

# **Raport Krajowy**

*Prezesa*

*Urzędu Regulacji Energetyki*

**2010**

Lipiec 2010



## Spis treści

<b>Wykaz skrótów używanych w tekście raportu .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Nota wprowadzająca .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego .....</b>	<b>9</b>
<b>3. Regulacja i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej .....</b>	<b>21</b>
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 .....	27
3.1.3. Efektywny <i>unbundling</i> .....	31
3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) i 23(1)(h)] .....	33
3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej .....	33
3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej .....	38
3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym .....	47
<b>4. Regulacja i funkcjonowanie rynku gazu ziemnego .....</b>	<b>57</b>
4.1. Zagadnienia regulacyjne [art. 25(1)] .....	57
4.1.1. Zarządzanie i alokacja zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania ograniczeniami sieciowymi .....	57
4.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych .....	61
4.1.3. Efektywny <i>unbundling</i> .....	66
4.2. Zagadnienia konkurencji [art. 25(1)(h)] .....	67
4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej .....	67
4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego .....	69
4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym .....	71
<b>5. Bezpieczeństwo dostaw .....</b>	<b>74</b>
5.1. Energia elektryczna [art. 4] .....	74
5.2. Gaz [art. 5] oraz 2004/67/WE [art. 5] .....	82
<b>6. Zagadnienia z zakresu usług o charakterze użyteczności publicznej [art. 3(9) dla energii elektrycznej i art. 3(6) dla gazu] .....</b>	<b>94</b>



## 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
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

Na realizację zadań z zakresu regulacji energetyki w 2009 r. wpłynęły przede wszystkim skutki postępującej konsolidacji w elektroenergetyce i recentralizacji obrotu w gazownictwie, oddalając konkurencję na rynku energii. Dostępne Prezesowi URE narzędzia regulacyjne okazały się niewystarczające w skutecznym przeciwdziałaniu negatywnym zjawiskom. Stąd też podejmowane przez Regulatora zróżnicowane działania – szczególnie w sferze zwiększania świadomości praw konsumentów energii i paliw, jako okoliczności wspierającej rozwój konkurencji. W ten nurt wpisuje się również kontynuowanie starań na rzecz nowych unormowań, o co intensywnie zabiegał Prezes URE już w 2008 r. występując z wieloma nowymi inicjatywami w tym zakresie. Część z nich została uwzględniona w ostatniej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>, wydaje się jednak, że tylko nowe jakościowo uprawnienia Prezesa URE, które nastąpią po wdrożeniu trzeciego pakietu legislacyjnego Unii Europejskiej do krajowego porządku prawnego mogą spowodować, że nominalne otwarcie rynku przekształci się w realne, a prawo do wolnego wyboru sprzedawcy stanie się normalną praktyką.

Prezentowany Raport jest analizą oddziaływania Prezesa URE przy użyciu wszystkich dostępnych mu środków prawnych. Abstrahując od niedostatku prawnych narzędzi regulacyjnych do właściwego wypełniania zadań potrzebna jest Regulatorowi przede wszystkim wiedza o stanie, strukturze i zmianach w energetyce, jej podsektorach oraz sytuacji na rynkach energii. Jej źródłem są informacje gromadzone i przetwarzane w Urzędzie Regulacji Energetyki pochodzące ze sprawozdań statystycznych oraz ze stałego monitorowania funkcjonowania systemów energetycznych.

Przedkładany Komisji Europejskiej dokument jest szóstym raportem przygotowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie – Prawo energetyczne oraz dyrektywach 2003/54/WE i 2003/55/WE.



---

<sup>1)</sup> Ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 8 lutego 2010 r. Nr 21, poz. 104).





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

Sytuacja na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego nie uległa w 2009 r. zasadniczym zmianom. W dalszym ciągu utrzymuje się stan daleki od pełnej konkurencji.

### Rynek hurtowy

Rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane z uwagi na istnienie czterech pionowo skonsolidowanych kapitałowych grup energetycznych. Udział tych czterech grup energetycznych w sektorze wytwarzania wyniósł w 2009 r. 62%. Wskaźnik HHI<sup>2)</sup> mierzony mocą zainstalowaną netto zmienił się w 2009 r. nieznacznie w porównaniu z 2008 r., podobnie według produkcji netto. Trzej najwięksi wytwórcy dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za 55% produkcji energii elektrycznej. Na niezmiennym poziomie pozostała liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku. Największy udział w rynku wytwarzania i rynku sprzedaży do odbiorców końcowych ma PGE Polska Grupa Energetyczna SA,

Handel energią elektryczną na rynku hurtowym cechował się dużą koncentracją, szczególnie wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. W 2009 r. łączny obrót wewnątrz czterech grup energetycznych stanowił 58,31% w całym obrocie hurtowym.

Kontrakty dwustronne, podobnie jak w latach poprzednich, pozostały główną formą handlu hurtowego energią elektryczną. W 2009 r. w ramach takich kontraktów wytwórcy sprzedali przedsiębiorstwom obrotu 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, internetowe platformy obrotu energią elektryczną). Transakcje giełdowe nadal miały w 2009 r. niewielkie znaczenie. Obrót na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA), mimo wzrostu o 45% w porównaniu z 2008 r., wyniósł 3,07 TWh. W stosunku do całkowitego zużycia energii elektrycznej w 2009 r. stanowiło to zaledwie 2,07%. Większym wolumenem obrotu energią niż giełda charakteryzuje się Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) – zorganizowany rynek obrotu energią elektryczną prowadzony przez jednego z uczestników rynku. Wolumen obrotu na POEE ukształtował się w 2009 r. na poziomie 4,36 TWh, co stanowiło 2,93% w stosunku do krajowego zużycia energii elektrycznej.

Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców nie uległa zmianom pozwalającym na sprawne funkcjonowanie mechanizmów konkurencyjnego rynku energii elektrycznej mimo rozwiązania kontraktów długoterminowych i 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. Sytuacja ta może ulec pewnej poprawie na skutek wprowadzenia w drugiej połowie 2010 r. obowiązku sprzedaży energii elektrycznej przez podmioty uprawnione do korzystania z ww. pomocy publicznej z wykorzystaniem giełdy, przetargów odbiorców końcowych lub platform obrotu działających na transparentnych i niedyskryminacyjnych zasadach.

<sup>2)</sup> HHI jest sumą kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź.

W elektroenergetyce nie nastąpiły znaczące zmiany w przepustowości połączeń międzysystemowych. Na wielkość wymiany transgranicznej mają wpływ bariery techniczne, takie jak: niewystarczające zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi krajami, utrzymujące się na wysokim poziomie przepływy kołowe energii elektrycznej pochodzącej z generacji wiatrowej w północnych Niemczech. Nie występują natomiast ograniczenia wynikające z dyskryminacyjnych zasad alokacji zdolności przesyłowych, czy też z braku właściwych środków nadzoru nad działaniami operatora.

Niezadowolający poziom konkurencji na rynku hurtowym energii elektrycznej był przedmiotem wnikliwej uwagi Prezesa URE: dokonano diagnozy powodów tego stanu rzeczy i w jej następstwie uruchomiono szereg działań. Prezes URE zgłosił pakiet propozycji zakładających zmiany w prawie energetycznym<sup>3)</sup>. Zabiegał w szczególności o zwiększenie transparentności i płynności handlu hurtowego dzięki m.in. wprowadzeniu dla wytwórców sukcesywnego obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie, oraz wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucyjnej, regulującej zasady współpracy między operatorami systemów dystrybucyjnych a sprzedawcami działającymi na ich terenie.

W 2009 r. kształt hurtowego rynku gazu nie uległ znaczącym zmianom. Bliska monopolistyczna pozycja PGNiG SA – przedsiębiorstwa z większością udziałem państwa – wynika z faktu, że jest on głównym importerem gazu do Polski, ma 100% udział w wydobyciu gazu ze złóż krajowych i jest jedynym właścicielem podziemnych instalacji magazynowych.

Należy zauważyć, że aktualna struktura hurtowego rynku gazu w Polsce coraz bardziej odbiega od funkcjonującej w większości krajów Wspólnoty, gdzie miejscem hurtowego obrotu gazem ziemnym stają się giełdy czy też węzły wymiany handlowej tzw. huby (ang. *hubs*). Trudno zatem mówić jest o płynności rynku gazu w Polsce w sytuacji realizacji transakcji handlowych wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych o charakterze wieloletnim lub bezterminowym.

W tym miejscu warto podkreślić, że coraz bardziej ulega zatarciu typowy podział na segment hurtowy i detaliczny sprzedaży paliw gazowych. W konsekwencji przeprowadzonego procesu recentralizacji obrotu w ramach GK PGNiG SA zauważalne jest małe zróżnicowanie cen w przypadku odbiorców hurtowych i detalicznych.

Charakterystykę rynku hurtowego uzupełnia niedostateczna integracja krajowego systemu przesyłowego z systemami państw Wspólnoty Europejskiej oraz 100% rezerwacja zdolności przesyłowych przez PGNiG SA na punktach „wejścia”, co skutkuje brakiem aktywności krajowych – niezależnych od GK PGNiG SA – i zagranicznych przedsiębiorstw obrotu w wymianie między-systemowej.

