010 r. – spadkowi kursów wymiany towarzyszył tak istotny wzrost cen importowych, że jego wypadkową był wzrost średniej ceny (wyrażonej w zł) pozyskania gazu wysokometanowego z importu o ok. 11%, w stosunku do ceny uwzględnionej w tariffie obowiązującej do 31 maja 2010 r.

Kolejna podwyżka cen paliw gazowych miała miejsce od 1 października 2010 r. i spowodowana była wzrostem kosztów zakupu gazu wysokometanowego w imporcie w związku ze znacznie wyższym poziomem kursu dolara (w której to walucie w głównej mierze dokonywane są zakupy z zagranicy) niż przyjęty do kalkulacji ceny tego towaru – stosowanej od 1 czerwca 2010 r. – oraz koniecznością uwzględnienia w niej kosztów utrzymywania, zwiększonego o 116 mln m³ gazu, tzw. zapasu obowiązkowego). W ślad za zmianą ceny ww. gazu w tej samej proporcji zmienione zostały ceny gazów zaazotowanych, z przyczyn o których mowa wyżej.

Z kolei decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2010 r. zatwierdzona została obniżka cen paliw gazowych sprzedawanych przez PGNiG SA, która weszła w życie 1 stycznia 2011 r. Podyktowana ona była planowanym uzyskaniem w I kwartale 2011 r. rabatu w kosztach zakupu gazu wysokometanowego w głównym kontrakcie importowym zawartym z OOO Gazprom-Export, w związku z – podpisanym w październiku 2010 r. – aneksem do umowy łączącej PGNiG SA z tym przedsiębiorstwem.

Obok wzrostu cen gazu od 1 czerwca 2010 r. wzrosły również stawki sieciowe. Przyczyną ich wzrostu był zarówno wzrost tariff Gaz-System oraz OSD, jak i wzrost kosztów magazynowania w instalacjach własnych PGNiG SA. I tak średnia stawka za usługi przesyłowe świadczone przez Gaz-System wzrosła o 3,4%, natomiast za usługi dystrybucyjne świadczone przez spółki dystrybucyjne GK PGNiG od 0,5% (Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) do 5,6% (Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.). Wzrost średniej stawki magazynowej był nieznaczny i wyniósł 0,29%. Podstawową przyczyną wzrostu stawek za transport były zwiększone kwoty zwrotu z zaangażowanego kapitału uwzględniane w podstawie kalkulacji tych stawek w związku ze wzrostem wartości majątku trwałego, który podlegał wynagrodzeniu. To z kolei było następstwem wzrostu nakładów inwestycyjnych (zarówno zrealizowanych w latach 2009 i 2010, jak i planowanych) na rozwój sieci i zwiększenie pojemności magazynowych zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju. Natomiast na wypadkowy skutek wzrostu stawek magazynowych złożył się wzrost kosztów operacyjnych o 14,35% i jednocześnie spadek kwoty zwrotu z kapitału o 8,53%. Przyczyną wzrostu kosztów operacyjnych był znaczący wzrost kosztów pośrednich wynikający z utworzenia w 2009 r. oddziału Operatora Systemu Magazynowego, a także zwiększenie bezpośrednich kosztów działalności w PMG Strachocina, związanych z realizacją programu remontowego w tym magazynie. Spadek kwoty wynagrodzenia z działalności magazynowej spowodowany był deprecjacją wartości RAB.

Skargi i zapytania ofertowe

Napływające do Prezesa URE za pośrednictwem poczty, internetu, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt „Skargi” i „Zapytania ofertowe” odbiorców gazu – zestawione w poniższych tabelach – rozpatrywane są przez poszczególne komórki organizacyjne URE, w tym oddziały terenowe oraz Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii.

Sprawy odbiorców gazu są analogicznie załatwiane, jak odbiorców energii elektrycznej. Szerszy opis znajduje się w części dotyczącej energii elektrycznej.

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tab. 4.14 i 4.15.

Tabela 4.14. Skargi

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Cena	34
Układy pomiarowe – opomiarowanie	14
Obsługa odbiorców	10
Praktyki komercyjne	0
Myląca reklama	0
Warunki umowy	68
Fakturowanie	32
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	1
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	16
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	5
Odmowy przyłączenia	11
Inne	8
Ogółem	199

Źródło: URE.

Tabela 4.15. Zapytanie ofertowe

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Cena	73
Układy pomiarowe – opomiarowanie	11
Obsługa odbiorców	11
Praktyki komercyjne	0
Myląca reklama	0
Warunki umowy	125
Fakturowanie	73
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	10
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	24
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	14
Odmowy przyłączenia	29
Inne	27
Ogółem	397

Źródło: URE.

W zestawieniach spraw, zarówno w „Skargach”, jak i „Zapytaniach ofertowych” zwraca uwagę duża liczba spraw w pozycji *Warunki umowy*, odbiorcy mają poważne problemy z umowami podpisanymi i jednocześnie są to sprawy w większości poza kompetencją Prezesa URE. Następnie jest *Cena* i *Fakturowanie* – źródłem poważnej liczebności tych spraw jest utrzymujący się wysoki stopień niejasności w rachunkach za gaz, z powodu rozbudowanych składników opłat. Na uwagę zasługuje, w porównaniu z okresem wcześniejszym, malejąca liczba *Odmów przyłączenia* do sieci gazowej, co jest następstwem podjętych inwestycji w rozbudowę sieci dystrybucyjnych. Na podkreślenie zasługuje niewielka liczba skarg i zapytań ofertowych w zakresie *Obsługa odbiorców*, sytuacja w tym zakresie wyraźnie się poprawia, co jest efektem realizacji polityki poprawy obsługi klienta przez dominującą na rynku GK PGNiG SA.

4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym.

Prezes URE, Prezes UOKiK, Minister Gospodarki, Minister Skarbu Państwa i inne instytucje (m.in. Komisja Nadzoru Finansowego), w zakresie ich kompetencji, prowadzą nadzór nad rynkiem i podmiotami, które na nim działają. Prezes URE współpracuje z Prezesem UOKiK poprzez wzajemną wymianę informacji i wiedzy, przekazywanie spraw według ich właściwości i zgłaszaniu naruszeń prawa, zgodnie z zakresem kompetencji obu urzędów.

Największe przedsiębiorstwo energetyczne działające na polskim rynku gazu, PGNiG SA jest notowaną na giełdzie papierów wartościowych w Warszawie (GPW) spółką publiczną. Przepisy regulujące rynek finansowy nakładają szereg obowiązków informacyjnych, nad których przestrzeganiem nadzór sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego. Podmioty notowane na GPW, w tym PGNiG SA, są zobowiązane do publikacji raportów okresowych (kwartalnych, półrocznych oraz rocznych) ze sprawozdaniem z działalności spółki zawierających m.in. dane finansowe za dany okres, a także do niezwłocznego upubliczniania raportów dotyczących bieżącej działalności spółki. Zgodnie z zasadami określonymi w Kodeksie Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW SA w Warszawie, PGNiG SA podaje także do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej „Oświadczenie o przestrzeganiu zasad ładu korporacyjnego”.

Polski rynek gazu, w związku z prawie całkowitą koncentracją krajowego wydobycia w ramach PGNiG SA oraz charakterem kontraktów zawartych z Gazpromem, znacząco ogranicza dostępność gazu i możliwości sprawnego funkcjonowania oraz rozwoju innych przedsiębiorstw na rynku. Podmioty zajmujące się sprzedażą gazu, które nie należą do Grupy Kapitałowej PGNiG SA, sprzedają gaz ziemny odbiorcom końcowym, zakupiony wcześniej w większości przypadków od PGNiG SA, wyłącznie poprzez własne lokalne sieci dystrybucyjne i nie prowadzą sprzedaży do innych odbiorców. PGNiG SA także nie kieruje konkretnej oferty do odbiorców znajdujących się na obszarze sieci dystrybucyjnych tych podmiotów. Pomimo wdrożenia prokonkurencyjnych przepisów do prawodawstwa krajowego, obecna sytuacja na rynku gazu, praktycznie uniemożliwia odbiorcom końcowym dowolną zmianę sprzedawcy. Prezes URE nie posiada odpowiednich kompetencji, które umożliwiłyby nałożenie na dane przedsię-

biorstwo energetyczne, drogą decyzji administracyjnej, obowiązku zastosowania się do środka, jakim są np. „programy uwalniania gazu z kontraktów długoterminowych”.

W 2009 r. w URE zostały przygotowane „Dobre Praktyki Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” w ramach projektu finansowanego ze środków przejściowych (*Transition Facility*) – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”. Faza wykonawcza Projektu zakończyła się wraz z końcem 2009 r. W marcu 2010 r., w wyniku szeroko przeprowadzonych konsultacji społecznych z uczestnikami rynku gazu (i energii elektrycznej), stowarzyszeniami branżowymi i organizacjami zrzeszającymi konsumentów, wypracowane zostały dokumenty zamykające pierwszy etap prac. Drugi etap prac, trwający w okresie od kwietnia do sierpnia 2010 roku, w trakcie którego przeprowadzono szereg spotkań i uzgodnień z przedstawicielami towarzystw reprezentujących różnorodne interesy poszczególnych branż sektora energetycznego, zakończył się umieszczeniem dokumentu „Dobre Praktyki Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” na stronach URE 13 października 2010 r. Prezes URE rekomendował ten dokument do wykorzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne przy opracowywaniu własnych „Kodeksów Dobrych Praktyk”. „Dobre Praktyki Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” regulują kwestie związane ze wzmocnieniem pozycji odbiorców na rynku gazu, takie jak: wyczerpująca informacja o ofercie sprzedaży jeszcze przed podpisaniem umowy, przejrzystość i właściwy tryb zawarcia umowy, jakość handlowej obsługi odbiorców, zasady rozpatrywania reklamacji i sporów pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem, prawo do informacji o prawach konsumentów dotyczących dostaw gazu ziemnego, staranność i bezwzględna uczciwość wobec klienta w zakresie odczytu usługi układów pomiarowo-rozliczeniowych, czy też prawo do bezpłatnej i zgodnej z procedurami zmiany sprzedawcy.

W ramach realizacji zadania Prezesa URE zawartego w działaniu 5.2. Programu Działań Wykonawczych na lata 2009 – 2012, stanowiącego załącznik do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, Prezes URE przygotował także katalog niedozwolonych klauzul umownych w umowach zawieranych między odbiorcami energii elektrycznej i gazu a przedsiębiorstwami energetycznymi. Katalog sporządzony został w oparciu o rejestr niedozwolonych klauzul umownych, który prowadzony jest przez Prezesa UOKiK. Rejestr ten zawiera liczne postanowienia umowne, umieszczane w umowach z różnych dziedzin, które zostały uznane za niedozwolone i orzeczone prawomocnym wyrokiem SOKiK, w związku z czym stosowanie ich w obrocie z konsumentami staje się zakazane. Odnosnie sektora energetycznego, w rejestrze znajdują się m.in. klauzule dot. odpowiedzialności przedsiębiorstw za szkody, rozwiązywania sporów między odbiorcą a przedsiębiorstwem, a także zapisy związane z długością przerw planowanych, czy też kwestie wypowiedzania umów. Prezes URE przesłał katalog do UOKiK z prośbą o konsultację i w wyniku wzajemnej współpracy ostatecznie przygotowany w URE katalog – uzupełniony o uwagi UOKiK – został opublikowany w styczniu 2011 r. na stronie internetowej urzędu.

W 2010 r. Prezes URE przeprowadził wiele konsultacji z przedsiębiorstwami działającymi na rynku krajowym i zagranicznym, które byłyby zainteresowane rozpoczęciem działalności na polskim rynku gazu. W trakcie rozmów poruszano zagadnienia związane m.in. z koncesjonowaniem i taryfikowaniem, w tym możliwością zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, a także z wypełnianiem obowiązków przewidzianych w ustawie o zapasach. Prezes URE odbył także liczne spotkania z odbiorcami zainteresowanymi zmianą sprzedawcy gazu. Działania te pomogły skutecznie zdiagnozować problemy, przed jakimi stoją odbiorcy, którzy decydują się na zmianę sprzedawcy, dotyczące np. rozdzielenia umowy kompleksowej. Prezes URE podjął działania mające na celu usunięcie istniejących barier, i w zatwierdzonej 17 maja 2010 r. taryfie dla paliw gazowych PGNiG SA usunięto zapis pkt 1.1., zgodnie z którym taryfa dotyczyła *dostarczania paliwa w oparciu o umowę kompleksową lub zawartą przed dniem wejścia w życie taryfy umowę sprzedaży paliwa gazowego, której realizacja wymaga zlecenia przez Sprzedawcę transportu paliwa gazowego siecią przesyłową lub dystrybucyjną lub korzystania z magazynów*. Prezes URE wskazał także OSP, aby zamieścić w przygotowanej do przedłożenia Prezesowi URE IRiESP, zapisy „przypisujące” odbiorcy moc umowną.

W 2010 r. Prezes URE otrzymał od wielu odbiorców w gospodarstwach domowych informacje na temat niezgodnych z przepisami obowiązującego prawa zapisów (wg skarżących), jakie znalazły się w projektach umów przedstawionych im przez PGNiG SA w ramach aktualizacji umów, w tym w szczególności konieczności podawania dokładnych danych osobowych (m.in. numer PESEL, numer dowodu osobistego i NIP). W odpowiedzi na zgłoszenia Prezes URE przekazał do wiadomości Generalnego Inspektora Ochrony Danych Osobowych (GIODO) kopię projektu umowy wraz z ogólnymi warunkami umowy i pismem przewodnim, przekazywanym przez PGNiG SA odbiorcom. W toku prowadzonej korespondencji, GIODO poinformował Prezesa URE, że sprawa ta jest mu znana i stanowi przedmiot analizy. Tematem tym zajął się także Zastępca Rzecznika Praw Obywatelskich, który przedstawił Prezesowi URE obawy co do ewentualnych odmów zawarcia umów w proponowanym kształcie. Prezes URE

udzielił odpowiedzi z zakresu swoich kompetencji i podjętych w sprawie działań. W celu usunięcia stanu naruszenia ustawy, PGNiG SA podjęło odpowiednie kroki mające na celu dostosowanie formularzy służących do aktualizacji umów do przepisów o ochronie danych osobowych, co w efekcie doprowadziło do umorzenia postępowania przez GIODO.

W lutym 2010 r. Prezes URE, w ramach współpracy z UOKiK, przedstawił szczegółowe informacje z wykonania zadań wskazanych w *Polityce Konkurencji na lata 2008 – 2010*, przypisanych mu do realizacji w odniesieniu do Priorytetu II – Tworzenie i intensyfikowanie konkurencji w sektorze elektroenergetycznym i gazowym. Na przełomie kwietnia i maja 2010 r. Prezes URE zgłaszał uwagi do projektu dokumentu rządowego *Strategia Polityki Konsumenckiej na lata 2010 – 2013*, w których wskazał na potrzebę rozszerzenia dokumentu o szczegółowy program działań wykonawczych z wyszczególnieniem innych organów odpowiedzialnych za zadania w obszarze polityki konsumenckiej, w tym roli Prezesa URE w tej kwestii.

Prezes URE jest ustawowo zobowiązany do współdziałania z właściwymi organami w przeciwdziałaniu ograniczającym konkurencję praktykom przedsiębiorstw energetycznych. W 2010 r. Prezes URE kontynuował współpracę z Prezesem UOKiK, podjętą w 2009 r. w związku z otrzymanymi od wielu odbiorców informacjami o możliwości występowania postanowień niezgodnych z przepisami obowiązującego prawa w przygotowanych przez PGNiG SA projektach tzw. umów aktualizujących. Współpraca opierała się m.in. na przekazywaniu Prezesowi UOKiK pozyskanych od odbiorców projektów umów (przy zachowaniu poufności danych chronionych przepisami prawa) i udzielaniu stosownych wyjaśnień, niezbędnych dla UOKiK do wyjaśnienia sprawy. Wśród zastrzeżeń odbiorców wymienić należy kwestie dotyczące m.in. długości okresu wypowiedzenia umowy, sankcji w przypadku odebrania paliwa gazowego w ilości mniejszej lub większej niż określona wcześniej oraz wysokości zabezpieczeń, których ustanowienie przyczyni się do wzrostu kosztów produkcji, co znacząco przyczyni się do spadku konkurencyjności przedsiębiorstwa na rynkach zagranicznych. Odbiorcy wskazywali także na brak realnej możliwości negocjacji poszczególnych zapisów projektów umów, co powinno stanowić podstawę wzajemnej współpracy podmiotów. Do końca 2010 r. sprawa nie została zakończona.

Ważną kwestią, z którą Prezes URE zwrócił się w 2010 r. do Prezesa UOKiK była sprawa odmowy zawarcia przez PGNiG SA umowy kompleksowej. Do Prezesa URE wpłynął wniosek z żądaniem rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG SA. W związku z brakiem kompetencji do rozstrzygnięcia sprawy, Prezes URE dokonał zwrotu wniosku²¹⁾. Zgodnie z dyspozycją art. 23 ust. 2 pkt 14 u-Pe, Prezes URE powiadomił Prezesa UOKiK o wniosku złożonym przez uczestnika rynku, który wskazuje na możliwość stosowania przez PGNiG SA praktyk ograniczających konkurencję. W związku z tym, na początku 2011 r., Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania pozycji dominującej przez PGNiG SA na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego.

Ponadto²²⁾, Prezes UOKiK w 2010 r. prowadził postępowania wyjaśniające w niżej określonych sprawach, które nie dały jednak podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego:

- wstępnego ustalenia, czy Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wykorzystuje pozycję dominującą na rynku gazu ziemnego w zakresie organizowania przyłączenia do sieci gazowej, poprzez niezrealizowanie przyłączenia w umówionym terminie i wprowadzanie kolejnych aneksów do umowy, na podstawie których przedłuża termin wykonania swojego zobowiązania;
- wstępnego ustalenia, czy w wyniku działań Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu doszło do naruszenia zasad konkurencji na rynku gazu ziemnego, w związku z otrzymaniem skargi konsumenta, który kwestionował treść umowy o przyłączenie oraz praktykę Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa polegającą na proponowaniu zawarcia kolejnej umowy o przyłączenie do sieci gazowej w sytuacji, gdy nie został dotrzymany termin przyłączenia określony w pierwszej umowie;
- dotyczące niezrealizowania przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. przewidzianego w Taryfie paliw gazowych PGNiG S.A. postanowienia o możliwości zainstalowania przez ww. Spółkę urządzenia umożliwiającego określenie ciepła spalania (kaloryczności) dostarczonego paliwa gazowego;

²¹⁾ Zgodnie z orzecznictwem, do kompetencji Prezesa URE należy rozstrzyganie w sprawach spornych, wymienionych w art. 8 ust. 1 u-Pe, w których konkretnemu żądaniu wnioskodawcy odpowiada publicznoprawny obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego, wynikający z ustawowej normy prawnej o charakterze *ius cogens*.

²²⁾ Na podstawie materiału przygotowanego przez UOKiK.

- wstępnego ustalenia, czy poprzez działania podejmowane na rynku gazu ziemnego przez PGNiG SA – Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku – Gazownię Bydgoską, polegające na uzależnianiu zwiększenia mocy zamówionej gazu od wykonania inwestycji w zakresie wymiany systemu pomiarowego, nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy;
- wstępnego ustalenia, czy poprzez działania podejmowane na rynku gazu ziemnego przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakładu Gazowniczego w Bydgoszczy polegające na zawarciu w umowie o przyłączenie do sieci gazowej dla I-szej grupy przyłączeniowej zapisu dotyczącego kary umownej nastąpiło naruszenie przepisów *ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów*, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy;
- wstępnego ustalenia, czy w związku z działalnością PGNiG SA w zakresie świadczenia usług dostawy paliwa gazowego nastąpiło naruszenie przepisów ustawy *o ochronie konkurencji i konsumentów* uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy.

W zakresie kontroli koncentracji, Prezes UOKiK prowadził w 2010 r. jedno postępowanie z udziałem przedsiębiorców branży gazowej. Decyzją Nr DKK-104/2010 z dnia 11 października 2010 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez PGNiG SA z siedzibą w Warszawie oraz Tauron Polska Energia SA z siedzibą w Katowicach wspólnego przedsiębiorcy pod firmą Elektrociepłownia Stalowa Wola SA z siedzibą w Stalowej Woli. Wspólny przedsiębiorca będzie wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w nowo wybudowanym bloku gazowo-parowym, działającym według technologii opartej o paliwo gazowe (gaz ziemny). Decyzja wydana została w oparciu o art. 18 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Uznano, że w wyniku tej koncentracji nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności poprzez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Poza tym, postanowieniem z 22 czerwca 2010 r. zawieszono (na wniosek stron) postępowanie w sprawie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Energa Invest SA z siedzibą w Gdańsku, Grupę Lotos SA z siedzibą w Gdańsku oraz PGNiG SA z siedzibą w Warszawie wspólnego przedsiębiorcy w formie spółki kapitałowej specjalnego przeznaczenia.

Działania Ministra Skarbu w zakresie zmian właścicielskich w sektorze gazowym²³⁾

Minister Skarbu Państwa nadzoruje następujące podmioty działające na rynku gazu ziemnego:

- Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA z siedzibą w Warszawie – 100%,
- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie – 73,5%.

W 2010 r. nie miały miejsca żadne zmiany struktury właścicielskiej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA. Poniżej przedstawione zostały zmiany struktury właścicielskiej, jakie zaszły w GK PGNiG:

- 11 stycznia 2010 r. zarejestrowano w KRS spółkę PGNiG Energia SA,
- 19 stycznia 2010 r. spółka GEOFIZYKA Kraków Libya JSC w likwidacji została wykreślona z rejestru handlowego w Libii,
- 14 czerwca 2010 r. PGNiG Energia SA odkupiła od PGE Energia Odnawialna SA 1 288 udziałów spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji, co stanowi 51,52% kapitału zakładowego spółki; 30 czerwca 2010 r. Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji podjęło uchwałę w sprawie dalszego istnienia spółki i uchylecia likwidacji,
- 30 lipca 2010 r. Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. została przekształcona w PGNiG Technologie Sp. z o.o.; spółka została powołana w celu konsolidacji spółek budowlano-montażowych; skonsolidowanie spółek w jeden nowy podmiot pozwoli w perspektywie na zwiększenie zdolności konkurencyjności i pozyskiwania nowych zleceń na rynkach krajowym i międzynarodowym,
- 11 sierpnia 2010 r. „INVESTGAS” SA zakupiła 51 000 udziałów spółki Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie o łącznej wartości nominalnej 2 550 000 zł, stanowiących 85% kapitału zakładowego,
- 16 listopada 2010 r. zawieszona została spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 1 000 000 zł i dzieli się na 20 000 udziałów o wartości nominalnej 50 zł

²³⁾ Na podstawie materiału przygotowanego przez Ministerstwo Skarbu Państwa.

każdy; wszystkie udziały zostały pokryte gotówką przez jedynego udziałowca PGNiG SA; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 29 grudnia 2010 r.,

- 21 grudnia 2010 r. zawiązana została spółka POGC Trading GmbH; kapitał zakładowy spółki wynosi 10 000 000 EUR; przedmiot działalności spółki obejmuje zakup, sprzedaż i obrót gazem, paliwami i innymi formami energii oraz produktami pochodnymi w formie fizycznej, jak również obrót instrumentami pochodnymi i produktami finansowymi w odniesieniu do gazu, paliw i energii na rynkach europejskich i innych.

W 2010 r. miały miejsce następujące zmiany kapitału zakładowego spółek:

- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 850 000 zł do poziomu 1 300 338 000 zł, która miała miejsce 4 stycznia 2010 r.,
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia SA o kwotę 1 000 000 zł do poziomu 6 000 000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 14 grudnia 2010 r.,
- obniżenie kapitału zakładowego Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. z poziomu 2 500 000 zł do 1 212 000 zł poprzez umorzenie udziałów wspólnika PGNiG Energia SA; PGNiG SA została jedynym udziałowcem spółki; rejestracja obniżenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 28 grudnia 2010 r.;
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie Sp. z o.o. o kwotę 2 000 000 zł do poziomu 2 050 000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 26 sierpnia 2010 r.; kolejne podwyższenie kapitału zakładowego spółki o kwotę 118 348 000 zł do poziomu 120 398 000; nowe udziały pokryte zostały częściowo wkładem pieniężnym w wysokości 500 000 zł oraz wkładem niepieniężnym w postaci posiadanych przez PGNiG SA udziałów w spółkach: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola), Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 30 grudnia 2010 r.

5. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie Polityka energetyczna Polski do 2030 roku jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu jest jednym z zadań Prezesa URE.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie determinanty, jak zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii. Te zagadnienia zostały omówione poniżej.

5.1. Energia elektryczna [art. 4]

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

- 1) pozyskiwanie informacji na temat funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) pozyskiwanie informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
- 3) prowadzenie kontroli stanu zapasów węgla w elektrowniach, a także inne działania, takie jak:
 - 1) prowadzenie bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach sektora tworzonej na podstawie rocznych sprawozdań (są to głównie dane o charakterze ekonomicznym, pozyskiwane z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i ARE SA),
 - 2) podejmowanie nieperiodycznych badań związanych z wyjaśnianiem nadzwyczajnych sytuacji zagrażających bezpieczeństwu pracy KSE.

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne zależy przede wszystkim od możliwości zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego na energię i jej moc oraz bieżącej i przyszłej struktury zużycia paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W toku monitorowania bezpieczeństwa dostaw szczególną uwagę przykładano do sprawdzania: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2010 r. kształtowała się na poziomie 156 342 GWh i była wyższa o ponad 3% niż w 2009 r. Jako główną przyczynę wzrostu produkcji należy wskazać zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną związane ze wzrostem gospodarczym obserwowanym w 2010 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 154 988 GWh i było wyższe o ponad 4,2% od zużycia w 2009 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym.

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 5.1

Tabela 5.1. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2010 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2009	2010	dynamika*	2009	2010
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	150 913	156 342	103,60	100,00	100,00
1. elektrownie zawodowe, w tym:	141 874	146 106	102,98	94,01	93,45
a) elektrownie ciepłone, w tym:	139 123	142 838	102,67	92,19	91,36
– na węglu kamiennym	84 274	89 212	105,86	55,84	57,06
– na węglu brunatnym	50 797	49 459	97,37	33,66	31,64
– gazowe	4 052	4 166	102,81	2,68	2,66
b) elektrownie wodne	8 204	3 268	39,83	5,44	2,09
2. elektrownie przemysłowe	2 751	3 268	118,79	1,82	2,09
3. elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	835	1 311	157,01	0,55	0,84
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	148 718	154 988	104,22		

* 2010 r. / 2009 r., gdzie 2009 r. = 100

Źródło: PSE Operator SA.

Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2009 r. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (ponad 50-procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych), w tym przede wszystkim wiatrowych, a także w elektrowniach przemysłowych. Zmieniła się także struktura wytwarzania w elektrowniach węglowych na korzyść węgla kamiennego w porównaniu do węgla brunatnego. Warto również zwrócić uwagę na wzrost mocy w elektrowniach zawodowych ciepłych gazowych.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 5.2.

Tabela 5.2. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2010 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2009 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2009	2010	dynamika*	2009	2010	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	35 594	35 756	100,46	35 243	35 509	100,75
elektrowni zawodowych, w tym:	32 473	33 304	102,56	32 460	32 382	99,76
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 259	30 083	99,42	30 168	30 085	99,72
– na węglu kamiennym	20 512	20 377	99,34	20 396	20 351	99,78
– na węglu brunatnym	8 978	8 772	97,71	9 013	8 817	97,83
– gazowych	769	934	121,46	759	917	120,82
elektrowniach zawodowych wodnych	2 214	2 221	100,32	2 292	2 297	100,22
elektrowniach przemysłowych	2 484	2 486	100,08	2 169	2 173	100,18
źródeł odnawialnych	637	966	151,65	614	953	155,21
JWCD	25 635	25 429	99,20	25 615	25 419	99,23
nJWCD	9 959	10 327	103,70	9 628	10 090	104,80

* 2010 r. / 2009 r., gdzie 2009 r. = 100

Źródło: PSE Operator SA.

W 2010 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 405,3 MW i wzrosło o ponad 3,8%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 448,9 MW i wzrosło o prawie 3,5% w stosunku do 2009 r. Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w 2010 r. zostały przedstawione w tab. 5.3.

Tabela 5.3. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2010 r.

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2009	2010	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	34 830,7	35 537,5	102,03
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 684,2	26 136,0	97,95
Zapotrzebowanie na moc**	20 620,7	21 405,3	103,80
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 593,5 2009.12.21	25 448,9 2010.01.26	103,48
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 861,2	3 586,3	73,77
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	16 999,4 2009.07.10	17 872,4 2010.06.25	105,14
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	6 973,9	4 936,8	70,79

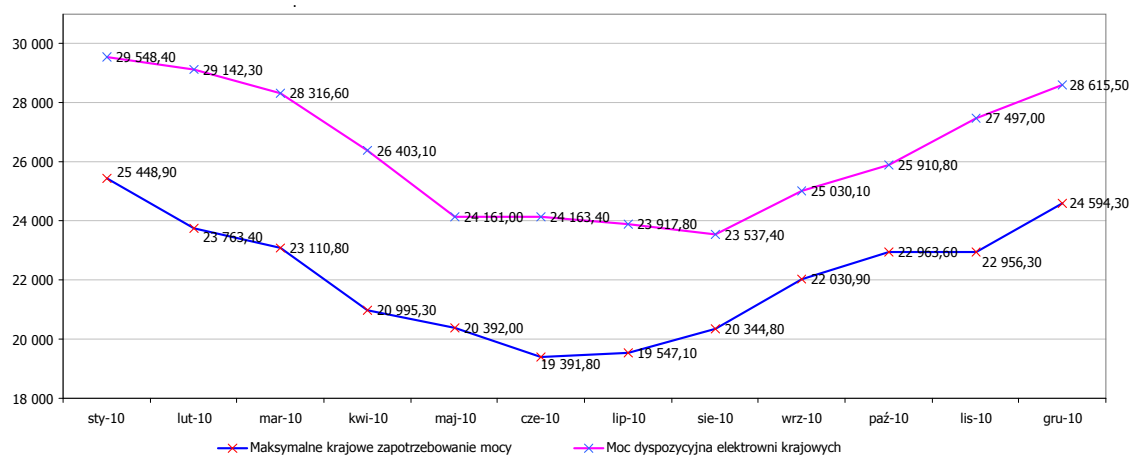
* 2010 r. / 2009 r., gdzie 2009 r. = 100

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

Źródło: PSE Operator SA.

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po jej krótkotrwałym odwróceniu w 2009 r., była nadal kontynuowana w 2010 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy. Na rys. 5.1. przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2010 r.