W ramach posiadanych administracyjnych narzędzi służących promowaniu konkurencji Prezes URE w sposób ciągły monitoruje warunki dostępu do systemu gazowego. W styczniu 2009 r. wydał decyzję dla PGNiG SA w sprawie odmowy zwolnienia tego przedsiębiorstwa ze świadczenia usług magazynowania dla innych przedsiębiorstw gazowniczych, a także zobowiązał do rozpoczęcia udostępniania usług magazynowych – co nastąpiło 1 lipca 2009 r.<sup>4)</sup>

Ponadto przekazał swoje wytyczne OSP, co do zmian w kodeksie sieciowym ukierunkowane na poprawę konkurencji na rynku hurtowym. Dotyczyły one innego ujęcia charakterystyki technicznej magazynu gazu w Mogilnie, który odpowiada m.in. za bilansowanie sieci przesyłowej oraz zmian w zasadach alokacji mocy przesyłowych, w sposób umożliwiający podział strumienia przy odbiorze gazu na jednym punkcie pomiarowym na podstawie kilku kontraktów. Ponadto Prezes URE wystąpił do Gaz-System SA o podjęcie działań na rzecz wprowadzenia systemu rozli-

<sup>3)</sup> W 2009 r. trwały prace legislacyjne dotyczące zmiany u-Pe. Po uchwaleniu nowelizacji w styczniu 2010 r. weszła w życie 11 marca br.

<sup>4)</sup> Na przedstawione – w okresie jednego miesiąca – potencjalnym uczestnikom rynku pakiety usługi magazynowej o łącznej pojemności czynnej 627 mln m<sup>3</sup> odpowiedział jedynie PGNiG SA Oddział Obrotu Gazem, rezerwując sobie pojemności magazynowe w instalacji magazynowej w KPMG Mogilno (do 31 marca 2013 r.) i instalacji wirtualnej opartej na pracy PMG Wierzchowice i PMG Husów (do 31 marca 2014 r.).

czenia niezbilansowania w jednostkach energii w wersji metod akredytowanych, a także wprowadzenia dobowej usługi przesyłania oraz możliwości realizacji kontraktów „rewersowych”<sup>5)</sup>.

### Rynek detaliczny

W 2009 r. nie było znaczącego postępu we wdrażaniu konkurencji na detalicznym rynku energii elektrycznej. W rezultacie, Prezes URE utrzymał obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia w odniesieniu do grup taryfowych G – do których należą głównie odbiorcy w gospodarstwach domowych. Podobnie jak w latach poprzednich uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu). Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej miało czternastu tzw. „zasiedziały sprzedawców”, którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych (umowy łączące w sobie postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji). Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem gospodarstw domowych, które nie zdecydowały się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku działają także inni sprzedawcy (około dwudziestu aktywnych uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej (o znaczeniu lokalnym), realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi ok. 310.

Aktywność konsumencka przejawiająca się korzystaniem z prawa wyboru sprzedawcy, ciągle jest bardzo niska. Udział dużych i średniej wielkości podmiotów przemysłowych, którzy zmienili sprzedawcę wzrósł nieznacznie. Natomiast udział odbiorców w grupach taryfowych G, którzy zmienili sprzedawcę, jest śladowy (0,007%). W sumie na koniec 2009 r. odnotowano 2 599 odbiorców, w tym 1 062 odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo działająca na terenie OSD, do którego sieci ci odbiorcy są przyłączeni.

Wolumen zakupionej w ten sposób energii elektrycznej był wyższy w 2009 r. tylko o ok. 2% w porównaniu z 2008 r. i wyniósł 12 920 GWh, czyli 11,0% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych.

Ceny za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wzrosły pomiędzy IV kwartałem 2008 r. a IV kwartałem 2009 r. o 31,7%. Największy wzrost nastąpił dla małych odbiorców przemysłowych – o 39,3%, a najmniejszy dla gospodarstw domowych – o 24,0%. W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

Podobnie, jak w przypadku rynku hurtowego, bardzo trudno jest określić 2009 r. jako przełomowy w obrocie detalicznym paliw gazowych. Nadal dominującą pozycję w tym obszarze utrzymuje PGNiG SA. Działalność pozostałych przedsiębiorstw obrotu detalicznego w większości polega na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA odbiorcom końcowym.

W 2009 r. nastąpił 5% spadek wolumenu sprzedaży spowodowany przede wszystkim zmniejszeniem zapotrzebowania na gaz ziemny przez największych odbiorców przemysłowych, tj. zakłady azotowe i petrochemiczne oraz innych dużych odbiorców o zużyciu powyżej 25 mln m<sup>3</sup>/rok.

Do końca 2009 r. ceny gazu dla wszystkich odbiorców pozostawały regulowane. W porównaniu do 2008 r. średnia cena dostawy gazu ziemnego wysokometanowego w 2009 r. spadła

<sup>5)</sup> W zatwierdzonej – 17 maja 2010 r. decyzją Prezesa URE – nowej taryfie przesyłowej zostały uwzględnione stawki opłat w ramach świadczenia usługi przesyłania zwrotnego („rewersowego”).

o 3,3%, przy czym dla gospodarstw domowych – w zależności od grupy taryfowej – spadek ten wahał się między 0,5÷0,9%, dla odbiorców przemysłowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej – 0,9÷6,5%, zaś dla odbiorców przemysłowych przyłączonych do sieci przesyłowej – 4,3÷7,3%.

Obecna struktura rynku gazu w Polsce skutkuje zerowym wskaźnikiem zmiany sprzedawcy, a w konsekwencji pozwala PGNiG SA na zawieranie tzw. umów kompleksowych zawierających postanowienia umów sprzedaży, świadczenia usług przesyłania i dystrybucji, a także świadczenia usług magazynowania.

#### Wnioski: ogólny stan rynków

Postępująca konsolidacja pionowa energetyki 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 2009 r. Uwolnienie energii elektrycznej z kontraktów długoterminowych nie przyniosło oczekiwanych rezultatów w postaci zwiększenia konkurencji, wzrostu płynności i przejrzystości rynku. Niemal cały wolumen energii elektrycznej jest sprzedawany w kontraktach dwustronnych. Również konkurencja na rynku detalicznym jest nadal bardzo ograniczona. Różnice w cenach przedsiębiorstw handlowych nie są na tyle atrakcyjne, aby zachęcić klientów do zmiany sprzedawcy.

W odniesieniu do sektora gazowniczego na ocenę jego stanu funkcjonowania wpływa brak wypracowanych rozwiązań, które systemowo określiłyby docelowy model rynku gazu w Polsce. Szerzej ujmując problem – potrzebna jest zasadnicza zmiana charakteru polityki państwa wobec przemysłu gazowego. Powinna ona polegać na odejściu od bardzo silnego, podyktowanego troską o zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa, podejścia interwencyjnego, na rzecz zdecydowanie prorynkowego. Sprawne mechanizmy konkurencji poprawiłyby efektywność działania przedsiębiorstw z korzyścią dla odbiorców paliw gazowych, a także zapewniły odpowiedni – z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw – poziom nakładów na rozwój infrastruktury sieciowej.

W pierwszym etapie liberalizacji priorytetem powinno być zapewnienie konkurencji pomiędzy dostawcami w ramach kontraktów długoterminowych. Transakcje handlowe winny być rozdzielone od fizycznych przepływów gazu w sieci. W praktyce sprzedaż gazu odbywałaby się w wielu lokalizacjach w obrębie sieci (lub w miejscach „wejścia” lub „wyjścia”). W kolejnym etapie powinno nastąpić stworzenie warunków rozwoju rynku transakcji bieżących (ang. *spot market*), co doprowadziłoby do dywersyfikacji zawieranych transakcji, ujawnienia cen transakcyjnych, rozwoju usług bilansowania oraz zarządzania ryzykiem.

Równolegle zmianie winny ulec przepisy prawa krajowego dotyczące obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych, zasad koncesjonowania obrotu paliwami gazowymi i wypełniania obowiązku dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa gazownicze.

#### Użyteczność publiczna i ochrona konsumentów

Niezadowolająca, pod względem konkurencji, sytuacja na rynku energii elektrycznej spowodowała, że 2009 r. był okresem intensywnych działań Prezesa URE na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy. Starania o należytą pozycję odbiorcy na rynku wynikają z misji Regulatora równoważenia interesów różnych uczestników rynku. Prezes URE konsekwentnie o to zabiegał inicjując i realizując działania na rzecz uproszczenia procedury zmiany sprzedawcy, uczestnicząc w pracach rządowych na rzecz wypracowania mechanizmu wsparcia odbiorców wrażliwych społecz-

nie, przygotowując akcje edukacyjne i informacyjne, związane ze sprawami konsumenckimi, a także aktywnie promując ideę inteligentnego opomiarowania, służącego przede wszystkim dostarczeniu informacji odbiorcy o aktualnym zużyciu przez niego energii w czasie zbliżonym do rzeczywistego, w celu zwiększenia efektywności jej wykorzystania. Działania te bez wątpienia wymagają kontynuacji.

Prezes URE kontynuował w 2009 r. działania zmierzające do budowania konkurencyjnych relacji rynkowych. Wiele z nich zaliczyć należy do kategorii tzw. działań miękkich, do których podjęcia Prezes URE nie jest zobowiązany w świetle przepisów prawa, ale które ocenia jako konieczne. Były to działania realizujące założenia niezbędne do pełnego uwolnienia rynku, przedstawione w dokumencie „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”<sup>6)</sup>. Spośród wielu przedsięwzięć należy wymienić: zaktualizowanie witryny internetowej URE, prowadzenie infolinii dotyczącej wolnego rynku energii i problematyki związanej ze zmianą sprzedawcy, szerokie upowszechnianie informacji o wolnym rynku energii w ogólnodostępnej prasie i własnych wydawnictwach.

Podczas prac legislacyjnych dotyczących nowelizacji u-Pe, dzięki staraniom Prezesa URE wprowadzono zmiany (wspomniany wcześniej pakiet Prezesa URE propozycji legislacyjnych) związane z uprawnieniem odbiorcy do zmiany sprzedawcy bez ponoszenia dodatkowych kosztów innych niż wynikające z treści umowy. Ponadto zobowiązano sprzedawców energii do zamieszczania na stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania, co będzie miało niewątpliwie wpływ na wzrost transparentności prowadzonej działalności. Nie udało się natomiast przeformować wprowadzenia idei sądów polubownych przy Prezesie URE, które miały stać się sposobem na poza sądowy tryb rozstrzygnięcia sporów konsumenckich.