Rysunek 5.1. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie mocy w wieczornym szczycie zapotrzebowania na moc w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 34 690 MW w 2009 r. do 35 538 MW w 2010 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej spadła z 26 685 MW w 2009 r. do 26 136 MW w 2010 r., co spowodowało zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej z 76,7% do 73,5%. Dodatkowo w 2010 r. w porównaniu z 2009 r. wystąpił spadek rezerw w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitałnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego

oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2009 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 35 GW, przy czym w skali globalnej nie uległa ona praktycznie zmianie w 2010 r. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2010 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie fakt, że poprawa tej sytuacji w relacji do lat poprzednich wynika ze znacznego spadku zapotrzebowania na energię i moc w 2009 r. Niemniej obecnie obserwuje się wzrostową tendencję tego wskaźnika. Jednocześnie należy nadmienić, że nowelizacja u-Pe, która weszła w życie 11 marca 2010 r., nałożyła obowiązek na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, dotyczący składania raportów do Prezesa URE o planach inwestycyjnych na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Rozszerzy to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową

Istotnym elementem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest wielkość przepustowości sieci elektroenergetycznych oraz ich stan techniczny. Dlatego niezmiennie istotne są przede wszystkim inwestycje realizowane przez operatora systemu przesyłowego. Realizowane przez OSP działania inwestycyjne w zakresie krajowej sieci przesyłowej służą realizacji dwóch podstawowych celów: zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zwiększaniu swobody handlu energią elektryczną, w tym także na wspólnym rynku (połączenia międzysystemowe). OSP podejmuje decyzje inwestycyjne na podstawie prowadzonych cyklicznie analiz (w szczególności w zakresie rozpiętości mocy w systemie przy uwzględnieniu szczytowego zapotrzebowania na moc, prognoz budowy, modernizacji i wycofań źródeł wytwórczych a także wymiany międzysystemowej i połączeń transgranicznych.) i ocen kryteriów technicznych, dotyczących przede wszystkim niezawodności i jakości dostaw oraz ocen efektywności planowanych

Zadania inwestycyjne uwzględniane są w planie rozwoju krajowej sieci przesyłowej, który zgodnie z u-Pe podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Ponadto, inwestycje o charakterze ponadlokalnym, w tym połączenia transgraniczne uwzględnione są w europejskim planie rozwoju pn. TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN, który opracowywany jest przez europejskich OSP w ramach Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSOE).

Poniżej przedstawiono wykaz planowanych zamierzeń inwestycyjnych związanych z rozbudową połączeń transgranicznych:

- Budowa połączenia Polska-Litwa, która obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV Ełk-Alytus wraz z niezbędną rozbudową polskiego i litewskiego systemu przesyłowego. Uruchomienie połączenia planowane jest w 2015 r. (etap I), a stworzenie warunków dla docelowych wielkości wymian mocy planowane jest ok. 2020 r. (etap II);
- Ponowne uruchomienie połączenia Polska-Ukraina na napięciu 750 kV. Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej od 2015 r.;
- Budowa połączenia Polska-Białoruś, która obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV Narew-Roś. Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej od 2015 r.;
- Budowa przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy wraz z przełączeniem linii Krajnik-Vierraden na napięcie znamionowe 400 kV. Uruchomienie przesuwników fazowych zaplanowane jest na 2014 r.;
- Budowa trzeciego połączenia Polska-Niemcy obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV łączącej stację w zachodniej części KSP ze stacją Eisenhuttenstadt. Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej od 2020 r.

Natomiast wykaz wybranych projektów inwestycyjnych realizowanych w 2010 r. w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych przedstawia poniższa tabela.

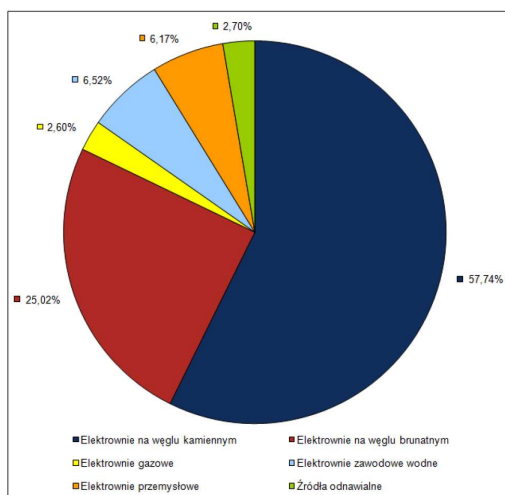
Tabela 5.4. Rodzaje i terminy zadań inwestycyjnych OSP

1	Rozbudowa i modernizacja węzła Łagisza	2007-2010
2	Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice – Pątnów	2006-2012
3	Rozbudowa stacji Trębaczew	2007-2011
4	Zainstalowanie transformatora w stacji Skawina	2010-2010
5	Zainstalowanie transformatora w stacji Płock	2009-2011
6	Rozbudowa stacji Morzyczyn	2007-2011
7	Budowa linii 400 kV Ostrów-Plewiska	2003-2010
8	Sprzęganie sieci 400 kV i 220 kV w stacji Byczyna	2006-2013
9	Budowa linii 400 kV Pasikowice – Wrocław	2006-2012
10	Rozbudowa i modernizacja stacji Moszczenica	2008-2011
11	Zainstalowanie transformatora w stacji Leśniów	2006-2010
12	Rozbudowa i modernizacja stacji Lubocza	2009-2012
13	Budowa stacji Ołtarzew	2009-2013
14	Budowa linii 400 kV Świebodzice – Wrocław	2006-2012
15	Budowa stacji Wrocław	2006-2012
16	Rozbudowa stacji Świebodzice	2006-2013

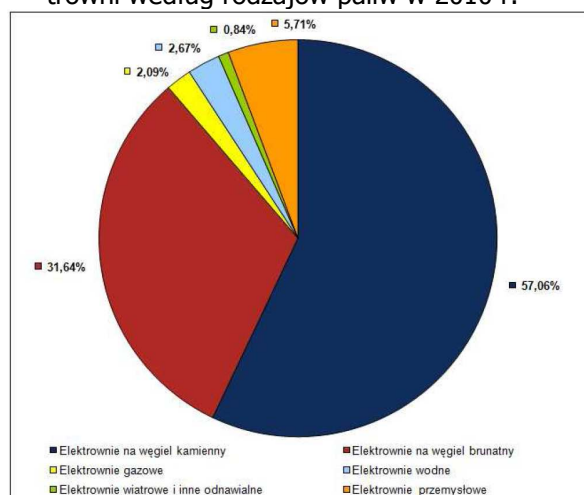
Źródło: Plan rozwoju PSE Operator SA.

Inwestycje w nowe moce wytwórcze

Produkcja energii elektrycznej niezmiennie od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej. Charakterystyka tej sytuacji ujęta jest na rys. 5.2 i 5.3.

Rysunek 5.2. Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2010 r.

Źródło: PSE Operator SA.

Rysunek 5.3. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2010 r.

Źródło: PSE Operator SA.

Postanowienia Polityki Energetycznej Polski do roku 2030 są powiązane z regulacjami UE, w szczególności związanymi z implementacją polityk dotyczących ochrony środowiska. W wyniku przyjęcia Pakietu Klimatycznego, o konkurencyjności poszczególnych źródeł energii elektrycznej w przyszłości będzie w istotnej części decydował koszt zakupu uprawnień do emisji. W praktyce wymusza to na polskiej energetyce zmianę struktury paliwowej, co wiąże się z koniecznością przeprowadzenia inwestycji w nowe źródła wytwarzania energii, w tym budowę elektrowni jądrowych.

Nowym kierunkiem działań będzie wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Oprócz zalet w postaci braku emisji CO₂, ta metoda produkcji energii pozwoli uzupełnić bilans energetyczny, uniezależnić się od typowych źródeł pozyskiwania surowców energetycznych, a co za tym idzie poprawić poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Według założeń przyjętych w projekcie *Polityki ener-*

tycznej Polski do 2030 roku moce wytwórcze energii elektrycznej brutto [MW] w źródłach jądrowych będą wynosiły: 1 600 MW w 2020 r., 3 200 MW w 2025 r. i 4 800 MW w 2030 r.

Struktura zainstalowanych w elektroenergetyce (bez OZE) mocy ze względu na technologię produkcji (paliwo), w podziale na moce wprowadzone i wycofane z eksploatacji w 2010 r., zawarta jest w tab. 5.5 i 5.6.

Tabela 5.5. Moce zainstalowane oddane do eksploatacji w 2010 r.

Moce zainstalowane oddane do eksploatacji	[MW]
węgiel / ropa	154,9
gaz	10,2
OZE	0,0
inne	0,0
Razem	165,1

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 5.6. Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji w 2010 r.

Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji	[MW]
węgiel / ropa	-263,9
gaz	0,0
OZE	-3,8
inne	0,0
Razem	-267,7

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji

Jednym z obowiązków Prezesa URE jest udzielanie koncesji (promes koncesji) m.in. w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii lub źródłach wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego; przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej czy obrotu energią elektryczną.

W 2010 r. nastąpiła istotna zmiana dotycząca koncesjonowania wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z zapisami ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104), od 11 marca 2010 r. do 31 grudnia 2010 r. wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu rolniczego stało się wolną działalnością gospodarczą, której od 11 marca 2010 r. nie dotyczy już obowiązek koncesjonowania. Natomiast zgodnie z art. 9p u-Pe, działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego jest działalnością regulowaną w rozumieniu przepisów ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2010 r. Nr 220, poz. 1447, z późn. zm.), i od 1 stycznia 2011 r. wymaga wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, który zgodnie z art. 9p ust. 2 u-Pe prowadzony jest przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

Prezes URE realizuje obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych (departamentu) oraz oddziałów terenowych. W 2010 r., Prezes URE udzielił 162 koncesji w zakresie energii elektrycznej (w tym 134 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii). Na koniec grudnia 2010 r. ważne koncesje (w liczbie 1 581) posiadało 1 332 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną.

W 2010 r. wydano 166 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Zmiany te podyktowane były przede wszystkim:

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

W 2010 r. Prezes URE wydał 71 decyzji o umorzeniu, cofnięciu lub wygaszeniu koncesji, m.in. w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, a także w związku z przekształceniami kapitałowymi przedsiębiorstw, prowadzącymi do wykreślenia koncesjonariuszy z odpowiedniego rejestru lub ewidencji. W pięciu przypadkach koncesję uchylono na wniosek przedsiębiorców. W trzech przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji – jedną na obrót energią elektryczną i dwie na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii. Powodem odmów było niezłożenie przez przedsiębiorcę zabezpieczenia majątkowego, od którego Prezes URE uzależnił udzielenie koncesji oraz z uwagi na skazanie przedsiębiorcy prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej.

Mając na celu ułatwienie przedsiębiorcom rozpoczęcia działalności gospodarczej w ww. zakresie, na stronie internetowej Urzędu zostały opublikowane informacje dotyczące procedury ubiegania się o wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii i w kogeneracji, które znajdują się w tzw. „Pakietach Informacyjnych”.

Na stronie internetowej URE publikowane są również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciążyących na nich obowiązkach oraz wyjaśnianie wątpliwości co do sposobu ich realizacji. Zostały zamieszczone także wzory wniosków o wydanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, a także wskazania jakie niezbędne załączniki należy dołączyć do wniosków, aby uzyskać świadectwa pochodzenia (OZE) i świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP).

W ramach programu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i Unii Europejskiej, w URE realizowany był projekt pt: *Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji*. Jego celem jest rozpowszechnianie dostępu do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, dzięki opracowaniu i udostępnieniu na stronie internetowej Urzędu, interaktywnej mapy Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Mapa umożliwia szybkie uzyskanie danych o rodzaju i mocy źródeł funkcjonujących na danym terenie, w podziale na województwa oraz powiaty. Mapa została tak zaprojektowana, aby umożliwiała przygotowanie zestawień tabelarycznych dot. m.in. mocy zainstalowanej w koncesjonowanych instalacjach OZE.

W 2010 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 563 MW w stosunku do 2009 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych.

Tabela 5.7. Instalacje OZE na podstawie ważnych na koniec 2009 i 2010 r. koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana na koniec 2009 r.	Sumaryczna moc zainstalowana na koniec 2010 r.
	[MW]	[MW]
Elektrownie na biogaz	70,888	82,884
Elektrownie na biomasę	252,490	356,190
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,001	0,033
Elektrownie wiatrowe	724,657	1 180,272
Elektrownie wodne	945,210	937,044
Współspalanie*	-	-
Łącznie	1 993,246	2 556,423

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

W Polsce nie występują obecnie sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, które sprzyjałyby podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW – za przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów – polegające na partycypacji w nakładach inwestycyjnych w 50% przez OSD lub OSP. Pozostali wytwórcy ponoszą opłatę kalkulowaną na podstawie 100% nakładów ponoszonych na realizację przyłączeń.

Zdolności przesyłowe

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 1 354 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2010 r. Polska była eksporterem netto, przy czym nadwyżka eksportu nad importem w wartościach względnych pozostała praktycznie na niezmiennym poziomie. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznego importu energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. PSE Operator SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych, natomiast importowe w aukcjach dobowych. W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości 200 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 500 MW (średnio w roku 158 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 308 MW (średnio w roku 1 106 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 382 MW (średnio w roku 266 MW). W 2010 r. zbliżonym zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się aukcje eksportowe i importowe, o czym świadczy stopień zarezerwowanych mocy w obu kierunkach w odniesieniu do mocy udostępnianych przez operatora. Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami.

Odnosząc się do ilości alokowanych mocy przesyłowych wśród uczestników rynku należy stwierdzić, że w 2010 r. nie występowała ich nadmierna koncentracja. Udziały mocy alokowanej w przetargu rocznym zawierały się w granicach 2,5–27,5%. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu w przypadku przetargu miesięcznego wynosił około 25%, natomiast dla przetargów dobowych wskaźnik ten wyniósł ok. 23%.

Udostępniając transgraniczne zdolności przesyłowe na synchronicznych połączeniach Polski z krajami sąsiednimi operator systemu przesyłowego zgromadził przychód w wysokości 25 475 637,91 zł. Środki te były wydatkowane zgodnie z celami określonymi w art. 6 ust. 6 rozporządzenia 1228/2003/WE.

W 2010 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2010 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W 2010 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciami.

Aukcje niejawne na połączeniu SwePol Link zostały uruchomione 15 grudnia 2010 r. (z możliwością składania zleceń na 16 grudnia). Uczestnikom TGE SA i Nord Pool Spot AS została udostępniona moc połączenia w maksymalnej wysokości 600 MW dla importu oraz 300 MW dla eksportu. Wykorzystując aukcje *implicit, market coupling* stanowi narzędzie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynku dnia następnego (*day-ahead*), co prowadzi do zwiększenia efektywności wykorzystania istniejących połączeń międzysystemowych.

W okresie 16–31 grudnia 2010 r. średnia godzinowa moc udostępniona w kierunku eksportu (z Polski do Szwecji) wyniosła 125,18 MW, natomiast w kierunku importu (ze Szwecji do Polski) 475,76 MW. PSE Operator SA udostępniał głównie moce poza szczytem, tj. w godzinach 1:00–6:00 i 23:00–24:00. W kierunku eksportu oferowane były niższe zdolności przesyłowe niż w kierunku importu do Polski. Wynika to z ograniczonych możliwości udostępniania zdolności eksportowych przez PSE Operator SA z uwagi na konieczność zapewniania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w szczególności w północnej części kraju. Jednocześnie prawie cała dostępna zdolność przesyłowa w kierunku Polska-Szwecja została wykorzystana przez uczestników rynku. Było to konsekwencją różnicy cen między

rynkiem polskim (tańszym) a szwedzkim (droższym), w efekcie której energia elektryczna płynęła z obszaru o niższej do obszaru o wyższej cenie.

Inicjatywy Skarbu Państwa lub Spółek Skarbu Państwa, podjęte w 2010 w celu rozwoju połączeń międzysystemowych²⁴⁾

TAURON Polska Energia w 2010 roku wznowiła i handlowo zoptymalizowała dostawy energii na połączeniach wyspowych 110 kV, łączących obszary dystrybucji spółek z grupy TAURON z obszarami znajdującymi się na terenie Republiki Czeskiej. Połączenia dotyczą obszarów EnergiaPro po stronie polskiej i CEZ Distribuce po stronie czeskiej. Uruchomione linie pracują w trybie wyspowym i są to: Boguszów – Porici, Trzyniec – Mnisztwo oraz w trybie planowym, jak i awaryjnym – linia Kudowa – Nachodź.

EnergiaPro SA, poinformowała, że na terenie działania tej Spółki znajdują się następujące transgraniczne powiązania liniowe wysokiego napięcia, eksploatowane przez EnergiaPro SA:

- a) Linia S-311 110 kV relacji Turów KWB1 – Neueibau – Hagenwerder;
- b) Linia dwutorowa S-167/S-168 110 kV relacji Boguszów – Porici;
- c) Linia S-295 110 kV relacji Kudowa – Police - Nachod.

Ponadto Spółka ta wskazała, iż z uwagi na to, że zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej do pracy równoległej (wymiany międzysystemowej) nie kwalifikuje się przesył energii na poziomie napięcia 110kV, ww. linie służą jedynie poprawie pewności zasilania przygranicznych obszarów OSD oraz umożliwiają wymianę energii elektrycznej w wymiarze lokalnym, tzn. zasilanie odbywa się na wydzielonej „wyspie” lub z „wyspy” aktywnej (posiadającej generację).

Podobnie ENION SA poinformowała, iż eksploatacja oraz rozwój połączeń międzysystemowych, umożliwiających handel energią elektryczną pomiędzy sąsiednimi krajami oraz poprawę bezpieczeństwa pracy systemów, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, należy do obowiązków Operatora Systemu Przesyłowego. Natomiast ENION SA jako OSD, na podstawie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej może eksploatować i rozwijać jedynie połączenia do sąsiednich krajów liniami o napięciu 110 kV, pracujące wyłączenie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie obszarów sieci dystrybucyjnej. Tego typu połączenia służą poprawie pewności zasilania przygranicznych obszarów OSD oraz umożliwiają wymianę energii elektrycznej jedynie w wymiarze lokalnym. Spółka poinformowała, iż w eksploatacji Spółki znajduje się linia 110 kV relacji „Mnisztwo – Trzyniec” oraz „Mnisztwo – Ustron – Trzyniec”, na której świadczone są usługi dystrybucji energii elektrycznej do granicy polsko – czeskiej. Ponadto, w 2010 r. z inicjatywy TAURON Czech Energy s.r.o., w celu poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz umożliwienia wymiany energii elektrycznej, Spółka ponownie podjęła działania zmierzające do budowy linii 110 kV do granicy polsko – słowackiej.

Zarząd ENEA SA poinformował, iż w roku 2010 prowadził rozmowy z Białorusią na temat możliwości wykorzystania transgranicznej linii 110 kV relacji Wólka Dobryńska ↔ Brześć do zakupu energii elektrycznej z kierunku wschodniego.

Natomiast GK PGE stoi na stanowisku, że zagadnienie regionalizacji rynku energii można rozpatrywać w kontekście tezy, iż zwiększenie wykorzystania obecnych zdolności przesyłowych jest możliwe w niedługim czasie bez konieczności przeprowadzania inwestycji w nowe połączenia międzysystemowe. Uwarunkowane jest ono podjęciem odpowiednich działań na poziomie operatorów systemów przesyłowych oraz regulatorów, w celu integracji rynków oraz usunięcia ograniczeń sieciowych. Tym niemniej, GK PGE podjęła rozmowy w celu dokładniejszej analizy możliwości realizacji budowy połączenia pomiędzy Polską i Obwodem Kaliningradzkim, czego wynikiem było zawiązanie w ubiegłym roku trójstronnej grupy roboczej na linii PGE-PSE Operator-Partner rosyjski. Do chwili obecnej strony ustaliły, że konieczne jest wypracowanie zakresu niezbędnych analiz w celu określenia wykonalności technicznej i ekonomicznej projektu. W tym przypadku istnieje również potrzeba ustalenia jasno sprecyzowanych uwarunkowań legislacyjnych co do udziału w takich przedsięwzięciach podmiotów komercyjnych. GK PGE rozważa możliwość rozmów biznesowych w sprawie podobnych projektów również na pozostałych granicach wschodnich.

Należy jednak zaznaczyć, że decyzje inwestycyjne w powyższym obszarze podejmowane będą przez spółki Skarbu Państwa bardzo ostrożnie i indywidualnie dla każdego przedsięwzięcia w oparciu o analizy kosztów, ryzyk, wskaźników finansowo-ekonomicznych i prawa oraz przy uwzględnieniu do-

²⁴⁾ Na podstawie materiału przygotowanego przez MSP.

datkowych uwarunkowań biznesowych.

Wnioski

Najistotniejszą kwestią w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym jest pokrycie rosnącego zapotrzebowania.

Poziom nakładów inwestycyjnych, który został uwzględniony w taryfach OSP i siedmiu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności wzrósł prawie o 24% w stosunku do 2009 r. OSP kontynuuje założenia w zakresie kierunków rozbudowy sieci przesyłowej, które zostały ujęte w poprzedniej edycji projektu planu rozwoju. Dokonane zmiany w aktualizacji planu rozwoju dotyczyły w większości zamierzeń związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci, zarówno jednostek konwencjonalnych jak i OZE. Podobnie, plany inwestycyjne przedsiębiorstw dystrybucyjnych w najbliższych latach zmierną w kierunku dynamicznego rozwoju i modernizacji infrastruktury sieciowej. Podyktowane jest to potrzebą wzmocnienia i rozbudowy sieci w celu przyłączania nowych odbiorców i nowych źródeł w szczególności OZE, jak również modernizacją istniejącego majątku. W tym kontekście należy zwrócić uwagę, że stopień realizacji planów rozwoju może budzić obawy ze względu na możliwość pozyskania finansowania, a także istniejące bariery formalno-prawne w prowadzeniu inwestycji sieciowych. Istnienie tych barier było jedną z głównych przesłanek opracowania i publikowania w listopadzie 2010 r. przez Komisję Europejską tzw. „Pakietu Infrastrukturalnego”, który z założenia powinien przyczynić się do wzrostu liczby i ułatwienia prowadzenia inwestycji sieciowych.

Reasumując, realizacja jednego z głównych priorytetów *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, jakim jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, zależy w dużej mierze od realizacji inwestycji w sektorze elektroenergetycznym. W tym obszarze Prezes URE został wyposażony w dodatkowe kompetencje dotyczące monitorowania zamierzeń inwestycyjnych oraz ich realizacji, które powinny umożliwić bardziej szczegółową ocenę stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w przyszłości.

5.2. Gaz [art. 5] oraz 2004/67/WE [art. 5]

Prognozy zużycia gazu²⁵⁾

W 2010 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 14 416,8 mln m³ (13,4 Mtoe). Przewiduje się, że w kolejnych latach jego rola w krajowym bilansie energetycznym będzie wzrastać wraz z wykorzystaniem tego nośnika w produkcji energii elektrycznej, przewidywanym rozwojem wysokosprawnych technologii parowo-gazowych oraz w powiązaniu z systematycznym wzrostem zużycia gazu przez odbiorców końcowych. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz do 2019 r. przedstawia tab. 5.8.

Tabela 5.8. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny w latach 2011–2019

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny	
	[mld m ³]	[MToe]
2011	15,27	14,58
2015	18,37	17,55
2019	18,44	17,62

Źródło: PGNiG SA.

W 2010 r. Operator Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System realizując zadania operatorskie przesłał odpowiednio: gazu wysokometanowego w wielkości 13,02 mld m³ (11,16 Mtoe) i gazu zaazoto-

²⁵⁾ Dane liczbowe w rozdziale 5.2. podano w przeliczeniu na warunki standardowe zgodne z przyjętą w krajach Unii metodologią tj. dla temp=15°C, gazu suchego o wilgotności ułamka molowego pary wodnej < 0,001 i ciśnieniu 101,325 kPa. przeliczone na ciepło spalania 39,5 MJ/m³(z wyłączeniem podrozdziału „pojemności magazynowe”).

wanego o wolumenie 1,10 mld m³ (0,77 Mtoe). Tab. 5.9 przedstawia prognozę OSP dotyczącą wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2010–2019²⁶⁾.

Tabela 5.9. Prognoza wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2010–2019

gaz ziemny wysokometanowy

	Rok	[MToe]	[mld m ³]
Wolumen przesyłanego gazu (zrealizowano)	2010	11,16	13,02
	2011	11,16	13,02
Wartość oczekiwana popytu (prognoza)	2012	11,87	13,85
	2019	19,681	20,600

gaz ziemny zaazotowany

	Rok	[MToe]	[mld m ³]
Wolumen przesyłanego gazu (zrealizowano)	2010	0,77	1,10
	2011	0,77	1,10
	2012	0,79	1,14
	2019	0,47	0,67

Źródło: Gaz-System SA.

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

Zasoby, wydobycie krajowe, import

Obecnie udokumentowane krajowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego wynoszą w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy około 101,2 mld m³, z czego ok. 60% zlokalizowanych jest na Niżu Polskim, a pozostała część w rejonie Karpat²⁷⁾. Stanowi to ok. 0,2% europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m³. Oznacza to, że przy obecnym poziomie produkcji gazu ziemnego krajowe konwencjonalne zasoby gazu wystarczą na ok. 25–30 lat.

W 2010 r. wydobycie krajowe wyniosło 4,2 mld m³ gazu (ok. 29 mln boe), co stanowi ok. 30% jego rocznego zużycia²⁸⁾. Uzupełniające dostawy PGNiG SA realizował importując gaz w ilości 10,07 mld m³, w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz kontraktów średnioterminowych na dostawy gazu ziemnego:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z OOO „Gazprom Eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 r. W 2010 r. roczna ilość kontraktowa wynosiła 9 028,4 mln m³,
 - umowy na import gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 r. W 2010 r. roczna ilość kontraktowa wynosiła 1 031,9 mln m³,
 - umowy na import gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2011 r.
- Ponadto, w ramach lokalnych dostaw:
- dla regionu Hrubieszowa, PGNiG SA importuje gaz na podstawie długoterminowej umowy z 26 października 2004 r. z NAK „Naftogaz Ukrainy”, obowiązującej do 2020 r.,
 - dla okolic Branic, umowy PGNiG SA z Severomoravska plynarenska obowiązującej do 31 grudnia 2011 r.

²⁶⁾ Wolumen przesyłanego w 2010 r. paliwa gazowego, jak i prognoza na kolejne lata nie obejmują ilości przesyłanego gazu do i z podziemnych magazynów gazu. Ilości oczekiwane przedstawiono zgodnie z prognozą wykonaną na potrzeby planu rozwoju OSP. Podziału dokonano proporcjonalnie do przepływów, jakie były w 2010 r.

²⁷⁾ Prognoza nie obejmuje tzw. gazu niekonwencjonalnego (shale gas, tight gas). Potwierdzone dane dotyczące zasobów niekonwencjonalnych gazu, dostępne będą po przeprowadzeniu szczegółowych badań w tym zakresie tj. za około 4 lat.

²⁸⁾ Wydobycie gazu ziemnego w 2010 r. wyniosło 4,22 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (E). W stosunku do prognozy, która przewidywała wydobycie na poziomie 4,5 mld m³ był to spadek o 0,28 mld m³.

Drugim, istotnym importerem gazu ziemnego jest EWE Energia Sp. z o.o., która w 2010 r. sprowadziła z Niemiec 41,46 mln m³ gazu na podstawie umowy zawartej z EWE AG.

Analizując dostawy gazu ziemnego należy odnotować fakt zawarcia 29 października 2010 r. polsko-rosyjskiego porozumienia ws. dostaw gazu ziemnego do Polski. Do jego najważniejszych postanowień należało zwiększenie dostaw gazu z dotychczasowych 7,45 mld m³ do około 10 mld m³ rocznie, przy jednoczesnym zachowaniu obowiązującego okresu realizacji kontraktu do 2022 r. Zmiana ilości zakontraktowanego gazu stanowiła de facto potrzebę uzupełnienia dostaw wynikających z wygaśnięcia 1 stycznia 2010 r. zawartego w 2006 r. pomiędzy PGNiG SA a spółką RosUkrEnergo kontraktu na dostawy gazu w wysokości 2,3 mld m³ rocznie, abstrahując od faktu braku realizacji tego kontraktu przez spółkę od początku 2009 r. Następstwem powyższego porozumienia międzyrządowego było jednoczesne podpisanie w październiku 2010 r. przez PGNiG SA oraz Gazprom Export aneksu do kontraktu jamalskiego z 25 września 1996 r.

Perspektywy wydobywania gazu

Zgodnie z przyjętym przez Radę Ministrów pod koniec 2009 r. dokumentem *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, jednym z głównych celów w obszarze rynku gazu ziemnego jest realizacja inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobywania gazu ziemnego na terytorium Polski.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 r. w Polsce obowiązywało 227 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego oraz 229 koncesji na jego wydobywanie. Do najważniejszych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze Polski należą PGNiG SA oraz Petrolbaltic SA.

PGNiG SA operuje w kraju na podstawie 89 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodórów. Ponadto, w Polsce działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzi kilkadziesiąt innych firm polskich i zagranicznych m.in. FX Energy, Maraton Oil, ExxonMobil, RWE Dea, DVP, Chevron, Energia Karpaty.

W celu pokrycia zapotrzebowania na gaz zintensyfikowano w Polsce prace poszukiwawcze ukierunkowane na wydobywanie gazu z tzw. niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę rosnącą liczbę wydawanych przez Ministra Środowiska koncesji na poszukiwanie złóż gazu niekonwencjonalnego (77 – stan na 31 grudnia 2010 r.) w perspektywie kilkuletniej nastąpić może oszacowanie i potwierdzenie zasobów wydobywalnych gazu niekonwencjonalnego tzw. „shale gas” i „tight gas”, a w konsekwencji wzrost wydobywania gazu.

W 2010 r. PGNiG SA wykonywało prace mające na celu zwiększenie potencjału wydobywczego gazu krajowego. Przeprowadzono wiercenia poszukiwawcze i rozpoznawcze w następujących prowincjach: Karpaty, Synklinorium Lubelskie, Niż Polski, ponadto praca sejsmiczna wykonano w Karpatach i na Niżu Polskim. Do ważniejszych inwestycji realizowanych w 2010 r. związanych z utrzymaniem zdolności wydobywczych ze źródeł krajowych należy wymienić:

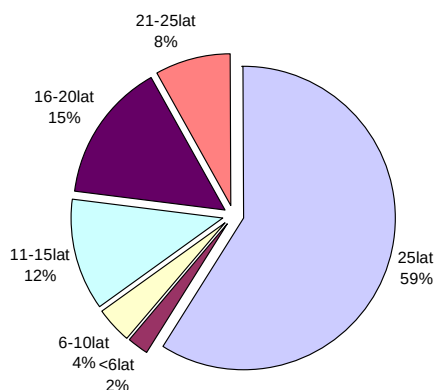
- projekt zagospodarowania złóż gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód, Grotów,
- projekt zagospodarowania złóż gazu ziemnego w rejonie Grodziska i umożliwienia sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu wysokometanowego,
- projekt zagospodarowania złóż gazu ziemnego w rejonie Środy Wielkopolskiej,
- projekt zagospodarowania złóż gazu ziemnego w odwiercie Rudka i oddanie do krajowego systemu gazowniczego,
- projekt zagospodarowania złóż gazu ziemnego w rejonie Ryłowa-Rajsko i skierowanie do systemu przesyłowego lub zakładów azotowych,
- projekt zagospodarowania odwiertów eksploatacyjnych w rejonie Woli Różanieckiej i oddanie gazu ziemnego do systemu przesyłowego,
- projekt zagospodarowania odwiertów eksploatacyjnych w rejonie Góry Ropczyckiej i oddanie gazu ziemnego do systemu przesyłowego.