Zaangażowanie Prezesa URE w proces legislacyjny związany z przygotowaniem założeń do projektu ustawy o wsparciu odbiorców wrażliwych społecznie polegało na zgłoszeniu propozycji rozwiązania związanego z systemem pomocy społecznej jako najbardziej optymalnego – zdaniem Prezesa URE – systemu wsparcia. Jednakże nie zyskało to akceptacji ze strony innych organów rządowych. Znalezienie rozwiązania jest bardzo potrzebne, gdyż w 2009 r. nastąpił blisko 30% wzrost liczby odbiorców odłączonych od sieci elektrycznych z powodu niepłacenia rachunków. Dopóki jednak sprawa ochrony odbiorców wrażliwych społecznie nie zostanie prawnie rozstrzygnięta, utrzymywanie regulacji cen energii dla gospodarstw domowych będzie – w kontekście zapewnienia ochrony przed nadmiernym wzrostem cen energii – koniecznością.

W 2009 r. utrzymał się wzrost spraw odbiorców kierowanych do Prezesa URE. Ten stan rzeczy wynika przede wszystkim z niekorzystnych zmian strukturalnych w energetyce oraz m.in. z relatywnie łatwiejszego kontaktu z Regulatorem dzięki internetowi. „Skargi” i „Zapytania ofertowe” odbiorców napływające za pośrednictwem poczty, internetu, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt rozpatrywane są przez poszczególne komórki organizacyjne URE, w tym oddziały terenowe oraz Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, do zadań którego należy głównie udzielanie informacji związanych z prawami i obowiązkami odbiorców paliw i energii.

## Infrastruktura

W zakresie utrzymywania należytego stanu i zdolności infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej Prezes URE dysponuje narzędziem regulacji w formie uzgadniania z nim przez OSD i OSP projektów planów rozwoju inwestycji sieciowych. Ta procedura pozostaje w ścisłym

---

<sup>6)</sup> Opublikowanym w styczniu 2008 r.

związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf w elektroenergetyce czy gazownictwie, a także pozwala na weryfikację planowanych nakładów pod kątem możliwości ich sfinansowania ze środków pobieranych od odbiorców (możliwości płatnicze odbiorców).

Nowa edycja projektu planu rozwoju OSP na lata 2010-2025 została opracowana ze względu na konieczność modyfikacji zamierzeń inwestycyjnych, wynikających ze zmiany założeń w zakresie: zapotrzebowania na moc i energię, konieczność przyłączeń OZE do sieci przesyłowej, planów budowy elektrowni jądrowej, zwiększenia przepustowości połączeń transgranicznych, w kontekście zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Na podstawie przeprowadzonych analiz, operator (PSE Operator SA) zidentyfikował zagrożenia w pracy sieci przesyłowej i związaną z tym konieczność natychmiastowej rozbudowy sieci przesyłowej, nieprzewidzianą w uprzednio uzgodnionym projekcie planu rozwoju, jak również w jego aktualizacji. Projekt planu został podzielony na trzy okresy planistyczne (2010-2015; 2016-2020; 2021-2025), w których zostały przedstawione zamierzenia inwestycyjne decydujące o bezpieczeństwie pracy i możliwości dalszego rozwoju sieci przesyłowej.

W grudniu 2007 r. Prezes URE zaaprobował projekty planów rozwoju przedstawione przez czternastu operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2008-2011.

Wobec dziewięciu operatorów systemów dystrybucyjnych w 2009 r. obowiązywały uzgodnienia poczynione w 2007 r. Pięciu kolejnych przekazało Prezesowi URE aktualizacje, które następnie zostały zaakceptowane.

W zakresie liczby i umiejscowienia połączeń międzysystemowych z innymi krajami nie nastąpiły w 2009 r. zmiany.

Poprawiła się w stosunku do 2008 r. sytuacja w wielkości mocy połączeń międzysystemowych, mimo to konieczne jest ich dalsze zwiększanie, by umożliwić uczestnikom rynku handel energią. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z krajami UE odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów *explicit*<sup>7)</sup>. Udostępnianie eksportowych i importowych zdolności przesyłowych jest zarządzane przez PSE Operator SA i odbywa się w trybie przetargów rocznych, miesięcznych i dobowych. Zdolności przesyłowe wyznaczone dla aukcji rocznej wyniosły 0 MW. Było to spowodowane przyjęciem dużego marginesu bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*), m.in. ze względu na znaczne przepływy kołowe z obszaru Niemiec (skutek dynamicznego rozwoju generacji wiatrowej).

Ze względu na to, że proces inwestycyjny jest zwykle długotrwały, priorytetem staje się bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury. Jest to możliwe przy współpracy wszystkich stron, co się realizuje w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG. Ta wspólna praca ma na celu uruchomienie w pełni skoordynowanych aukcji na moce przesyłowe w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) w 2010 r. oraz wyznaczanie tych zdolności z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci (*flow based methods*).

W gazownictwie w 2009 r. zakończono prace, rozpoczęte jeszcze w 2007 r., nad uzgodnieniem projektu planu rozwoju do 2014 r. operatora sieci przesyłowej Gaz-System SA. Uzgodnione zadania inwestycyjne w większości dotyczą obszaru północno-zachodniej Polski i związane są z likwidacją tzw. „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym oraz budową terminala LNG w Świnoujściu.

Przy kalkulacji taryf OSD i OSP uwzględniono nakłady inwestycyjne na 2009 r. w wysokości 1 705 464 zł. Nakłady te są o 39% wyższe w stosunku do ich wykonania w 2008 r.

Istotne zmiany dla funkcjonowania systemu przesyłowego gazu nastąpiły w zasadach alokacji zdolności przesyłowych będących częścią kodeksu sieciowego obowiązującego po przedłużeniu

<sup>7)</sup> W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: VE-T i E.ON (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE Operator SA (Polska).

do 31 grudnia 2012 r. Dotyczą one punktów łączących instalację LNG z siecią przesyłową, co powinno ułatwić realizację umów przesyłowych dla przedsiębiorstw uzyskujących dostęp do terminala LNG.

W ocenie Regulatora wzrost nakładów inwestycyjnych OSP należy ocenić pozytywnie. Z zatwierdzonych planów rozwoju wynika, że zamierzenia inwestycyjne ukierunkowane są na dalszą poprawę bezpieczeństwa i jakości świadczonych usług sieciowych. Z drugiej strony, niezbędne są kolejne zmiany w zasadach alokacji zdolności przesyłowych polegające na możliwości decydowania przez odbiorców o podziale strumienia przepływu gazu pomiędzy różnych sprzedawców oraz w zasadach zamawiania mocy umownych w trakcie roku gazowego.

W 2009 r. nie były dokonywane zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązków świadczenia usług TPA przy wykorzystaniu nowej infrastruktury sieciowej w trybie art. 7 rozporządzenia 1228/2003, ani też w trybie art. 16 rozporządzenia 1775/2005 oraz art. 22 dyrektywy 2003/55/WE.

### Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych

Bezpieczeństwo dostaw jest definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii, w określonym czasie, o określonej jakości i po przejrzystych zależnych od kosztów cenach. Zgodnie z u-Pe monitorowanie tego obszaru jest realizowane przez Prezesa URE i odbywa się w drodze analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw energetycznych, ich odbiorców oraz instytucji krajowych i zagranicznych zajmujących się statystyką sektora oraz problematyką dostaw gazu. Dotyczą one kwestii dostępności paliwa w źródłach i złożach, dostępności cenowej, dywersyfikacji dostaw ze względu na kraj pochodzenia paliwa, drogę jego dostarczenia, sprawności funkcjonowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stanu zapasów a także sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw energetycznych i szeregu innych czynników. Ogół tych działań tworzy kompleksowy system monitorowania.

Wypełniając ustawowy obowiązek, art. 23 ust. 2 pkt 20f u-Pe, Prezes URE monitoruje warunki dostarczania różnych rodzajów nośników energii, w tym energii elektrycznej. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zbiór działań wynikających bezpośrednio z przytoczonego powyżej artykułu, jak też realizowanych w trakcie wykorzystania innych narzędzi regulacyjnych.

Kwestie dotyczące inwestycji przedstawione zostały dokładnie w rozdziale 5.

W odniesieniu do rynku energii elektrycznej w 2009 r. nie było zagrożenia niezbilansowania popytu i podaży (szczegóły w rozdziale 5). Produkcja energii elektrycznej niezmiennie od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa pozostaną w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej. Sytuacja ekonomiczna sektora wydaje się być stabilna dając tym samym przedsiębiorstwom energetycznym środki niezbędne do realizacji zadań inwestycyjnych. Nie odnotowano istotnych opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych zarówno w nowe moce wytwórcze, jak i w sieci elektroenergetyczne, w tym w połączenia międzysystemowe. Nowym kierunkiem działań będzie wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Oprócz zalet w postaci braku emisji CO<sub>2</sub>, ta metoda produkcji energii powinna pozwolić uzupełnić bilans energetyczny, uniezależnić się od typowych kierunków pozyskiwania surowców energetycznych, a co za tym idzie powinna poprawić poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Generalnie w 2009 r. bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej nie było zagrożone.