Infrastruktura i planowane inwestycje zwiększające bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych (dywersyfikacja źródeł)

Infrastruktura przesyłowa ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Należy mieć na uwadze, że znaczne wyeksploatowanie gazociągów może być zagrożeniem

dla ciągłości dostaw w przyszłości, bądź generować wysokie koszty jej eksploatacji, a także uniemożliwiać nowoczesne zarządzanie siecią przesyłową. W 2010 r. funkcjonowanie systemu przesyłowego odbyło się bez większych zakłóceń, pomimo niekorzystnej struktury wiekowej – rys 5.4. Blisko 60% gazociągów jest eksploatowana powyżej 25 lat i wymaga dużych nakładów finansowych na ich utrzymanie i odtworzenie. Gazociągi budowane obecnie, pomimo prowadzonych prac inwestycyjnych, nie wystarczają do odtworzenia starzejącej się sieci przesyłowej. Mimo tego, że część z urządzeń pomocniczych w tłoczniach gazu została w ostatnich latach wyremontowana, poddana wymianie lub modernizacji, poziom techniczny niektórych obiektów wymaga dalszych, istotnych prac modernizacyjnych.

Rysunek 5.4. Struktura wiekowa gazociągów przesyłowych



Źródło: Gaz-System SA.

Przewidywany w Polsce wzrost zapotrzebowania na gaz, będący między innymi elementem realizacji polityki zwiększenia udziału paliw ekologicznych w krajowym bilansie paliw pierwotnych, jak również wynikający z przewidywanego rozwoju gospodarczego Polski, wskazuje na potrzebę pozyskania dodatkowych źródeł gazu. Z drugiej strony duży stopień uzależnienia gospodarki polskiej od dostaw gazu z jednego kierunku i występujące w ostatnich latach problemy dostawców z zapewnieniem ciągłości dostaw, wymuszają potrzebę podjęcia działań zmierzających do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu.

W związku z powyższym prowadzone są w Polsce w prace mające umożliwić przyłączenie nowych systemowych źródeł gazu pozwalających na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu gazu. Należą do nich:

- budowa terminalu LNG do odbioru drogą morską skroplonego gazu ziemnego,
- rozbudowa systemu przesyłowego na północy Polski,
- budowa gazociągu łączącego polski i czeski system gazowy w ramach procedury udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia,
- rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu.

Mając na uwadze potrzebę działań zmierzających do pozyskania informacji na temat zapotrzebowania na zdolności przesyłowe i na ich podstawie realizację inwestycji ukierunkowanych na przesył gazu nowymi połączeniami w 2010 r. kontynuowane były przez OGP Gaz-System SA prace z wykorzystaniem procedury *Open Season*. W tej niedyskryminacyjnej procedurze mogły brać udział wszystkie podmioty, które wyraziły wolę rezerwacji zdolności przesyłowych i zainteresowanie sprzedażą importowanego gazu ziemnego na rynku krajowym.

W styczniu 2010 r. operator systemu przesyłowego Gaz-System SA ogłosił zakończenie procedury udostępniania przepustowości dla połączenia międzysystemowego w rejonie Podbeskidzia. Przedmiotem procedury był przydział zdolności przesyłowej obejmującej projekt inwestycyjny budowy gazociągu od granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna, będącego miejscem lokalizacji nowego punktu wejścia do systemu przesyłowego – do rejonu Skoczowa, gdzie nastąpić ma włączenie do istniejącego systemu przesyłowego. Nowopowstały gazociąg, który umożliwi przesył ok. 500 mln m³ gazu ziemnego rocznie, łączyć się będzie na granicy polsko-czeskiej z przygotowywanym przez RWE Transgas

Net²⁹⁾ (operatorem czeskim) gazociągiem biegnącym od granicy do miejsca włączenia do systemu przesyłowego na terytorium Czech.

W grudniu 2010 r. ukończono prace w zakresie gazociągu po stronie polskiej (22 km). Do połowy 2011 r. planowane jest ukończenie prac w zakresie stacji pomiarowej po polskiej stronie, natomiast do końca 2011 r. planowane jest ukończenie prac w zakresie budowy gazociągu po stronie czeskiej. Oddanie do użytku gazociągu międzysystemowego i w konsekwencji rozpoczęcie świadczenia usługi przesyłania planowane jest na przełomie 2011/2012 r.

Ponadto, w trakcie procedury OGP Gaz-System SA i RWE Transgas Net podpisały umowę o współpracy (ang. *Cooperation Agreement*) w zakresie realizacji inwestycji. Natomiast z trzema firmami, które wzięły udział w procedurze tj. PGNiG SA, Handen Sp. z o.o. oraz KRI SA, podpisane zostały umowy o świadczenie usługi przesyłowej gazu.

Należy dodać, że równolegle do procedury Gaz-System SA, podobna procedura została przeprowadzona po stronie czeskiej. Obydwie procedury posiadały ujednolicone podstawowe zasady, szczególnie dotyczące zdolności przesyłowej połączenia i ram czasowych projektu oraz zostały przygotowane z uwzględnieniem obowiązujących regulacji prawnych.

Podobna procedura alokacji przepustowości tj. Open Season miała miejsce w 2011 r. dla dodatkowej przepustowości w Rejonie Lasowa. Przewiduje się, że dodatkowa przepustowość w wielkości 0,5 mld m³, pozwalająca na odbiór 1,5 mld m³ na połączeniu międzysystemowym z Niemcami, mogłaby być oddana w okresie 2011/2012. W dniu 5 lipca 2011 r. operator systemu przesyłowego – OGP Gaz-System SA rozpoczął *Procedurę udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów*. Przedmiotem Procedury jest alokacja dodatkowej przepustowości – 52 tys. m³/h uzyskanej w wyniku rozbudowy i modernizacji systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w rejonie Lasowa, umożliwiającej zwiększenie przepustowości gazociągu na połączeniu z Niemcami z 0,9 mld m³/rok do łącznej wielkości 1,5 mld m³/rok (tj. ze 128 000 m³/h do 180 000 m³/h). Ponadto, 28 czerwca 2011 r. operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System złożył do Prezesa URE wniosek o uzgodnienie *Regulaminu procedury udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów*, realizując tym samym wymóg formalny wynikający z rozporządzenia nr 715/2009/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie 1775/2005/WE (Dz. U. UE L211/36 z 14.8.2009). Złożenie wniosku poprzedzone zostało procesem konsultacyjnym *Regulaminu*, przeprowadzonym przez operatora z Prezesem URE oraz uczestnikami rynku.

Natomiast, w odniesieniu do realizacji inwestycji umożliwiającej odbiór drogą morską skroplonego gazu ziemnego tj. budowy terminala LNG należy wskazać, że 15 lipca 2010 r. została podpisana umowa na budowę terminalu gazu skroplonego (LNG) w Świnoujściu, pomiędzy inwestorem: spółką Polskie LNG SA a wykonawcą: konsorcjum Saipem S.p.A. (Włochy) – Saipem SA (Francja) – Techint Compagnia Technica Internazionale S.p.A. (Włochy) – Snamprogetti Canada Inc. (Kanada) – PBG SA (Polska) – PBG Export Sp. z o.o. (Polska). Ponadto, prowadzone są również inwestycje powiązane mające na celu rozbudowę systemu przesyłowego i umożliwienie przesyłu dodatkowych ilości gazu odbieranego z terminala. Docelowo, przewiduje się utworzenie północnego pierścienia gazociągów magistralnych, który dzięki równomiernie rozłożonym połączeniom ze źródłami stanowić będzie część układu przesyłowego o bardzo wysokim stopniu bezpieczeństwa i niezawodności. W ramach budowy pierścienia dla odbioru i rozprowadzenia gazu z tego źródła kontynuowane były prace mające na celu budowę gazociągów: Szczecin – Gdańsk (DN 700), dokończenie budowy gazociągu Włocławek-Gdynia (DN 500), Szczecin – Lwówek (DN 700), Gustorzyn – Odolanów (DN 700).

Pojemności magazynowe³⁰⁾

W zakresie magazynowania 100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajdowało się w 2010 r. w posiadaniu PGNiG SA. Spółka eksploatuje osiem podziemnych magazynów gazu o pojemności czynnej 1837,89 mld m³.

²⁹⁾ Od marca 2010 r. nastąpiła zmiana nazwy grupy RWE Transgas Net na Net4Gas.

³⁰⁾ Dane liczbowe podano dla warunków zgodnych z taryfą PGNiG tj. temp=0°C, gazu suchego o wilgotności ułamka molo-wego pary wodnej < 0,001 i ciśnieniu 101,325 kPa.

W 2010 r. spółka udostępniała 50 mln m³ na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne PGNiG SA.

W 2010 r. kontynuowano prace ukierunkowane na budowę i rozbudowę magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w: Mogilnie, Strachocinie, Wierzchowicach i Kosakowie oraz magazynu gazu ziemnego zaazotowanego oddanego do eksploatacji w 2010 r. w Bonikowie. Jakkolwiek, podjęte prace nie skutkowały fizycznym przyrostem pojemności, jednakże pojemność czynna podziemnego magazynu w Mogilnie wzrosła o 7,89 mln m³, z uwagi na redukcję gazu buforowego na rzecz pojemności czynnej magazynu.

W 2010 r. prowadzone były prace inwestycyjne mające na celu rozbudowę pojemności magazynowych poniżej przedstawionych magazynów gazu ziemnego:

a) PMG Kosakowo

- rodzaj inwestycji: budowa kawernowego podziemnego magazynu gazu. Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo będzie zlokalizowany na terenie wsi Mosty w Gminie Kosakowo w województwie pomorskim. Projekt budowy magazynu PMG Kosakowo zakłada, że gaz będzie magazynowany w wytworzonych kawernach solnych w pokładowym złożu soli „Mechelinki” pod ciśnieniem max. 17 MPa. W ramach realizacji Projektu przewidywane są do wykonania roboty budowlane i montażowe związane z budową naziemnych obiektów technologicznych oraz pełnego zaplecza związanego z eksploatacją magazynu, prace wiertnicze dotyczące wykonania odwiertów eksploatacyjnych służących do budowy kawern i obsługi podziemnej części magazynu oraz ługowanie kawern. Dostawy i montaż urządzeń technologicznych dotyczą zarówno części napowierzchniowej jak i podziemnej budowy magazynu PMG Kosakowo.

Zakres inwestycji obejmuje:

- budowę 10 komór magazynowych zlokalizowanych w złożu soli kamiennej „Mechelinki”,
- budowę napowierzchniowej części gazowniczej PMG Kosakowo,
- budowę Zakładu Ługowniczego oraz rurociągu zrzutowego dla odprowadzenia do Zatoki Puckiej solanki powstałej z ługowania kawern, składającego się z dwóch części: lądowej oraz morskiej.

Termin zakończenia rozbudowy magazynu do pojemności 250 mln m³ planowany jest na koniec 2020 r.

b) PMG Wierzchowice

- rodzaj inwestycji: rozbudowa podziemnego magazynu gazu. Projekt zrealizowany zostanie na terenie byłej Kopalni Gazu Ziemnego (KGZ) Wierzchowice. Projekt obejmuje rozbudowę podziemnego magazynu gazu Wierzchowice do pojemności czynnej 1 200 mln m³ planowaną do realizacji w latach 2007–2011/2013 r. W wyniku realizacji Projektu nastąpi zwiększenie łącznej pojemności magazynowej PMG Wierzchowice o 625 mln m³, tj. od obecnej pojemności 575 mln m³ do 1 200 mln m³. Prace związane z rozbudową PMG Wierzchowice do pojemności czynnej 1,2 mld m³ rozpoczęto w 2000 roku. Planowana inwestycja polega na rozbudowie naziemnej infrastruktury technicznej, niezbędnej do funkcjonowania podziemnego magazynu gazu oraz odwiercenie odwiertów magazynowych pogrupowanych na ośrodki. Termin zakończenia rozbudowy magazynu do pojemności 1,2 mld m³ planowany jest na koniec roku 2011 (napełnienie magazynu gazem do pojemności czynnej 1,2 mld m³ nastąpi w 2012 r.), realizacja umowy przyłączeniowej z Gaz-System SA nastąpi w 2013 r.

c) KPMG Mogilno

- rodzaj inwestycji: rozbudowa kawernowego podziemnego magazynu gazu. Realizowana inwestycja KPMG Mogilno polegająca na sukcesywnej rozbudowie magazynu gazu o nowe komory magazynowe (kawerny) wraz z równoległą rozbudową instalacji do infrastruktury ośrodka napowierzchniowego. Pojemność czynna KPMG Mogilno na chwilę obecną wynosi 370 mln m³, docelowo magazyn zostanie rozbudowany o 10 nowych komór do pojemności czynnej 868 mln m³ do 2020 r. Budowa pierwszych czterech komór magazynowych zakończona zostanie w 2015 r.

d) PMG Strachocina

- rodzaj inwestycji: rozbudowa podziemnego magazynu gazu. Realizowana inwestycja ma na celu zwiększenie pojemności czynnej magazynu ze 150 mln m³ do 330 mln m³. W celu zrealizowania tego zadania należy przeprowadzić działania inwestycyjne w zakresie budowy naziemnej infrastruktury technicznej, niezbędnej do funkcjonowania podziemnego magazynu gazu, wybudowania dwóch ośrodków zgrupowania odwiertów magazynowych oraz wybudowania niezbędnej in-

frastruktury gazociągów przesyłowych. Termin zakończenia rozbudowy magazynu do pojemności 330 mln m³ planowany jest w 2011 r.

e) PMG Daszewo

- rodzaj inwestycji: budowa podziemnego magazynu gazu. Przedmiotem inwestycji pn. „Budowa PMG Daszewo” była budowa podziemnego magazynu gazu zaazotowanego Ls o pojemności czynnej do 30 mln m³. Magazyn gazu powstał z przekształcenia istniejącej kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Daszewo. Zakres inwestycji obejmował budowę części napowierzchniowej PMG Daszewo wraz z infrastrukturą przyłączeniową. Realizowana inwestycja PMG Daszewo została zakończona w 2009 r.

f) PMG Bonikowo

- rodzaj inwestycji: budowa podziemnego magazynu gazu. Przedmiotem inwestycji pn. „Budowa PMG Bonikowo” jest budowa podziemnego magazynu gazu zaazotowanego Lw o pojemności czynnej do 200 mln m³. Magazyn gazu powstał z przekształcenia istniejącej kopalni gazu ziemnego. Zakres zadania inwestycyjnego obejmował budowę części napowierzchniowej PMG Bonikowo, wykonanie odwiertów, wykonanie gazocięgu z węzła rozdzielczego Kościan oraz dodatkowych prac budowlanych. Realizowana inwestycja PMG Bonikowo została zakończona w 2010 r.

Tabela 5.10. Charakterystyka rozbudowywanych i budowanych magazynów gazu.