Podstawowe założenia krajowej strategii bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, która polega m.in. na dążeniu do zrównoważenia dostaw ze wschodu zwiększonym wolumenem importu gazu z innych kierunków nie uległy zmianom. W 2009 r. przedsiębiorstwa gazownicze kontynu-

owały realizację projektów inwestycyjnych, które pozwolą na dywersyfikację źródeł dostaw. Największy z realizowanych w Polsce projektów to budowa terminala gazu skroplonego w Świnoujściu, którego uruchomienie spodziewane jest w czerwcu 2014 r. W tym celu PGNiG SA podpisało dwudziestoletnią umowę na dostawę 1 mln ton LNG rocznie z Qatargas Operating Company. Inny projekt, który w relatywnie krótkim horyzoncie czasowym zwiększy możliwości importowe realizowany jest przez Gaz-System SA i związany jest ze zwiększeniem przepustowości punktu zdawczo-odbiorczego w Lasowie z 0,9 do 1,9 mld m<sup>3</sup>.

Przeprowadzona w 2009 r. przez OSP procedura „Wstępnego Badania Rynku” (*Market Screening*) zmierzająca do zbadania zainteresowania przedsiębiorstw gazowniczych budową interkonektorów została zakończona bez podejmowania decyzji inwestycyjnych na połączeniach z Danią, Litwą i Niemcami, natomiast powodzeniem w przypadku projektu inwestycyjnego na granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna. Nowopowstały gazociąg – wspólna inwestycja Gaz-System SA i RWE Transgas Net – o przepustowości ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie umożliwi realizację umów handlowych również innym przedsiębiorstwom gazowniczym spoza GK PGNiG SA<sup>8)</sup>.

Od kilku lat krajowa konsumpcja gazu utrzymuje się na podobnym poziomie – ponad 13 mld m<sup>3</sup>. W porównaniu z 2008 r. całkowite zużycie gazu spadło o 4,3%, import o 12,3%, natomiast wydobycie krajowe, które zaspokaja krajowy popyt w prawie 31% – wzrosło o 0,7%. Uzupełniające dostawy paliwa gazowego realizowane były ze wschodu (61%) i kierunku zachodniego (8%).

Ponadto, dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców krajowych wykorzystywane są podziemne magazyny gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 1,6 mld m<sup>3</sup>, co stanowi ok. 12% rocznego zużycia gazu odbiorców krajowych.

W ocenie Regulatora kryzys gazowy ze stycznia 2009 r. jeszcze raz obnażył słabe punkty wyizolowanego systemu przesyłowego, tj. niewystarczającą liczbę interkonektorów z krajami UE i zbyt małą przepustowość istniejących. Z drugiej strony pozytywnie należy ocenić funkcjonowanie „infrastruktury prawnej”, tj. przepisów i procedur działań na wypadek ograniczeń dostaw oraz decyzje Prezesa URE, takie jak: plany wprowadzania ograniczeń, ilości obowiązkowych zapasów gazu, a także kodeksy sieciowe oraz taryfy, które przewidywały zasady współpracy w warunkach ograniczeń<sup>9)</sup>.

W czasie kryzysu bardzo sprawnie funkcjonował system przesyłowy i dystrybucyjny podziemnych magazynów gazu. W tym miejscu należy podkreślić znaczenie instalacji magazynowej gazu wysokometanowego w Mogilnie, która ze względu na swoje położenie oraz dużą moc zatłaczania i odbioru gazu odegrała strategiczną rolę w zapewnieniu stabilności ruchu sieciowego w okresie zimowym. Dlatego niezmiernie ważne wydaje się być wsparcie realizacji planów PGNiG SA dotyczące rozbudowy tej instalacji oraz magazynów Husowie, Strachocinie i Wierzchowicach.

Ciągłej rozbudowy wymaga także system przesyłowy, szczególnie w regionach, gdzie występują ograniczenia przepustowości. W stosunku do 2008 r. odnotowano zaledwie niewielki, kilkukilometrowy przyrost długości sieci przesyłowej. Ponadto w celu pokrycia zapotrzebowania na gaz niezbędne jest kontynuowanie prac związanych ze zwiększeniem wydobycia krajowego, którego poziom nie zmienił się na przestrzeni ostatnich kilku lat. Stan taki może ulec poprawie, biorąc pod uwagę rosnącą liczbę koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż gazu ziemnego udzielonych w 2009 r. przez Ministra Środowiska. Istotne znaczenie dla wzrostu wydobycia gazu ze złóż rodzimych mogą mieć również wyniki prac prowadzonych, na podstawie 44 koncesji na poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, przez kilkanaście firm krajowych i zagranicznych.

<sup>8)</sup> Umowy o świadczenie usługi przesyłowej przez OSP zostały podpisane z Handen Sp. z o.o. i KRI SA.

<sup>9)</sup> Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252) oraz ustawa o zapasach.



Regulacja i *unbundling*

Obowiązki i kompetencje Prezesa URE związane są z polityką, jaką prowadzi państwo wobec szeroko pojętej energetyki oraz wymaganiami zewnętrznymi (obowiązek dostosowania prawa polskiego do prawa UE). Działania podejmowane przez organ regulacyjny polegają na wypełnieniu celu wytyczonego przez ustawodawcę, a zmierzającego do tworzenia warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw energii.

Pełny katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE, obejmuje kompetencje wynikające z art. 23 ust. 2 u-Pe, jak również kompetencje określone w przepisach odrębnych ustaw. Szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w 2009 r., zawierały się w sześciu ustawach<sup>10)</sup>.

Składające się na proces regulacji działania Regulatora w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych oraz dochodzenie swoich praw przez odbiorców normuje, poza u-Pe, Kodeks postępowania administracyjnego, co gwarantuje podmiotom biorącym udział w postępowaniach przejrzystość, jawność i zachowanie równych praw. Postępowania wszczęte przed Prezesem URE kończą się wydaniem decyzji administracyjnej – dotyczy to zarówno koncesji, taryf, nałożonych kar, jak i rozstrzygania sporów. Od wydanych decyzji strona postępowania może odwołać się do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK).

Kompetencje Prezesa URE w zakresie nakładania sankcji wynikają z art. 56 u-Pe. Dotyczą one braku wykonywania obowiązków nałożonych na uczestników rynku przez ustawę oraz przepisy prawa wspólnotowego. Kara pieniężna może zostać nałożona na przedsiębiorstwo energetyczne, a dodatkowo na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego odpowiada za bezpieczeństwo pracy systemu. W tym celu dysponuje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz dokonuje zakupów energii od wytwórców w celu zbilansowania chwilowego zapotrzebowania z produkcją energii. Powyższe działania są wykonywane w każdej dobie jako element planowania oraz prowadzenia pracy systemu. Jednocześnie OSP prowadzi centralny mechanizm rozliczeń za niezbilansowanie, ustalając tym samym zasady uczestnictwa w rynku bilansującym i warunki współpracy pomiędzy OSP i uczestnikami rynku. Mechanizm bilansowania umożliwia prowadzenie rynku w trybie dnia następnego (*day ahead market*), a także organizację wymiany międzysystemowej. W 2009 r. wprowadzono istotne zmiany na rynku bilansującym, m.in. zmienione zostały zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej, wprowadzono obsługę zgłoszeń transakcji handlowych zawieranych na rynkach dnia bieżącego, które są elementem rozwoju rynku bilansującego, wydłużono o godzinę czas weryfikacji danych pomiarowo-rozliczeniowych przekazywanych przez OSD, przesunięto termin dokonywania korekty rozliczeń poszczególnych dekad miesiąca, umożliwiające wdrożenie mechanizmu

<sup>10)</sup> 1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,  
 2) Ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,  
 3) Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym,  
 4) Ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej,  
 5) Ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych,  
 6) Ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

niezależnego bilansowania strat sieciowych przez OSD. 1 stycznia 2009 r. weszła w życie zmiana IRiESP, która znacznie rozszerzyła zakres informacji udostępnianych uczestnikom rynku przez OSP. 1 grudnia 2009 r. został uruchomiony rynek śróddzienny (*intra day market*). Giełda energii elektrycznej jest podmiotem niezależnym od OSP, niemniej zasady jej działania są ściśle powiązane z zasadami bilansowania systemu.

Operator systemu przesyłowego gazu odpowiada m.in. za równoważenie bilansu pracy sieci przesyłowej. Mechanizm bilansowania w sieci OSP przewiduje fizyczne bilansowanie w oparciu o pojemności akumulacyjne systemu przesyłowego oraz pojemności magazynowe zarezerwowane przez OSP na cele bilansowania. Z uwagi na strukturę podmiotową rynku i wynikający z niej brak konkurencyjnych ofert, nie przewidziano wykorzystywania mechanizmów rynkowych bilansowania fizycznego. Bilansowanie rozliczeniowe polega na rozliczaniu przez OSP podmiotów mających zawarte umowy przesyłowe z trafności nominacji.

Proces przekształceń w elektroenergetyce i gazownictwie prowadzący do uzyskania niezależności OSD pod względem spełnienia wymagań formalno-prawnych został zakończony. W 2009 r. wszyscy wydzieleni prawnie OSD na mocy decyzji Prezesa URE posiadali status OSD obowiązujący do końca okresu ważności koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

W 2009 r. nie zmienił się podmiot pełniący funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE Operator SA – który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego.

W dystrybucji było dwudziestu operatorów spółek dystrybucyjnych, w tym czternastu wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz sześciu tzw. operatorów lokalnych. Większość wydzielonych prawnie OSD funkcjonuje w ramach pionowo zintegrowanych grup kapitałowych, do których należą także najwięksi wytwórcy energii elektrycznej<sup>11)</sup>. Dlatego proces uzyskiwania przez OSD pełnej, faktycznej niezależności, a nie tylko wypełniania formalno-prawnych wymagań, przebiega powoli. Zapewnienie niezależności operatora nie zawsze sprzyja realizacji celu maksymalizacji korzyści grupy. W ocenie Regulatora operatorzy powoli, ale jednak uświadamiają sobie, jak ważną rolę odgrywać powinni w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

W zakresie *unbundlingu* gazowego operatora systemu przesyłowego nie zaszły zmiany. Zgodnie z przepisami OGP Gaz-System SA pozostawał jednoosobową spółką Skarbu Państwa. 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 tys. odbiorców i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku przekracza 100 mln m<sup>3</sup>.

Formalnie proces *unbundlingu* OSD gazowych – pod względem formy prawnej i organizacyjnej – został zakończony. Obecnie funkcjonuje sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz jeden systemu magazynowania paliw gazowych

Wobec pozostawania OSD zarówno elektroenergetycznych, jak i gazowych w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo – tj. w grupach kapitałowych realizujących cały łańcuch procesów energetycznych, w tym w zakresie wytwarzania, jak i obrotu energią elektryczną, niezbędnym jest, w ocenie Regulatora, stałe monitorowanie niezależności OSD. Na razie brak Prezesowi URE narzędzi skutecznej interwencji w przypadkach naruszania niezależności OSD. Odpowiednie działania legislacyjne w tym kierunku zostały podjęte w 2008 r. i kontynuowane były w 2009 r.

We wspomnianej wyżej nowelizacji u-Pe wprowadzono regulacje także w zakresie *unbundlingu*. Zmiana polega na przejściu nadzoru właścicielskiego nad operatorem systemu

---

<sup>11)</sup> W 2010 r. planowana jest dalsza konsolidacja, m.in. działalności wytwórczej, w największej grupie energetycznej.

przesyłowego elektroenergetycznego - PSE Operator SA - przez Ministra Gospodarki odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne kraju. Takie rozwiązanie powinno wpłynąć wpłynie korzystnie na stan bezpieczeństwa energetycznego kraju, umożliwić również prowadzenie właściwej polityki dotyczącej rozwoju połączeń sieciowych i być korzystne dla rozwoju konkurencyjnego rynku oraz nowych inwestycji.

### Wnioski

Zważywszy, że stan rynków: energii elektrycznej i gazu jest nadal daleki od konkurencji oraz że Regulator dysponował dotychczas ograniczonymi środkami prawnymi aby ten stan zmienić, Prezes URE w pełni akceptuje rozwiązania zawarte w trzecim pakiecie legislacyjnym UE. Szczególne nadzieje polski regulator wiąże z urzeczywistnieniem idei niezależności instytucji regulacyjnej i posiadania stosownych narzędzi regulacyjnych pozwalających na skuteczne zwalczanie negatywnych zachowań przedsiębiorstw energetycznych. Stąd wynikają starania Regulatora o jak najszybszą implementację nowych regulacji do polskiego porządku prawnego.



### 3. REGULACJA I FUNKCJONOWANIE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

Nadzór nad rynkiem energii w Polsce sprawowany jest przez następujące organy administracji rządowej:

- 1) Prezesa URE, który jest podstawowym organem nadzorującym rynek energii elektrycznej i paliw. Prezes URE realizuje zadania z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji,
- 2) Prezesa UOKiK, który jest właściwy w odniesieniu do rynku paliw i energii, m.in. w sprawach dotyczących kontroli przestrzegania przez przedsiębiorców przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, badania stanu koncentracji gospodarki i zachowań rynkowych przedsiębiorców, przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, jak również w sprawach koncentracji lub podziału przedsiębiorców oraz w sprawach nakładania kar pieniężnych, w przypadkach przewidzianych ustawą,
- 3) Ministra Gospodarki, który jest właściwy w zakresie ogólnego opracowywania wieloletniej polityki bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- 4) Ministra Skarbu Państwa, właściwego w zakresie nadzoru właścicielskiego i przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym,
- 5) Komisję Nadzoru Finansowego, której nadzór nad rynkiem energetycznym przejawia się w dwóch aspektach. Obejmuje po pierwsze nadzór nad przedsiębiorstwami energetycznymi (spółki publiczne notowane na rynku giełdowym): obowiązki informacyjne spółki, zakaz manipulacji instrumentami finansowymi oraz dostęp do informacji poufnych. Po drugie zaś, przy wprowadzaniu do obrotu pochodnych praw majątkowych których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej (instrument bazowy), nadzór obejmuje obowiązek przekazania Komisji tzw. Warunków emisji i obrotu danego prawa pochodnego.

W Raporcie nacisk położony został na zadania wykonywane przez Regulatora rynku energetycznego – Prezesa URE, jednakże tam gdzie było to zasadne działania innych organów administracji rządowej (zwłaszcza Prezesa UOKiK) zostały szczegółowo opisane.

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

###### Ocena stopnia przeciążeń

W zakresie ograniczeń sieciowych wewnątrz krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) nie nastąpiły istotne zmiany w porównaniu z 2008 r.

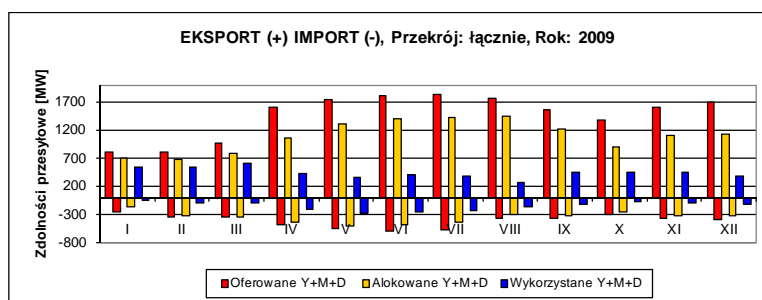
Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami: m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wywarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Wśród nich przeważają ograniczenia determinujące pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre mają charakter stały, co wymusza permanentną pracę

dwóch elektrowni (*must run*) w celu ich usunięcia (Ostrołęka i Dolna Odra). Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem swobodnych ofert bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (*counter trading*).

Nie nastąpiły zmiany również w zakresie połączeń międzysystemowych z innymi krajami w porównaniu z 2008 r. Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny.. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z innymi krajami UE, odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów<sup>12)</sup>.

PSE Operator SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe na aukcjach miesięcznych i dobowych, natomiast importowe na aukcjach dobowych. W trybie aukcji miesięcznych operator udostępniał dla eksportu moce maksymalnie do 700 MW (średnio w roku 492 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 200 MW (średnio w roku 978 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 594 MW (średnio w roku 410 MW). W 2008 r. podobnym 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.

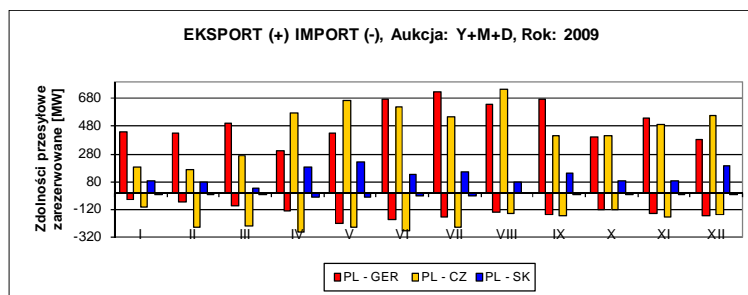
**Rysunek 3.1.** Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. W sumie w 2009 r. na wszystkich połączeniach synchronicznych ze krajami Unii Europejskiej zarezerwowano 5 846 MW na aukcjach miesięcznych oraz 7 390 MW na aukcjach dobowych eksportowych i 4 212 MW na aukcjach dobowych importowych. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3.2.

**Rysunek 3.2.** Rezerwowanie zdolności przesyłowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

<sup>12)</sup> W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: 50 Hertz i Transpower (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE Operator SA (Polska).

## Zasady zarządzania ograniczeniami i dostępność do informacji

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Czechami i Słowacją nie uległy zasadniczym zmianom. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z tych państw, organizowanych przez Biuro Aukcyjne z siedzibą w Pradze<sup>13)</sup>. Docelowo wspólne zasady udostępniania mocy przesyłowych powinny objąć także Austrię, Węgry i Słowenię. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów są wyznaczane niezależnie przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez krajowych regulatorów. Obecnie PSE Operator SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został opracowany i uzgodniony w ramach ETSO i UCTE. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiące załącznik do rozporządzenia 1228/2003/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 regionalnych inicjatyw energetycznych ERGEG (*ERGEG Electricity Regional Initiatives*) przedstawiciele regulatorów przygotowują raporty z monitorowania wdrożenia przez operatorów systemów przesyłowych odpowiednio: Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Rynku Północnego (*ERGEG NE ERI Transparency Monitoring Report*) oraz Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Europy Środkowo-Wschodniej (*ERGEG CEE ERI Transparency Monitoring Report*).

Polski operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na swojej stronie internetowej ([www.PSE-Operator.pl](http://www.PSE-Operator.pl)) oraz stronie internetowej Biura Aukcyjnego w Pradze (obecnie Freising, [ww.central-ao.com](http://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.

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

<sup>13)</sup> Od początku 2010 r. alokacja zdolności przesyłowych przez pięciu operatorów systemów przesyłowych jest prowadzona przez Biuro Aukcyjne we Freising ([www.central-ao.com](http://www.central-ao.com)).

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)*.

Przygotowany w 2008 r. raport dotyczący zgodności stosowania przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE (*Compliance Monitoring Report, 2008, www.energy-regulators.eu*) wykazał pewne odstępstwa od obowiązków zawartych w wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami w odniesieniu do połączeń synchronicznych, dotyczące głównie realizacji obowiązku przekazywania informacji dotyczących funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmiana IRIESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 19 listopada 2008 r. i weszła w życie 1 stycznia 2009 r., wyeliminowała odstępstwa w tym zakresie. Obecnie PSE Operator SA publikuje także 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 planach rozwoju PSE Operator SA są publikowane od czerwca 2010 r., po dokonaniu aktualizacji tych planów.