Nazwa magazynu	Rodzaj inwestycji	Pojemność czynna	Pojemność docelowe	Termin realizacji
Magazyny gazu wysokometanowego				
Wierzchowice	Rozbudowa	575	1200	2011
Strachocina	Rozbudowa	150	330	2011
Mogilno	Rozbudowa	370	840	2020
Kosakowo	Budowa	-	250	2020
Magazyny gazu zaazotowanego				
Bonikowo	Zakończono	200	200	2010
Maszewo	Zakończono	30	30	2009

* Dane liczbowe podano dla warunków normalnych tj. gazu suchego o wilgotności ułamka molowego pary wodnej < 0,001, temp=0°C i ciśnieniu 101,325 kPa.

Standardy bezpieczeństwa dostaw

Bezpieczeństwo dostaw gazu w Polsce w 2010 r. realizowane było zgodnie z wymogami dyrektywy 2004/67/WE oraz z uwzględnieniem przepisów krajowych, tj. ustawy o utrzymywaniu zapasów gazu ziemnego i zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw³¹⁾ (dalej: ustawa) oraz rozporządzeń wykonawczych, m.in. rozporządzenia o ograniczeniach.

Funkcjonująca od 2007 r. ustawa zapewnia normatywne podstawy do opracowywania co roku systemu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Zgodnie z ustawą obowiązywały następujące mechanizmy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu:

1. Przedsiębiorstwa obrotu gazem z zagranicą oraz dokonujący przywozu gazu ziemnego zobowiązani byli do utrzymywania zapasów paliwa gazowego na terytorium Polski:

- od 1 października 2009 r. do 30 września 2010 r. – co najmniej 15 dniom,
- od 1 października 2010 r. do 30 września 2012 r. – co najmniej 20 dniom

Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, które umożliwi podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw tego gazu na rynek.

Wielkość zapasów weryfikowana była przez Prezesa URE w oparciu o prognozę przywozu gazu na 2010 rok.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność w zakresie obrotu gazem oraz podmioty zlecające usługę przesyłową zobowiązane były do przygotowania odpowiednich procedur na wypadek zagrożeń w ciągłości dostaw.

³¹⁾ Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym – z 16 lutego 2007 r. (Dz. U. z 2007 r. Nr 53, poz. 343).

3. Operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych byli zobowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego określających maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, dla poszczególnych stopni zasilania³²⁾. Wprowadzanie planów ograniczeń z jednoczesnym uruchamianiem zapasów obowiązkowych gazu odbywa się na wniosek ministra właściwego ds. gospodarki.

4. W przypadku, kiedy działania podjęte przez operatora byłyby niewystarczające i nadal zagrażałyby bezpieczeństwu dostaw gazu ziemnego, operator zobowiązany byłby do zawiadomienia Ministra Gospodarki, który mógłby wystąpić do Rady Ministrów o podjęcie działań polegających na zawiadomieniu Przewodniczącego Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu³³⁾.

5. Prezes URE przeprowadza kontrolę przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność obrotu i przywozu gazu z zagranicy oraz magazynowania gazu, w zakresie wykonywania obowiązków utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu.

W 2010 r. działanie ww. mechanizmów odbywało się w następujący sposób:

1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem oraz przywozem gazu ziemnego z zagranicy a także magazynowaniem paliwa gazowego miały obowiązek wystąpienia do Prezesa URE o wydanie decyzji w sprawie wielkości obowiązkowych zapasów paliw na 2010 r. Prezes URE ustalał wielkość zapasów na podstawie wielkości przywozu paliwa gazowego w określonym ustawowo okresie. W 2010 r. ustalony w drodze decyzji przez Prezesa URE zapas obowiązkowych gazu utrzymywany był przez PGNiG SA w ilości zgodnej z zapisami ustawy o zapasach. Pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych nie musiały ich utrzymywać z uwagi na fakt, że nie rozpoczęły działalności w zakresie obrotu gazu ziemnego z zagranicą lub skorzystały ze zwolnienia z tego obowiązku na podstawie decyzji wydanej przez Ministra Gospodarki.

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

W pierwszym przypadku wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego ustala samo przedsiębiorstwo na podstawie wielkości przywozu, w okresie od 1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku, która wynika ze – sporządzanych przez przedsiębiorstwo – sprawozdań statystycznych. Informację o ustalonych wielkościach zapasów przedsiębiorstwo przedkłada Prezesowi URE, do 15 maja danego roku, w celu jej weryfikacji (art. 25 ust. 3 powołanej ustawy z 16 lutego 2007 r.).

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

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

W 2010 r. Prezes URE na mocy wskazanej w ustawie z 16 lutego 2007 r. wydał jedną decyzję, którą zaakceptował ustaloną przez PGNiG wielkość zapasów, które to przedsiębiorstwo obowiązane jest utrzymywać w okresie od 1 października 2010 r. do 30 września 2011 r.

3. 15 stycznia 2010 r. Minister Gospodarki, na wniosek operatora systemu przesyłowego Gaz-System SA, podjął decyzję o udzieleniu zgody na uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zgodnie z art. 26 ust. 1 i 2 ustawy o zapasach. Zgodnie z tą decyzją wielkość zapasów obowiązkowych wynosiła 413,3 mln m³, a gromadzone one były w trzech podziemnych magazynach gazu: Wierzchowice, Husów, Mogilno.

4. Prezes URE przeprowadził dwie kontrole w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw wg stanu na dzień 31 maja i 30 września 2010 r. Przeprowadzone kontrole wykazały, że wszystkie zobowiązane do ich utrzymywania podmioty utrzymywały zapasy w odpowiedniej wielkości.

5. Stosownie do zapisów ustawy o zapasach, podmioty obowiązane są do sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, informując odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stop-

³²⁾ Prezes URE, decyzjami w 2010 r., zatwierdził plan wprowadzania ograniczeń przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System oraz odpowiednie plany przedstawione przez sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych..

³³⁾ Grupa Koordynacyjna ds. Gazu została stworzona w celu ułatwienia koordynacji działań na poziomie unijnym środków stosowanych w czasie znaczących zakłóceń w dostawach.

niach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

W 2010 r. Prezes URE, decyzjami wydanymi w okresie 26 listopada – 23 grudnia 2010 r. zatwierdził plan wprowadzania ograniczeń przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego gazowego Gaz-System SA oraz odpowiednie plany przedstawione przez sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Zatwierdzone przez Prezesa URE plany ograniczeń mogą być zmieniane na wniosek danego operatora, w okresie ich obowiązywania. W 2010 r. w przypadku dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych Prezes URE wydał decyzje zmieniające decyzje Prezesa URE z 2009 r. o zatwierdzeniu planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, przedstawionych przez tych operatorów. Powyższe zmiany zostały dokonane w związku ze zmianami umów zawartych z odbiorcami przyłączonymi do sieci tychże operatorów, a co za tym idzie, zmianami maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania.

Zachęty do podejmowania nowych inwestycji

Regulacje krajowe przewidują zestaw działań (zachęt) dla podejmowania nowych inwestycji. U-Pe zawiera mechanizm pozwalający Prezesowi URE na zwolnienie przedsiębiorstw z obowiązków świadczenia usług na zasadach TPA oraz przedkładania taryf do zatwierdzenia, gdy świadczenie tych usług będzie się odbywać z wykorzystaniem elementów systemu gazowego lub instalacji gazowych, których budowa nie została ukończona do 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu. W 2010 r. żadne przedsiębiorstwo nie złożyło wniosku o takie zwolnienie.

Ponadto katalog zachęt do podejmowania nowych inwestycji obejmował takie pozycje jak:

1. Współfinansowanie inwestycji funduszami pomocowymi pochodzącymi z Unii Europejskiej. Sektor gazu objęty został dwoma priorytetami: IX –Infrastruktura energetyczne przyjazna środowisku i efektywność energetyczna oraz X – Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii. W ramach tych dwu priorytetów sektor wykorzystał w 2010 r. łącznie 22,4 mln euro.
2. Pokrywanie kosztów uzasadnionych w ramach budowy, rozbudowy bądź modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%. W 2010 r. przedsiębiorstwo PGNiG otrzymało w taryfie stopę zwrotu z kapitału na poziomie 9%.
3. Pokrywanie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność. W 2010 r. stopa zwrotu z kapitału dla operatora systemu przesyłowego wyniosła 9% a przeciętna stopa zwrotu dla 6 operatorów dystrybucyjnych wyniosła 8,6%.
4. Eliminacja barier prawnych przy realizacji energetycznych inwestycji liniowych. Ułatwienie dotyczące realizacji energetycznych inwestycji ma bezpośrednie przełożenie na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa, poprawę jakości świadczonych usług w zakresie dostaw m.in.. gazu ziemnego odbiorcom końcowym oraz szybsze wydatkowanie środków UE.
5. Nowelizacja w 2010 r. ustawy z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Ustawa określa zasady przygotowania realizacji i finansowania inwestycji w zakresie terminalu wymaganych ze względu na istotny interes bezpieczeństwa państwa oraz inwestycji towarzyszących, natomiast jej nowela rozszerza i usprawnia proces realizacji inwestycji poprzez dodanie zapisów uwzględniających budowę gazociągów wraz infrastruktury niezbędnej do obsługi terminalu.

Regulacje krajowe dotyczące tzw. „nowej infrastruktury”

Regulacje dotyczące nowej infrastruktury zostały zawarte w art. 4i u-Pe. Zgodnie z zapisami tego artykułu Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo z zasady TPA dla określonej infrastruktury lub zwolnić z przedkładania taryf do zatwierdzenia w sytuacji, gdy świadczenie tych usług będzie się odbywać z wykorzystaniem tzw. „nowej infrastruktury”, tj. elementów systemu gazowego lub instalacji gazowych, których budowa nie została zakończona do 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu.

Prezes URE udziela takiego zwolnienia, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- nowa infrastruktura ma wpływ na zwiększenie konkurencyjności w zakresie dostarczania paliw gazowych oraz bezpieczeństwa ich dostaw,
- ze względu na ryzyko związane z budową tej infrastruktury, bez zwolnienia budowa ta nie byłaby podjęta,
- nowa infrastruktura jest/będzie własnością podmiotu niezależnego, przynajmniej pod względem formy prawnej, od operatora systemu gazowego, w którym to systemie nowa infrastruktura została/zostanie wybudowana,
- na użytkowników nowej infrastruktury są nałożone opłaty za korzystanie z tej infrastruktury,
- zwolnienie nie spowoduje pogorszenia warunków konkurencji i efektywności funkcjonowania rynku paliw gazowych lub systemu gazowego, w którym nowa infrastruktura została/zostanie wybudowana.

Projekty infrastrukturalne w ramach transeuropejskich sieci energetycznych (Decyzja 1364/2006/WE)

Projektem infrastrukturalnym ujętym w Aneksie nr 1 do Decyzji 1364/2006/WE jako „będącym w interesie Europy”, jest Terminal LNG w Świnoujściu, do odbioru skroplonego gazu ziemnego drogą morską. Planuje się, że budowa terminalu LNG zostanie ukończona w 2014 r. Zdolność odbioru terminalu ma wynosić 5-7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Relacje z państwami „trzecimi” producentami i eksporterami gazu

Relacje Polski z państwami trzecimi w zakresie rynku gazu można podzielić na dwie kategorie:

1. Relacje o charakterze technicznym polegające na współpracy operatorów systemów przesyłowych.

Operator Systemu Przesyłowego Gaz-System SA, w ramach funkcjonowania spółki współpracował z operatorami krajów ościennych. Współpraca operatorska dotyczy zarządzania systemami przesyłowymi w obszarach przygranicznych oraz obiektami infrastrukturalnymi będącymi punktami połączeń tych systemów. OSP posiada zawarte formalne porozumienia o współpracy między operatorskiej z Ukrtransgaz NAK Naftogaz Ukrainy, OAO Bieltransgaz na Białorus oraz ONTRAS-VNG Gastransport GmbH. Porozumienia te dotyczą współpracy dyspozytorskiej w zakresie kontroli nad przepływami gazu w punktach granicznych Drozdowicze (Ukraina), Wysokoje Tietierowka (Białoruś) oraz Lasów, Gubin i Kamminke (Niemcy). Jednocześnie zawarte porozumienia określają warunki techniczne dotyczące stacji granicznych, na których odbywa się pomiar ilości i jakości gazu oraz sposoby i procedury wymiany informacji między operatorami, a także zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych. Utrzymywane były również kontakty w zakresie możliwości zwiększenia zdolności przesyłowej na punktach granicznych m.in. Lasów. Ponadto, na poziomie regulatorów, w ramach Regionalnego Komitetu Koordynacyjnego dla Regionalnej Inicjatywy Gazowej rynku południowego-południowo wschodniego prowadzone były rozmowy dotyczące połączenia międzysystemowego z Czechami w rejonie Cieszyna, którym mógłby być dostarczany do Polski gaz ziemny o wolumenie ok. 0.5 mld m³ rocznie oraz rozbudowywanego połączenia z Niemcami w Lasowie, które zdolność przesyłowa osiągnie wartość 1,5 mld m³ na rok.

2. Relacje o charakterze handlowym polegające na obrocie paliwem gazowym.

- 29 października 2010 r. PGNiG SA i Gazprom export zawarły aneks do kontraktu Jamalskiego, zwłaszcza w zakresie zwiększenia wielkości rocznych dostaw gazu do Polski od 2010 do 2020. Zawarcie aneksu pozwala na stabilizację dostaw gazu do Polski również dzięki posiadaniu kontraktu zawartego bezpośrednio od producenta. Jednocześnie zwiększenie wolumenu dostaw nie będzie miało negatywnego wpływu na prowadzone projekty dywersyfikacyjne.
- Ponadto, mając na uwadze relacje z przedsiębiorstwami eksportującymi gaz do Polski, odnotowania wymaga fakt wejścia w życie na Ukrainie „ustawy z dnia 8 lipca 2010 r. o zasadach funkcjonowania rynku gazu ziemnego” określające prawne, ekonomiczne i organizacyjne zasady funkcjonowania rynku gazu ziemnego na Ukrainie, co skutkowało wstrzymaniem 1 września 2010 r. dostaw przez NAK Naftogaz. W wyniku podjętych przez PGNiG działań oraz dwustronnych ustaleń dostawy zostały wznowione 28 września 2010 r. Jednocześnie strona ukraińska poinformowała, że w związku z nowoprzjętą ustawą realizacja umowy na dostawy gazu do Polski wykonywana będzie jedynie do

końca 2010 r. 20 grudnia operator ukraiński poinformował o wstrzymaniu dostaw na punkcie granicznym w Hrubieszowie argumentując swoje działania zmianą przepisów wewnętrznych na Ukrainie, zgodnie z którymi cała ilość gazu ziemnego pochodząca z wydobycia krajowego jest kierowana wyłącznie na pokrycie potrzeb Ukrainy, co według strony ukraińskiej uniemożliwia realizację dostaw do Polski. Pomimo wstrzymania dostaw z kierunku ukraińskiego, wszyscy odbiorcy gazu w rejonie Hrubieszowa mieli zapewnione dostawy surowca pochodzące ze zgromadzonych zapasów gazu oraz przesyłane z krajowego systemu przesyłowego.

PGNiG SA zaangażowane było również w działalność poszukiwawczo-wydobywczą na Norweskim Szelfie Kontynentalnym – w Norwegii oraz Danii. W 2010 r. kontynuowano prace sejsmiczne, których rezultaty pozwoliły na przeprowadzenie wierceń poszukiwawczych. Ponadto, prowadzone były działania poszukiwawczo-wydobywcze w Libii, Algierii, Pakistanie i Egipcie o dużym stopniu zaawansowania i pozwalające, po analizie danych, na pozytywne decyzje dotyczące dalszych odwiertów.