Kolejna zmiana IRIESP, która weszła w życie 1 grudnia 2009 r. (zatwierdzona decyzją z 30 listopada 2009 r.), wprowadziła możliwość rozliczania na rynku bilansującym transakcji śróddziennych (*intraday*). W ten sposób wyeliminowano potencjalne przeszkody ze strony Polski wprowadzenia skoordynowanych w ramach regionu mechanizmów śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

#### Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

Wymiana międzysystemowej jest zintegrowana z rynkiem hurtowym poprzez rynek bilansujący. W 2009 r. nie nastąpiły istotne zmiany w tym obszarze w porównaniu z 2008 r. Zgodnie z zasadami realizacji umów handlowych w wymianie międzysystemowej, uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia realizacji umów z przetargów – rocznego i miesięcznych – do 7:45, co pozwala OSP na oszacowanie niewykorzystanych zdolności przesyłowych i ich udostępnienie w przetargu dobowym (procedura UIOLI – *Use It Or Lose It*). Informacje o tym są publikowane nie później niż do 9:45, natomiast wyniki przetargu są ogłaszane po 10:00. Rezerwacja zdolności przesyłowych w przetargu dobowym jest powiązana z ich zgłoszeniem do realizacji (nominacją). Uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia operatorowi umów handlowych do 13:00, tj. do terminu zamknięcia bramki czasowej na rynku bilansującym. Biorąc pod uwagę, że na polskim rynku energii elektrycznej hurtowy obrót energią odbywa się w większości w ramach kontraktów bilateralnych, wymiana międzysystemowa obecnie odbywa się poprzez aukcje na moce przesyłowe (aukcje jawne – *explicit*).



## Perspektywy zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

W 2009 r. członkowie regionalnej inicjatywy energetycznej ERGEG dla rynku środkowo-wschodniego kontynuowali prace nad dokumentem określającym wspólne zasady alokacji zdolności przesyłowych na granicach: Niemiec, Polski, Republiki Czeskiej, Słowacji, Węgier, Austrii i Słowenii. Obowiązek opracowania takich zasad wynika z rozporządzenia nr 1228/2003/WE oraz wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnych zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych pomiędzy krajowymi systemami, stanowiących załącznik do tego rozporządzenia. W trakcie 2009 r. odbyły się cztery spotkania Grupy Wdrożeniowej oraz dwa spotkania Regionalnego Komitetu Koordynującego, funkcjonujących w ramach inicjatywy regionalnej.

Zgodnie z opracowanym dotychczas projektem zasad zarządzania ograniczeniami, przydzielenie zdolności przesyłowych użytkownikom systemu będzie odbywało się, w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych (*Flow Based Allocation* – FBA). Zdolności przesyłowe będą alokowane w drodze przetargów jawnych (*explicit*). Podmiotem odpowiedzialnym za organizowanie i przeprowadzanie przetargów będzie utworzone w lipcu 2008 r. przez operatorów systemów przesyłowych Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy). Zdolności przesyłowe będą 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*)<sup>14</sup>). Jako kryterium rozdziału zdolności przesyłowych w regionie będzie stosowany tzw. dobrobyt społeczny (*social welfare*). W ocenie polskiego regulatora przyjęte założenia co do zasad zarządzania ograniczeniami spełniają wymagania określone w rozporządzeniu 1228/2003.

W okresie od 1 października 2009 r. do 6 listopada 2009 r. przeprowadzono publiczny proces konsultacji nowych zasad udostępniania zdolności przesyłowych. Na podstawie zgłoszonych w czasie konsultacji uwag przez uczestników rynku został opracowany raport z konsultacji, który został przekazany do operatorów systemów przesyłowych i do Biura Aukcyjnego.

Opracowanie i wdrożenie nowych zasad zarządzania ograniczeniami jest obecnie uwarunkowane zakończeniem prac dotyczących w pełni skoordynowanej metody wyznaczania zdolności przesyłowych w regionie, opartej na rzeczywistych przepływach energii elektrycznej w sieci (tzw. *flow based*). W tym zakresie zidentyfikowano problemy związane przede wszystkim z przeciążeniem niektórych linii przesyłowych w regionie, co może być związane z przyjęciem przez operatorów zbyt dużych marginesów bezpieczeństwa. W związku z powyższym planowany na marzec 2010 r. termin wejścia w życie nowych zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na granicach państw należących do Rynku Europy Środkowo-Wschodniej uległ opóźnieniu. Operatorzy systemów przesyłowych regionu podjęli decyzję o przeprowadzeniu dodatkowych analiz w ramach analizy efektywności (*Efficiency Analysis*).

W ocenie polskiego regulatora metoda zarządzania ograniczeniami *flow based* stanowi najbardziej optymalny sposób wyznaczania zdolności przesyłowych, alokowanych następnie dla uczestników rynku, gwarantując jednocześnie zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze działania każdego operatora systemu przesyłowego. Jednocześnie, biorąc pod uwagę, że wprowadzane zmiany powinny wychodzić przede wszystkim naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku, wdrożenie metody *flow based* nie powinno prowadzić do znacznego ograniczenia zdolności przesyłowych udostępnianych tym uczestnikom, co ma miejsce obecnie. W ocenie polskiego regulatora ten ostatni aspekt stanowi przyczynę opóźnień wdrożenia nowego mechanizmu zarządzania ograniczeniami w Europie Środkowo-Wschodniej. Prowadzone prace w ramach analizy efektywności są ukierunkowane na rozwiązanie wspomnianego powyżej

---

<sup>14</sup>) Wyjątek stanowią obecnie Niemcy i Austria, które tworzą wspólny obszar cenowy. Podobne założenia zostały wstępnie przyjęte dla Czech i Słowacji.

problemu. W ocenie polskiego regulatora zaistniałe problemy wynikają przede wszystkim z przyjętych do modelu założeń uproszczających, związanych między innymi z tworzeniem wspólnych obszarów cenowych oraz nie uwzględnianiem niektórych ograniczeń wewnątrz krajowych systemów elektroenergetycznych. O ile nawet uznać, że integracja rynków pomiędzy wybranymi państwami członkowskimi sprzyja rozwojowi konkurencji w tych krajach i nie jest sprzeczna z prawem wspólnotowym, to może ona prowadzić do określonych problemów związanych z integracją rynków w regionach. Poszukiwane w ramach analizy efektywności rozwiązania opierają się na dalszych uproszczeniach modelu, zmierzając wyraźnie w kierunku działań interwencyjnych podejmowanych dwustronnie przez operatorów sieciowych, a nie w pełni skoordynowanych. Stanowi to zatem poszukiwanie akceptowalnego kompromisu pomiędzy metodą *flow based* i NTC (bilateralną) i nie sprzyja eliminowaniu problemów u źródła, a ich łagodzeniu w ramach przyjmowanych dalszych uproszczeń. Przy czym, w ocenie polskiego regulatora, niektóre decyzje dotyczące integracji rynków pomiędzy wybranymi państwami członkowskimi leżą poza wyłączną kompetencją krajowych regulatorów energii. W konsekwencji przyjęte uproszczenia, a także łagodzenie ich skutków poprzez działania interwencyjne podejmowane w ramach bilateralnych uzgodnień pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, mogą prowadzić do nierównomiernego rozłożenia kosztów integracji rynków na wszystkich odbiorców energii elektrycznej, co może nie być akceptowalne społecznie.

Jednocześnie, w ocenie polskiego regulatora, po wdrożeniu w pełni skoordynowanego modelu *flow based* dla aukcji jawnych (*explicit*) należy dążyć do jak najszybszego wdrożenia aukcji niejawnych (*implicit*) dla alokacji krótkoterminowych na bazie tego skoordynowanego modelu. W tym zakresie zostały już podjęte wstępne działania, czego przykładem może być opracowanie CEEPEX, przedstawione podczas warsztatów w Wiedniu, które odbyły się 12 kwietnia 2010 r.

W 2009 r. członkowie Rynku Europy Północnej prowadzili prace nad Drugim Raportem z Monitorowania Wdrożenia Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Rynku Północnego (*EREG NE 2nd Transparency Monitoring Report*, skupiający się głównie na zagadnieniach dostępności dla uczestników rynku określonych informacji o wytwarzaniu energii elektrycznej) oraz raportem Integracja Rynków Bilansujących – Raport wstępny dla Grupy Wdrożeniowej (*Integration of balancing markets – „kick off” report*, którego celem jest inicjacja oraz wspieranie działań nakierowanych na tworzenie transgranicznych rynków bilansujących). Z punktu widzenia polskiego regulatora pożądanym kierunkiem działania jest wdrożenie rynkowych mechanizmów zarządzania ograniczeniami na połączeniu stałoprądowym SwePol Link. Przy czym ze względu na brak formalnego wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na tym połączeniu w związku z brakiem narzędzi prawnych w rękach polskiego regulatora, wszelkie działania w tym zakresie mogły odbywać się pod warunkiem dobrowolnego zaangażowania zainteresowanych stron. W związku z wejściem w życie zmian u-Pe, która upoważnia polskiego regulatora do wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na tym połączeniu z własnej inicjatywy (przy braku wniosku ze strony właściciela sieci), postępy w zakresie wdrażania rynkowych zasad alokacji zdolności przesyłowych na tym połączeniu zostały odnotowane w 2010 r. Wdrożenie tych reguł zostało zaplanowane na listopad 2010 r. W ocenie polskiego regulatora integracja polskiego rynku i skandynawskiego rynku energii elektrycznej powinna odbywać się w ramach aukcji niejawnych (*implicit*), co zapewni koordynację tych zasad w regionie.

### Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE Operator SA wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transmission Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM). Zdolności przesyłowe są wyznaczane 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. 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, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Dostępne zdolności przesyłowe są wyznaczane w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych.