Wnioski

Analiza poszczególnych działań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw gazu prowadzonych w 2010 r. prowadzi do następujących konkluzji:

1. Sprawność systemu gazowego nie budziła zastrzeżeń, a podmioty odpowiedzialne za dostawy gazu wypełniały nałożone na nie prawem obowiązki. Jedynym odstępstwem było niewypełnienie przez operatora systemu przesyłowego obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRIESP), co skutkowało nałożeniem na przedsiębiorstwo kary pieniężnej³⁴⁾.

Ponadto, przedsiębiorstwa energetyczne odpowiedzialne za dostawy gazu prowadziły prace modernizacyjne i inwestycyjne w celu usprawniania pracy systemu oraz zapewnienia nowych dróg dostaw (budowa terminalu LNG do odbioru drogą morską skroplonego gazu ziemnego, rozbudowa systemu przesyłowego na północy Polski, budowa gazociągu łączącego polski i czeski system gazowy w ramach procedury udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia, rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu).

Kontynuowane w 2010 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie, jednakże z uwagi na długość cyklu inwestycyjnego, nie zakończono prac mających na celu zapewnienie dostaw z nowych kierunków (ewentualne rezultaty będą odczuwalne w przyszłości). Tym samym, nie występowała realna możliwość nabywania z kierunku wschodniego gazu ziemnego od dostawców innych niż Gazprom.

2. Zmiany legislacyjne jakie miały miejsce w 2010 r. zarówno w prawodawstwie krajowym jak i wspólnotowym były korzystne dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. Zmiany te dotyczyły funkcjonowania całego sektora gazowego, w szczególności bezpieczeństwa dostaw, w tym mechanizmów i procedur kryzysowych oraz zakresu dotyczącego wspierania inwestycji infrastrukturalnych, jak i polityki Polski i innych państw europejskich oraz Komisji Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto, niezwykle istotny wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw miały takie czynniki, jak: zapotrzebowanie rynku na paliwa gazowe, stopień dywersyfikacji i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski, stan techniczny i funkcjonalność systemu: przesyłowego, magazynowego i systemów dystrybucyjnych oraz stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim. Nie bez znaczenia jest także potencjał wydobycia krajowego, którego wzrost w kontekście prowadzonych prac poszukiwawczych gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych może stanowić o bezpieczeństwie energetycznym państwa na kolejne dziesięciolecia.

3. Nadanie Prezesowi URE na mocy u-Pe (nowelizacja weszła w życie 11 marca 2010 r.), uprawnień do wyznaczania z urzędu, na czas określony operatora systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych oraz systemu skraplania gazu ziemnego. Dotychczas Prezes URE

³⁴⁾ W 2010 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z niewypełnieniem obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRIESP) przez zobowiązanego operatora sieci przesyłowej. Stwierdzono niedopełnienie obowiązku, o którym mowa w art. 9g ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, przedłożenia w terminie wyznaczonym przez art. 14 ust. 1 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21 poz. 104) instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, w której na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1b w związku z art. 56 ust. 2, ust. 3 i ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne orzeczono karę pieniężną w wysokości 249 797,63 zł.

mógł wyznaczyć na mocy ustawy operatora, jedynie na wniosek przedsiębiorstwa. Dokonane nowelą zmiany legislacyjne dostosowały prawo polskie do wymogów unijnych, jednocześnie umożliwiły wyznaczenie operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa. Powyższe umożliwiło wyznaczenie przez Prezesa URE 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System SA operatorem gazowego systemu przesyłowego na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r.

4. Usunięcie bariery wejścia na rynek nowych sprzedawców wynikających z ustawy o zapasach, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw.

W 2010 r. trwały (i były kontynuowane w roku 2011) prace nad nowelizacją ustawy z dnia 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, mające na celu stworzenie warunków dla zwiększenia stopnia konkurencji na krajowym rynku gazu oraz dostosowanie przepisów ustawy do prawa Wspólnotowego przy zachowaniu wysokiego stopnia bezpieczeństwa. Istotnymi dla funkcjonowania konkurencyjnego rynku gazu propozycjami były zapisy dotyczące:

- dopuszczenie możliwości utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza granicami kraju;
- ograniczenie obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego wyłącznie do przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu dalszej jego odsprzedaży odbiorcom na terenie Rzeczypospolitej Polskiej;
- zwiększenie do 100 mln m³ rocznie wysokości limitu przywozu gazu ziemnego uprawniającego do ubiegania się o uzyskanie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego;
- umożliwienie ubiegania się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego także podmiotom, które dopiero planują rozpoczęcie działalności na rynku polskim.

Ponadto, działania ukierunkowane na usuwanie barier wejścia na rynek nowych sprzedawców znalazły odzwierciedlenie w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego, które uchyliło obowiązujące dotychczas rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczególnych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci, które nie spełniało wymogów regulacyjnych w zakresie funkcjonowania krajowego rynku gazu. Spośród najważniejszych zapisów rozporządzenia należy wskazać te, które nakazują uwzględniać zasadę pierwszeństwa przy oferowaniu pojemności magazynowych podmiotom zobowiązanym do utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego.

Ponadto, wprowadzone przepisy dotyczyły także nieuregulowanej dotychczas kwestii efektywnej współpracy różnych właścicieli poszczególnych elementów infrastruktury gazowej. Stanowią one, że usługi przesyłania i dystrybucji mają być świadczone w sposób umożliwiający korzystanie z usług magazynowania i regazyfikacji, co pozwoli na zapobieganie sytuacjom, w której dostęp do magazynów bądź terminala LNG jest blokowany z powodu braku możliwości przesłania gazu.

Należy nadmienić, że uczestnicy zespołu powołanego do opracowania projektu rozporządzenia stwierdzili, że wdrożenie wielu mechanizmów istotnych dla rozwoju konkurencji i poprawy bezpieczeństwa dostaw gazu wymaga aktu rangi ustawowej (m.in. punkt wirtualny sprzedaży gazu). Wprowadzenie do legislacji rozwiązania jakim jest wirtualny punkt sprzedaży gazu pozwoliłoby na upłynnienie przepływów fizycznych gazu, a także wejście nowych podmiotów na rynek gazu, co miałoby wpływ na poprawę bezpieczeństwa dostaw.

5. Wejście w życie 2 grudnia 2010 r. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2010/WE z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające dyrektywę Rady 2004/67/WE, które zawiera rozwiązania służące zapewnieniu bezpieczeństwu dostaw gazu, których wprowadzenie nie pozostaje bez wpływu na działalność poszczególnych przedsiębiorców, w tym zwłaszcza na OGP Gaz-System SA oraz PGNiG SA.

6. Niewystarczające mechanizmy współpracy z krajami sąsiadującymi z Polską, nie będącymi członkami UE sprawiają, że dostawy surowca są obarczone pewnym ryzykiem, a poziom bezpieczeństwa jest niższy. Sytuacja taka dotyczy zarówno Białorusi, jak i Ukrainy. Utrudnia to pełniejsze wykorzystanie zdolności przesyłowych na połączeniach sieci Gaz-Systemu z sieciami operatorów białoruskiego i ukraińskiego, tym samym przekładając się na trudności w zabezpieczeniu dostaw gazu z kierunku wschodniego.

7. Zawarcie 29 października 2010 r. polsko-rosyjskiego porozumienia ws. dostaw gazu ziemnego do Polski oraz podpisanie przez PGNiG SA oraz Gazprom Export aneksu do kontraktu jamalskiego z 25 września 1996 r. W tym kontekście, pozytywnie należy ocenić zniesienie klauzuli reeks-

portu gazu ziemnego, umożliwiającej Polsce sprzedaż gazu i swobodny handel tym surowcem na terenie Unii Europejskiej. Ponadto, strony umowy wyraziły wolę podpisania kontraktu umożliwiającego utrzymanie tranzytu gazu ziemnego przez terytorium Polski do 2045 r.

Jednak zniesienie klauzuli reeksportu może nie mieć praktycznego znaczenia. Wydaje się, że przedsiębiorstwa zachodnie, pomimo braku takich klauzul nie odsprzedawały w 2010 roku gazu PGNiG SA, obawiając się najprawdopodobniej pogorszenia relacji handlowych z Gazpromem. Pokazuje to potrzebę wdrażania rozwiązań obszaru *market coupling*, gdzie transakcje realizowane są poprzez platformy handlowe i gdzie występuje anonimizacja transakcyjna (anonimowość stron transakcji), co równoznaczne jest z odejściem od kontraktów bilateralnych.

Ponadto, w 2010 r. okazało się, że pozycja negocjacyjna Polski nie pozwala na wypracowanie w pełni satysfakcjonujących warunków cenowych od dostawców zewnętrznych, a pomimo posiadania własnych zasobów gazu ziemnego, cena gazu oferowanego odbiorcom końcowych jest na relatywnie wysokim poziomie. Ta sytuacja ukazała zasadność postulatów prowadzenia wspólnych negocjacji w ramach Unii Europejskiej z dużymi dostawcami. Jednocześnie, analiza cen uzyskiwanych przez przedsiębiorstwa zagraniczne w centrach wymiany handlowej gazu (huby) świadczy o tym, że uzyskanie korzystniejszych warunków cenowych jest możliwe. W związku z powyższym należy wziąć pod uwagę umożliwienie dostępu przedsiębiorstwom polskim do takich rynków.

8. W ocenie Regulatora prowadzone w 2010 r. w Polsce prace (budowa Terminala LNG w Świnoujściu, połączenia międzysystemowe z Czechami w rejonie Cieszyna oraz rozbudowa zdolności przesyłowych połączenia z Niemcami w Lasowie) pozwalają w nieodległej perspektywie czasowej na zakończenie kluczowych dla bezpieczeństwa dostaw gazu inwestycji. Jednocześnie, dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego pozwoli na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu tego surowca. Ponadto, inicjatywy podejmowane przez podmioty odpowiedzialne za rozbudowę infrastruktury gazowej, z wykorzystaniem dostępnych procedur np. Open Season należy ocenić pozytywnie z punktu widzenia niedyskryminacyjnych zasad udostępniania przepustowości, a także ekonomiki i optymalizacji efektywności realizowanych projektów inwestycyjnych. Przyjęta przez przedsiębiorstwa gazownicze forma pozyskiwania informacji rynkowej na temat zapotrzebowania na zdolności przesyłowe wydaje się satysfakcjonująca i będzie stosowana w kolejnych projektach inwestycyjnych.

6. ZAGADNIENIA Z ZAKRESU USŁUG O CHARAKTERZE UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ [ART. 3(9) DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I ART. 3(6) DLA GAZU]

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

System świadectw pochodzenia

Fakt pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest potwierdzany przez Prezesa URE wydawanymi świadectwami pochodzenia energii elektrycznej. System wydawania (a następnie umarzania) świadectw pochodzenia energii elektrycznej w pełni funkcjonuje od początku 2005 r. (art. 9a i 9e u-Pe) i jest regulacją, umożliwiającą znakowanie energii elektrycznej z OZE z podziałem na technologie wytwarzania: biogaz, biomasa, wiatrowe, wodne i kogeneracja. Świadectwa pochodzenia wydawane są przez Prezesa URE na podstawie wniosku wytwórcy (posiadacza koncesji), potwierdzonego przez operatora systemu elektroenergetycznego w zakresie wielkości produkcji za dany okres.

Ilość wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, potwierdzona wydanymi świadectwami pochodzenia za lata 2009-2010 została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela 6.1. Produkcja energii elektrycznej oraz świadectwa pochodzenia w latach 2009 – 2010 (wg stanu na dzień 6 maja 2011 r.)

Rodzaj OZE	Rok 2009	Rok 2010
	Ilość energii [MWh]	Ilość energii [MWh]
Elektrownie na biogaz	295 311,766	364 090,474
Elektrownie na biomasę	601 088,244	635 634,844
Elektrownie wiatrowe	1 035 019,729	1 819 653,862
Elektrownie wodne	2 375 778,805	2 920 555,895
Współspalanie	4 286 588,172*	5 148 833,652*
łącznie	8 593 786,716 (8 533 SP)	10 888 768,73 (10317 SP)

* W tym elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego.

W systemie polskim funkcjonują trzy rodzaje świadectw pochodzenia poświadczające wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji:

- 1) świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w jednostkach opalanych paliwami gazowymi lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW (tzw. certyfikaty „żółte”),
- 2) świadectwa energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych (tzw. certyfikaty „czarne”),
- 3) świadectwa pochodzenia dla jednostek kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (certyfikaty „fioletowe”).

W poniższej tabeli przedstawiono produkcję energii elektrycznej w kogeneracji, potwierdzoną wydanymi świadectwami pochodzenia z kogeneracji, za lata 2009-2010.

Tabela 6.2. Produkcja energii elektrycznej w kogeneracji, w latach 2007-2010, wg stanu na 6 maja 2011 r.

Rodzaj jednostki kogeneracji	Rok 2009	Rok 2010
	Ilość energii [MWh]	
„Żółte”	3 069 811,55	3 029 330,71
„Czerwone”	21 149 913,97	22 364 868,60
„Fioletowe”	-	101 577,16

Wytwórcy, którzy uzyskali świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji mogą odsprzedać je za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii SA podmiotom zobowiązanym, zyskując w ten sposób dodatkowy przychód z działalności polegającej na wytwarzaniu energii.

System wsparcia OZE i CHP jest „domknięty” przez zapisy ustawy umożliwiające wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorstwom, które nie wypełniły obowiązku umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub wniesienia opłaty zastępczej został nałożony na przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych.

W celu wypełnienia obowiązku przedsiębiorstwa zobowiązane mogą:

- umorzyć odpowiednie świadectwa pochodzenia,
- uiścić opłatę zastępczą na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, która przeznaczona powinna być na wspieranie odnawialnych źródeł energii i źródeł kogeneracyjnych znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z ustawą, do zadań Prezesa URE należy kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne ww. obowiązków. Jest ona przeprowadzana po zakończeniu każdego roku kalendarzowego (po 31 marca).

Implementacja kryteriów Aneksu A dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE

Implementacja kryteriów Aneksu A dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE nastąpiła w 2005 r. ustawą z 4 marca 2005 r. o zmianie u-Pe oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 62, poz. 552). Należy podkreślić, iż większość z kryteriów zamieszczonych w tych Aneksach została wprowadzona jako rozwiązania rangi ustawowej. Niemniej jednak szczegółowość tych kryteriów spowodowała konieczność wprowadzenia części rozwiązań w Rozporządzeniach. Szczegółowa implementacja kryteriów w zakresie rynku elektroenergetycznego nastąpiła w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, gdzie zostały wprowadzone m.in. regulacje dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz sposobu załatwiania reklamacji.

W treści Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (notyfikowanego Komisji Europejskiej 1 lutego 2010 r.), znalazły się również przepisy implementujące omawiane kryteria, w tym również dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz sposobu załatwiania reklamacji.

Ponadto Ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie u-Pe oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) weszła w życie w przeważającej części 11 marca 2010 r. Wprowadziła ona uprawnienie odbiorcy do zmiany sprzedawcy bez ponoszenia dodatkowych kosztów innych niż wynikające z treści umowy. Ponadto zobowiązano sprzedawców paliw gazowych dokonujących sprzedaży tych paliw odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej oraz sprzedawców energii dokonujących jej sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej do zamieszczania na stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii oraz warunkach ich stosowania.

Ochrona odbiorcy „wrażliwego społecznie”

Kwestie ochrony odbiorcy „wrażliwego społecznie” nie zostały jeszcze rozstrzygnięte ustawowo, mimo że wzrost cen energii elektrycznej i gazu staje się problemem społecznym, generującym ubóstwo, w tym ubóstwo energetyczne. W okresie transformacji rynków energii, w tym postępujących procesów liberalizacji nowe dyrektywy energetyczne w szczególności podkreślają konieczność wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku w celu wyrównania jego szans, a w szczególności konieczność wprowadzenia w ramach polityki społecznej programu ochrony odbiorcy wrażliwego, zagrożonego ubóstwem energetycznym. Postulat ten wskazany został w działaniu 5.5 Programu Działań Wykonawczych 2009-2012 do Polityki energetycznej Polski do 2030 r. przyjętej 20 listopada 2009 r. W dokumencie tym za przygotowanie i wdrożenie odpowiedniego rozwiązania w ramach krajowego systemu pomocy społecznej dla najsłabszych ekonomicznie grup odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych wskazano Ministra Gospodarki oraz Ministra Pracy i Polityki Społecznej, bez nadania roli Prezesowi URE w tym zakresie.

W grudniu 2009 r. Minister Gospodarki przekazał do Komitetu Rady Ministrów projekt „Założeń do aktów wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej”. Jest on wynikiem prac Grupy roboczej do opracowania projektu rozwiązania prawnego dotyczącego ochrony wrażliwych odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej w ramach krajowego systemu pomocy społecznej. W skład grupy wszedł także przedstawiciel Prezesa URE. W 2010 r. nadal toczyły się prace nad projektem założeń z uwagi na fakt, że koncepcja wzbudzała liczne kontrowersje w zakresie przyjętych w niej rozwiązań dotyczących systemu wsparcia. W lutym 2010 r. Minister Gospodarki ponownie przekazał do Komitetu Rady Ministrów projekt „Założeń do aktów wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej”. Projekt ten zawierał nową (całkiem odmienną od tej wypracowanej w Grupie roboczej) koncepcję wprowadzającą ryczałt w płatności za energię elektryczną oraz związany z nim system rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych, polegający na udzielaniu im dotacji przedmiotowych. 11 maja 2010 r. projekt założeń został przyjęty przez Radę Ministrów. W konsekwencji w październiku 2010 r. przygotowany został projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, będący wykonaniem „Założeń do aktów prawnych wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej”. Prezes URE zgłaszał uwagi do samych założeń systemu wsparcia odbiorców wrażliwych, jak i do projektu ustawy, konsekwentnie wyrażając pogląd, że zgodnie z brzmieniem dyrektyw, ochrona tych odbiorców powinna być elementem systemu pomocy społecznej a zaangażowanie w ten system przedsiębiorstw energetycznych ocenił za zbyt duże utrudnienie, zdecydowanie obniżające efektywność tego systemu. System wsparcia odbiorców wrażliwych jeszcze nie funkcjonuje.

Niezależnie od powyższego warto podkreślić, że Prezes URE w 2010 r. podejmował działania na rzecz rozpowszechnienia tematu odbiorcy wrażliwego społecznie w ramach działalności edukacyjno-informacyjnej prowadzonej przez Oddziały Terenowe URE oraz powołanych w URE zespołów.

Sprzedawcy z urzędu – obowiązki, sposób wyboru

Od 1 lipca 2007 r. na rynku energii elektrycznej pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wyłącznie dystrybucją energii elektrycznej, wyodrębnione z czternastu największych spółek zasiedziały zajmujących się dotychczas dystrybucją i obrotem energią. Prezes URE decyzjami administracyjnymi wyznaczył ich operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD)³⁵. W wyniku tych zmian na rynku energii elektrycznej rozpoczęli działalność sprzedawcy będący stroną umów kompleksowych. Pełnią oni aktualnie funkcję sprzedawców z urzędu wobec odbiorców komunalno-bytowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku działają także inni sprzedawcy, nie pochodzący ze struktur zakładów energetycznych. Ok. 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące usługi sprzedaży i usługi dystrybucyjne.

Zgodnie z u-Pe sprzedawca z urzędu wybierany jest w drodze przetargu. Do czasu ogłoszenia przetargu funkcję tę pełnią sprzedawcy „zasiedziali”. W 2010 r. nie odbył się żaden przetarg.

³⁵⁾ Ilość OSD wydzielonych prawnie zmalała z 14 do 7, w związku z konsolidacją poziomą obszaru dystrybucji energii elektrycznej w grupie kapitałowej PGE, która miała miejsce w 2010 r.

Odbiorcy energii posiadają zawarte ze sprzedawcami z urzędu tzw. umowy kompleksowe, które zawierają postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. Sprzedawca z urzędu zobowiązany jest ponadto do zapewnienie 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.

Ilość odłączeń odbiorców w roku 2010, w porównaniu z latami poprzednimi, została przedstawiona w tab. 6.3.

Tabela 6.3. Ilość odłączeń odbiorców

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

Źródło: URE.

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

Źródło: URE.

U-Pe reguluje kwestie odłączeń odbiorców w przypadku niepłacenia rachunków. Natomiast brak jest informacji i regulacji w zakresie odłączeń w okresie zimy.

Energia elektryczna

W 2008 r. zmienił się sposób stanowienia cen dla odbiorców końcowych, który był kontynuowany w latach 2009 r. i 2010 r., i trwa również w 2011 r. Obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej został utrzymany w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych „G”, przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Grupę tę stanowią głównie gospodarstwa domowe.

Poniższa tabela przedstawia wzrosty cen i stawek w zatwierdzonych taryfach na 2011 r.

	Wzrost ceny dystrybucji energii dla wszystkich grup odbiorców	Wzrost ceny dystrybucji energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych	Wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych	Łączny wzrost wysokości rachunku odbiorców w gospodarstwach domowych
	%	%	%	%
Średni wzrost w zatwierdzonych taryfach	3,5	3,5	7,7	5,7

Przedsiębiorstwa energetyczne wprowadzają w życie nowe taryfy od 14 do 45 dni od momentu ich publikacji przez Prezesa URE. Wszystkie decyzje taryfowe są publikowane w Biuletynach Branżowych dla Energii Elektrycznej. Zatwierdzone taryfy będą obowiązywać do końca 2011 r.

Zmiana zatwierdzonych cen lub stawek opłat może nastąpić na wniosek przedsiębiorstwa lub z urzędu w przypadku zmiany warunków zewnętrznych, które przekładają się na konieczność podwyższenia cen. Czynnikiem wpływającym na zmianę kosztów jest np. wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Tabela 6.4. Regulacja cen dla odbiorców końcowych w 2010 r.

Wyszczególnienie	Energia elektryczna		
	Najwięksi odbiorcy (wg ilości kupowanej energii)	Małe i średnie przedsiębiorstwa	Gospodarstwa domowe
Regulacja taryf obrót (T/N) ³⁶⁾	N	N	T
% odbiorców taryfowych (obróć)	-	-	100

Źródło: URE.

Nie ma uregulowań prawnych, które pozwalałyby na ewentualne rekompensowanie kosztów Sprzedawcy, zobowiązanemu do sprzedaży energii odbiorcom po cenach regulowanych.

Gaz

Rok 2010 nie przyniósł zmian w sektorze gazowym w zakresie regulacji w stosunku do 2009 r. Nadal podlegała jej zarówno działalność sieciowa związana z dostarczaniem paliw gazowych (przesyłanie i dystrybucja), jak i obrót tymi paliwami. Odnosiła się ona nie tylko do małych odbiorców (komunalno – bytowych), ale również do odbiorców dużych. Jednym i drugim bowiem gaz dostarczany był w ramach umów kompleksowych, przy czym ponad 90% sprzedaży dla odbiorców końcowych realizowana była przez jedno przedsiębiorstwo – PGNiG. Ponadto, pozostałe przedsiębiorstwa w przeważającej mierze również zaopatrują się w paliwa gazowe w PGNiG. Te okoliczności powodują brak konkurencji na rynku, która upoważniałaby Prezesa URE do zwolnienia tych przedsiębiorstw z taryfowania.

Ceny gazu wzrosły dwa razy w 2010 r. wraz z wprowadzeniem nowej taryfy PGNiG w życie z dniem 1 czerwca i 1 października. W ślad za zmianami tej taryfy zmieniały się również taryfy pozostałych przedsiębiorstw gazowniczych.

Z uwagi na liczbę obsługiwanych przez PGNiG odbiorców, w stosunku do wszystkich odbiorców gazu w Polsce, bez większego błędu przyjąć można średnie ceny gazu dla odbiorców tego przedsiębiorstwa jako równoważne średnim cenom gazu dla odbiorców w całym kraju. Poniżej przedstawiono dla gospodarstw domowych średnie ceny dostawy tego gazu (a więc uwzględniające nie tylko gaz jako towar, ale również koszty jego transportu sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi oraz koszty magazynowania).

³⁶⁾ Gdzie T oznacza „tak”, N – „nie”.

Symbol grupy taryfo- wej	średnia cena gazu GZ-50 w zł/m ³ w okresie:		
	1.01÷31.05.2010	1.06÷31.09.2010	1.10. ÷31.12.2010
W-1	2,3756	2,4497	2,5107
W-2	1,7841	1,8460	1,9070
W-3	1,5589	1,6145	1,6755

W-1 – zużycie roczne nie większe niż 300 m³,

W-2 – zużycie roczne większe niż 300 m³ i niewiększe niż 1 200 m³,

W-3 – zużycie roczne większe niż 1 200 m³ i niewiększe niż 8 000 m³.

Nie ma uregulowań prawnych, które pozwalałyby na ewentualne rekompensowanie kosztów Sprzedawcy, zobowiązanemu do sprzedaży energii odbiorcom po cenach regulowanych.

Prawo. Treść umów na dostawę energii elektrycznej i gazu zdeterminowana jest przepisami u-Pe oraz aktów wykonawczych do ustawy, tj. rozporządzeń, które precyzują tzw. elementy konieczne tego rodzaju kontraktów.

Pewne regulacje prawne zawiera w tym względzie ustawa z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, która przewiduje m.in. zakaz stosowania w podobnych umowach z osobami trzecimi uciążliwych lub niejednorodnych warunków umów, zakaz uzależniania zawarcia umowy od przyjęcia lub spełnienia przez drugą stronę innego świadczenia, niemającego rzeczowego ani zwyczajowego związku z przedmiotem umowy, narzucania przez przedsiębiorcę uciążliwych warunków umów, przynoszących mu nieuzasadnione korzyści, zakaz bezpośredniego lub pośredniego narzucania innych nieuczciwych postanowień umownych, w tym odległych terminów płatności lub innych warunków zakupu albo sprzedaży towarów. Kontrolę nad przejrzystością umów w tym zakresie sprawuje Prezes UOKiK. Naruszenie powyższych zakazów może zostać zakwalifikowane jako nadużycie pozycji dominującej na rynku. Ogólne przepisy o zobowiązaniach umownych, w tym wzorcach umownych umieszczone zostały także w Kodeksie cywilnym (od art. 384 do art. 396). Regulują one kwestie umów oraz wzorców umownych. Przepisy te przewidują m.in., iż postanowienia umowy zawieranej z konsumentem niezgodnione indywidualnie nie wiążą go, jeżeli kształtują jego prawa i obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy (niedozwolone postanowienia umowne). Nie dotyczy to postanowień określających główne świadczenia stron, jeżeli zostały sformułowane w sposób jednoznaczny. Sądem właściwym do rozstrzygania sporów w tym zakresie jest sąd powszechny.

Stosowanie prawa. Prawo energetyczne nie wyposażyło Prezesa URE w narzędzia kompetencyjne umożliwiające bezpośredni wpływ na treść umów na dostawę energii elektrycznej lub gazu np. przez zatwierdzanie wzorców tych umów, czy też zobowiązanie przedsiębiorstw energetycznych do wprowadzenia odpowiednich zapisów do umów, takich które nie wynikają z przepisów ustawy lecz są tzw. dobrą praktyką. W konsekwencji zasadą jest, że przedsiębiorstwo zobowiązane jest tylko do takich zachowań, jakie wynikają z przepisów prawa.

W jednostkowych sprawach spornych (art. 8 ust. 1 u-Pe), Prezes URE może kształtować umowę między przedsiębiorstwem energetycznym a konsumentem, zawsze jednak w granicach określonych we wniosku o rozstrzygnięcie sporu. Sformułowanie, w takich przypadkach, obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego odbywa się też w ramach u-Pe i rozporządzeń wykonawczych. Stosowanie zaś tzw. dobrej praktyki wymagałoby niekiedy wprowadzenia do umów zmian, których zakres wykracza poza uregulowania wynikające wprost z przepisów u-Pe. Należy więc przyjąć, że kryterium przejrzystości umów, mające na celu zapewnienie konsumentom odpowiedniej wiedzy co do wysokości cen, warunków i jakości świadczenia usług lub zmian tych warunków realizowane jest przez przedsiębiorstwa energetyczne z własnej woli, lub też pośrednio przez Prezesa URE – poprzez odpowiednie ukształtowanie taryf lub warunków koncesji.

Bezpośrednie inicjatywy Regulatora

1) W 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z UOKiK przygotował katalog niedozwolonych klauzul umownych w umowach zawieranych między odbiorcami energii elektrycznej i

gazu a przedsiębiorstwami energetycznymi. Katalog sporządzony został na podstawie rejestru niedozwolonych klauzul umownych, który prowadzony jest przez Prezesa UOKiK. 4 stycznia 2011 r. na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki opublikowany został katalog wraz z innymi wskazówkami i informacjami dla odbiorców energii elektrycznej i gazu w zakresie: możliwości składania pozwów do SOKiK – poza Prezesem UOKiK – przez miejskich (powiatowych) rzeczników konsumentów, a także organizacji pozarządowe oraz samych konsumentów; możliwości zwrócenia się do sądu powszechnego o uznanie danych postanowień za niewiążące, możliwości kwestionowania przed sądem powszechnym danych postanowień umownych w oparciu o przepisy zawarte w Kodeksie cywilnym. Ponadto na stronie internetowej URE dla odbiorców zamieszczony został wyciąg ze stosownych przepisów Kodeksu cywilnego.

2) W 2010 r. Prezes URE przygotował i opublikował na stronach internetowych urzędu dokumenty „Dobrych Praktyk Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” oraz „Dobrych Praktyk Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”.

Przygotowanie dokumentów odbyło się w ramach Projektu „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”. Realizowany przez Urząd Projekt sfinansowany został ze środków unijnych Transition Facility. Dokument fazy wykonawczej powstał w wyniku przeprowadzenia konsultacji społecznych z licznymi uczestnikami: rynku energii elektrycznej, gazu, branżowymi stowarzyszeniami i organizacjami konsumenckimi. W marcu 2010 r. wypracowane dokumenty zamknęły pierwszy etap prac. Drugi etap prac polegał na rozpoczęciu bezpośredniej współpracy z przedstawicielami towarzystw, zrzeszających i reprezentujących różne interesy poszczególnych branż. W okresie od kwietnia do sierpnia 2010 r. przeprowadzono szereg spotkań oraz uzgodnień. Dokument „Dobrych Praktyk sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” został uzgodniony z Towarzystwem Obrotu Energią oraz Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Dokumenty Dobrych Praktyk zostały rekomendowane przez Prezesa URE do wykorzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne przy opracowywaniu własnych Kodeksów Dobrych Praktyk. Dokumenty te powstały z myślą o wzmocnieniu pozycji odbiorców, regulując takie kwestie jak: wyczerpująca informacja o ofercie sprzedaży jeszcze przed podpisaniem umowy, przejrzystość umowy, właściwy tryb zawarcia umowy, jakość handlowej obsługi odbiorców, sposoby rozwiązywania reklamacji i sporów pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem, prawo do informacji o prawach konsumenckich dotyczących dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego, staranność i bezwzględna uczciwość wobec klienta w zakresie odczytu usługi układów pomiarowo-rozliczeniowych, prawo do bezpłatnej i zgodnej z procedurami zmiany sprzedawcy.