Zdolności przesyłowe eksportowe były udostępniane w aukcjach miesięcznych i dobowych, natomiast w aukcjach rocznych zostały wyznaczone na poziomie 0 MW. W przetargach miesięcznych (kierunek: eksport) zdolności zaoferowane przez PSE Operator SA wzrosły istotnie w porównaniu do 2008 r., a ich średnia wartość wyniosła 492 MW (maksymalnie 700 MW). Również w trybie przetargów dobowych udostępniono większe zdolności przesyłowe. W kierunku eksport – ich średni poziom w 2009 r. wyniósł 978 MW (w 2008 r. – 319 MW), a w kierunku import – 410 MW (w 2008 r. – 154 MW, co dotyczy jednak tylko 3 miesięcy, ponieważ w pozostałym okresie zdolności te nie były udostępniane).

#### 3.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

##### Taryfy sieciowe

Zakres zbieranych informacji nie uległ zmianie. Wykorzystano dotychczasową bazę sprawozdawczą (w formie jednolitych arkuszy DTA(1A)), zawierającą informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności. Informacje te zostały przekazane przez przedsiębiorstwa energetyczne odpowiednio w I oraz II półroczu 2009 r. Sposób oceny rzetelności tych danych polegał przede wszystkim na analizie pod kątem ich poprawności i zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne przesyłały comiesięczne informacje na temat kosztów, przychodów oraz wyników finansowych w podziale na działalności oraz grupy taryfowe. Monitoring na podstawie 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.

W procesie taryfowania czternastu OSD, w 2009 r. stosowana przez Prezesa URE metodologia oparta była 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 2009 r. kontynuowany był w oparciu o regulację kosztową (*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.

W 2009 r. w odniesieniu do czternastu OSD, obowiązywał ustalony przez Prezesa URE 3-letni okres regulacji, który rozpoczął się 1 stycznia 2008 r. Dla całego 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 2009 r. zastosowanie miały więc nadal modele służące do oceny efektywności operacyjnej, uzasadnionego poziomu strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych.

Nie uległ zmianie w stosunku do ubiegłego roku sposób oceny uzasadnionego poziomu pozostałych elementów przychodu regulowanego, nie objętych oceną przy zastosowaniu modeli ekonometrycznych, takich jak: amortyzacja, podatki oraz wielkość zwrotu z kapitału. Ocenę przeprowadzono przy wykorzystaniu analizy porównawczej (zarówno pomiędzy przedsiębiorstwami, jak i przy uwzględnieniu zmian tych elementów przychodu regulowanego w czasie).

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 największych OSD, metodę wynagradzania majątku sieciowego z uwzględnieniem kryterium efektywności regulacyjnej oraz zachowania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii w KSE. Pierwszym rokiem obowiązywania nowych zasad dotyczących ustalania WRA jest rok taryfowy 2010.

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

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 nie działalności energetycznej i wynika bezpośrednio z przepisów prawa. Rolą organu regulacyjnego jest w tym zakresie czuwanie nad zgodnością struktury taryfy z wymogami formalnymi.

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 elektrycznej<sup>15)</sup>.

W tym miejscu należy zaznaczyć, że z inicjatywy i przy wsparciu instytucjonalnym Prezesa URE, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo-Rozwojowa Oddział Gdańsk zrealizował w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej pionierskie w warunkach krajowych zadanie badawcze<sup>16)</sup>.

<sup>15)</sup> Zgodnie z u-Pe (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

<sup>16)</sup> W ramach projektu *Transition Facility* PL-2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” Komponent 2 część B. - Instytut Energetyki zrealizował projekt pt. „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie Krajowego raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz opracowanie zestawu danych i informacji dla europejskiego raportu benchmarkingowego”. Przy programowaniu zadania były wykorzystywane informacje uzyskane podczas udziału w pracach Zespołu Zadaniowego ds. Jakości Obsługi Odbiorców i Dostaw Energii Elektrycznej (CEER EQS TF) działającej w ramach Grupy Roboczej ds. Elektrycznych (CEER EWG) Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER).

Pierwszy krajowy raport porównawczy – wykonany na podstawie przeprowadzonych po raz pierwszy w Polsce badań ankietowych o tak dużej szczegółowości – pozwala na ocenę dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz paramentów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez czternastu największych operatorów sieci dystrybucyjnych, których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Badania jakości dostaw energii elektrycznej odbiorcom przeprowadzono w podziale na cztery obszary badawcze: jakość handlowa, jakość napięcia, ciągłość dostaw energii elektrycznej (wskaźniki) oraz wpływ ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych. Skupienie uwagi Regulatora na czynnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwoli Prezesowi URE na bardziej skuteczne od dotychczasowego przeprowadzanie corocznej kontroli – w oparciu o monitoring i skuteczną metodologię porównawczą weryfikacji danych jakościowych – 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 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 czternastu największych operatorów 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 przedwcześnie.

## Bilansowanie

Podobnie jak w latach poprzednich OSP PSE Operator SA prowadził bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie) zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. z późn. zm. W 2009 r. decyzja ta była zmieniona trzykrotnie. Zmiany dotyczyły m.in.:

- wprowadzenia na rynku bilansującym obsługi zgłoszeń transakcji handlowych zawieranych na rynkach dnia bieżącego, które są elementem rozwoju rynku bilansującego, uzupełniającym aktualnie stosowane rozwiązania,
- procesu przesyłania danych pomiarowo-rozliczeniowych, przekazywanych przez OSD poprzez wydłużenie o godzinę czasu na ich weryfikację. Wprowadzone zmiany umożliwiają dla OSD realizowanie funkcji Jednostki Grafikowej Bilansującej (JGBI),

- przesunięcia terminu dokonywania korekty rozliczeń poszczególnych dekad miesiąca, umożliwiające wdrożenie mechanizmu niezależnego bilansowania strat sieciowych przez OSD.

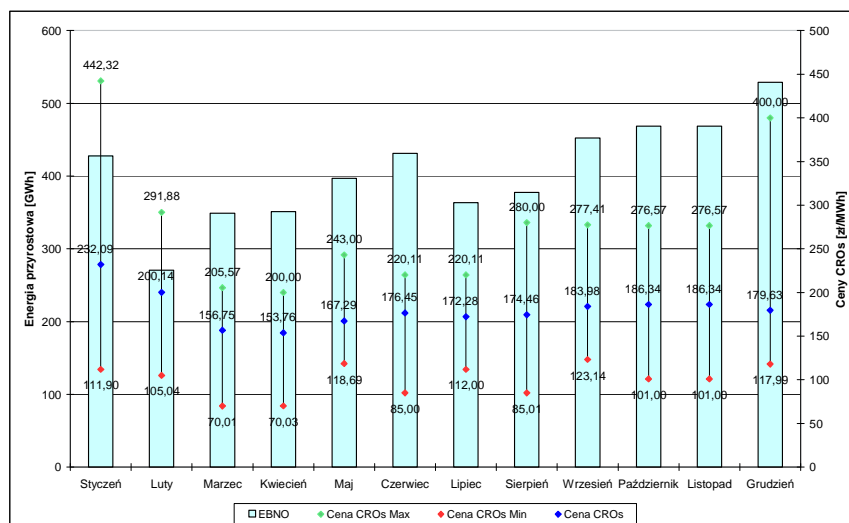
Rozliczenia za niezbilansowanie odbywają się na podstawie cen rozchylonych, przy czym od 1 stycznia 2009 r. ceny CROs i CROz (por. tab. 3.1) nie są korygowane o dodatkowe składniki, które poprzednio miały zachęcać uczestników rynku bilansującego do bilansowania się w konkurencyjnych segmentach rynku. W 2009 r. została zmieniona metoda wyznaczania cen na Rynku Bilansującym i opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców (poprzednio: średnich ważonych). Formuła cen krańcowych pozwoliła na w pełni rynkową wycenę energii elektrycznej i dostosowanie rozliczeń za energię dostarczoną poprzez rynek bilansujący do warunków wynikających z niepełnego uwolnienia cen. Formuła rozliczeń oparta na cenach krańcowych pozwala także na ograniczenie niepożądanych zachowań na rynku konkurencyjnym, objawiających się m.in. przenoszeniem obrotu z segmentów podstawowych na rynek bilansujący. Podstawową jednostką rozliczeniową za niezbilansowanie jest 1 kWh. Umożliwia to tworzenie małych grup bilansujących, w szczególności dla małych odbiorców. W tab. 3.1 przedstawiono ogólną charakterystykę zasad bilansowania.

**Tabela 3.1.** Bilansowanie – charakterystyka

Wskaźnik	Opis funkcjonowania
Okres	60 min.
Obszar	Jeden, centralnie – na poziomie sieci przesyłowej
Godzina zamknięcia RB bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący	13:00
Typowe opłaty za usługę bilansowania	Dla odbiorców (wyznaczane dla każdej godziny): CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii na Rynku Bilansującym, jako najwyższa cena za wytwarzanie energii elektrycznej w bieżącym planie koordynacyjnym dobowym swobodnie zbilansowanym, wyznaczonym przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych, w godzinie h, pomniejszona o stały składnik bilansujący $\Delta B$ (w 2009 r. $\Delta B = 0$ zł/MWh). CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii z Rynku Bilansującego, obliczana jako najwyższa cena za wytwarzanie energii elektrycznej w bieżącym planie koordynacyjnym dobowym swobodnie zbilansowanym, wyznaczonym przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych, w godzinie h, powiększona o stały składnik bilansujący $\Delta B$ (w 2009 r. $\Delta B = 0$ zł/MWh).

Źródło: URE.

Na rys. 3.3 przedstawiono średnie miesięczne wolumeny energii elektrycznej oraz ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie na rynku bilansującym (energia elektryczna odebrana z rynku bilansującego).

**Rysunek 3.3.** Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2009 r.

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

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. Ograniczeniu 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, o ile jest ona niezbędna z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE. W związku z tym, że w 2009 r. spadło w KSE zapotrzebowanie, a także zmniejszyła się liczba remontów, poziom rezerw mocy dostępnych dla operatora systemu przesyłowego wzrósł o 35% (w ujęciu średniorocznym) w porównaniu do 2008 r. W konsekwencji sytuacja w 2009 r. nie sprzyjała nadużywaniu pozycji dominującej, w przeciwieństwie do 2008 r., kiedy to PSE Operator SA odnotował możliwości takich działań ze strony wytwórców (tj. wycofanie ekonomiczne jednostek wytwórczych).

### 3.1.3. Efektywny unbundling

Wdrażając przepisy dyrektyw energetycznych do prawa krajowego, polski ustawodawca przyjął zasadę, że operatorzy systemów, na wniosek właściciela infrastruktury, są wyznaczani przez Prezesa URE decyzją administracyjną (art. 9h ust. 1 u-Pe)<sup>17)</sup>.

W 2009 r. wszyscy wydzieleni prawnie OSD na mocy decyzji Prezesa URE posiadali status OSD obowiązujący do końca okresu ważności koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

<sup>17)</sup> Implementacja dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r.: 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, do prawa polskiego została dokonana w ramach nowelizacji u-Pe ustawą z 4 marca 2005 r. Przepisy te weszły w życie 3 maja 2005 r. Ponadto ustawa nowelizująca u-Pe, która weszła w życie 11 marca 2010 r. wprowadziła szereg obostrzeń wobec podejmowania działań przez OSD. Wymagania te dotyczą niezależności pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz niezależności podejmowania decyzji związanych z działalnością operatorską (art. 9d ust. 1 i 2 u-Pe).

W Polsce na koniec 2009 r. funkcjonował jeden OSP – PSE Operator SA, który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego. Operator stara się o wykreowanie samodzielnego wizerunku: w połowie czerwca 2008 r. przeprowadził się do własnej siedziby, posiada stronę internetową, nie mającą odniesień do przedsiębiorstw, z którymi wcześniej był powiązany.

Działalność dystrybucyjną wykonywało dwudziestu operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym czternastu wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz sześciu tzw. operatorów lokalnych, nie podlegających rozdziałowi organizacyjnemu i prawnemu. Większość wydzielonych prawnie OSD funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, będących pionowo zintegrowanymi przedsiębiorstwami energetycznymi. 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 firmy zagraniczne. W odniesieniu do sześciu lokalnych operatorów zastosowano zasadę 100 000 odbiorców ( w przypadku której nie ma konieczności rozdziału działalności – *unbundling*).

**Tabela 3.2.** Charakterystyka *unbundlingu*, stan na 31 grudnia 2009 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)	14
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0

\* Od 1 stycznia 2007 r.

\*\* Od 1 stycznia 2008 r.

Źródło: URE.

Proces uzyskiwania przez operatorów systemów dystrybucyjnych pełnej i faktycznej niezależności, a nie tylko wypełniania formalno-prawnych wymogów, przebiega powoli. Niewątpliwym utrudnieniem dla tego procesu jest pozostawanie przez operatorów w pionowo zintegrowanych i mocno 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, to ocena faktycznej niezależności OSD, na przykładzie chociażby zbudowania odrębnego wizerunku, pozostawia pewne wątpliwości.

Wielu operatorów wykonuje działalność gospodarczą nie związaną *stricte* z zadaniami operatora. Działalność ta polega m.in. na konserwacji oświetlenia ulicznego, dzierżawie lub wynajmie nieruchomości i środków transportu, usługach technicznych, informatycznych oraz telekomunikacyjnych. Prowadzenie przez operatora działalności niezwiązanej z przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest co do zasady sprzeczne z przepisami art. 9d u-Pe. Jednak jak wynika z oświadczeń operatorów, prowadzenie powyższej działalności jest niezbędne do wykonywania zadań operatorskich. Wszyscy ci operatorzy prowadzą rozliczenia przychodów i kosztów w sposób umożliwiający wydzielenie części kosztów nie związanych z działalnością operatorską.

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. Nie odnotowano przypadku wydawania poleceń dotyczących bieżącego funkcjonowania OSD przez kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednak znaczna liczba OSD posiada spółki zależne, które zajmują się m.in. działalnością w zakresie szkoleniowo-wypoczynkowym, gastronomicznym, poligraficznym oraz działalnością usługowo-eksploatacyjną. Czterech operatorów posiada udziały/akcje w innych przedsiębiorstwach energetycznych, a także czterech OSD posiada akcje i udziały w innych spółkach.

Wszyscy operatorzy dysponują systemami ochrony informacji wrażliwych. Dane osobowe klientów przechowywane są m.in. w sieci lokalnej na serwerach należących do OSD, do których dostęp mają jedynie upoważnieni pracownicy.

Znaczny wpływ na rozwój zasady TPA ma zagwarantowanie takiego wizerunku OSD, aby odbiorcy nie utożsamiali operatora z przedsiębiorstwem obrotu, wydzielonym z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Wyniki badania wskazują, że rozdzielenia siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonało dziesięciu OSD. Z pozostałych czterech – jeden deklaruje wydzielony obszar dla spółki obrotu. Trzej operatorzy nadal pozostają w tej samej siedzibie z przedsiębiorstwem obrotu. Nazwy większości operatorów silnie kojarzą się z nazwą sprzedawcy z urzędu, który działa na jego terenie. Negatywnie należy ocenić także fakt, że w dwóch przypadkach zmieniono nazwę operatora, w ten sposób, iż spowodowało to wzmocnienie konotacji nazwy operatora z nazwą grupy.

Dziesięciu operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta – ich liczba na terenie działania poszczególnych OSD waha się od 1 do 34. Jednocześnie są operatorzy świadczący kompleksową obsługę klientów detalicznych zarówno w zakresie działalności dystrybucyjnej, jak i działalności obrotowej. Utworzenie centrów kompleksowej obsługi klienta jest niewątpliwie zasadne z punktu widzenia klientów oraz ekonomiki funkcjonowania przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych, jednakże centra te nie mogą być umiejscowione w strukturach OSD, ponieważ to negatywnie wpływa na ich niezależność.

Wyniki badań wykazują, że mimo upływu ponad dwu- i półrocznego okresu, w którym OSD podejmują działania zmierzające do skutecznego oddzielenia działalności sieciowej od działalności w zakresie wytwarzania i obrotu, funkcjonowanie tych operatorów w ramach grup kapitałowych nie sprzyja uzyskaniu przez nich faktycznej niezależności, a w konsekwencji zapewnieniu równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady TPA. Wydaje się, że rozwiązaniem gwarantującym faktyczną niezależność operatora systemu dystrybucyjnego byłoby przyjęcie modelu rozdziału własnościowego.

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

### **3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej**

Struktura sektora jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki” przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r. W efekcie jego realizacji powstały cztery pionowo skonsolidowane grupy energetyczne, tj.: Tauron, Polska Grupa Energetyczna, ENERGA oraz ENEA. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma PGE Polska Grupa Energetyczna SA.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim z pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji.

Tabela 3.3. Stan koncentracji podsektora wytwarzania \*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach netto	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w produkcji netto	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych netto [%]	Udział trzech największych podmiotów w produkcji netto [%]	Wskaźnik HHI	
					moc zainstalowana netto	produkcja netto
2008	5	5	57,5	55,9	1 592,6	1 622,1
2009	5	5	58,3	55,1	1 617,6	1 565,1

\* Dla wszystkich podmiotów wytwórczych, 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 netto zmienił się w 2009 r. nieznacznie w porównaniu do 2008 r., podobnie według produkcji netto. Trzej najwięksi wytwórcy dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za 55% produkcji energii elektrycznej.

Stopień koncentracji obrotu na rynku hurtowym jest znacznie wyższy niż w wytwarzaniu. Udział w rynku trzech największych przedsiębiorstw obrotu w 2009 r. wyniósł 75,2% i był niższy o 1,2 punktu procentowego w porównaniu z 2008 r. Udział grupy PGE w obrocie hurtowym w 2008 r. wyniósł 48%, natomiast drugiej co do wielkości obrotu grupy TAURON – 19,8% (jedynie podmioty, które osiągnęły udział powyżej 10%). Wysoki poziom koncentracji potwierdzają przede wszystkim indeksy HHI, których wartość znacznie przekracza dolną granicę wysokiego poziomu koncentracji rynku (1 800). Mimo spadku wartości tego wskaźnika w 2009 r. należy podkreślić, że rynek pozostał wysoko skoncentrowany, o czym świadczy utrzymujący się ponad 75%-owy udział w rynku trzech największych podmiotów.

Tabela 3.4. Stan koncentracji w obrocie hurtowym

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w wolumenie sprzedaży do odbiorców hurtowych	Udział trzech największych podmiotów w sprzedaży do odbiorców hurtowych [%]	Wskaźnik HHI
2008	5	76,7	3 632,6
2009	5	75,2	2 850,6

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Kontrakty dwustronne, podobnie jak w latach poprzednich, pozostały główną formą handlu hurtowego energią elektryczną. W 2009 r. w ramach takich kontraktów wytwórcy sprzedali przedsiębiorstwom obrotu ponad 90% energii elektrycznej (por. tab. 3.5). Pozostała sprzedaż była realizowana na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu na rynkach *spot* (giełda, internetowe platformy obrotu energią elektryczną). Struktura transakcji na rynku hurtowym pozostała zasadniczo niezmienną w porównaniu do 2008 r.

**Tabela 3.5.** 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

\* 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.

**Tabela 3.6.** Kierunki zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu [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

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

**Tabela 3.7.** Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w 2009 r. [TWh]

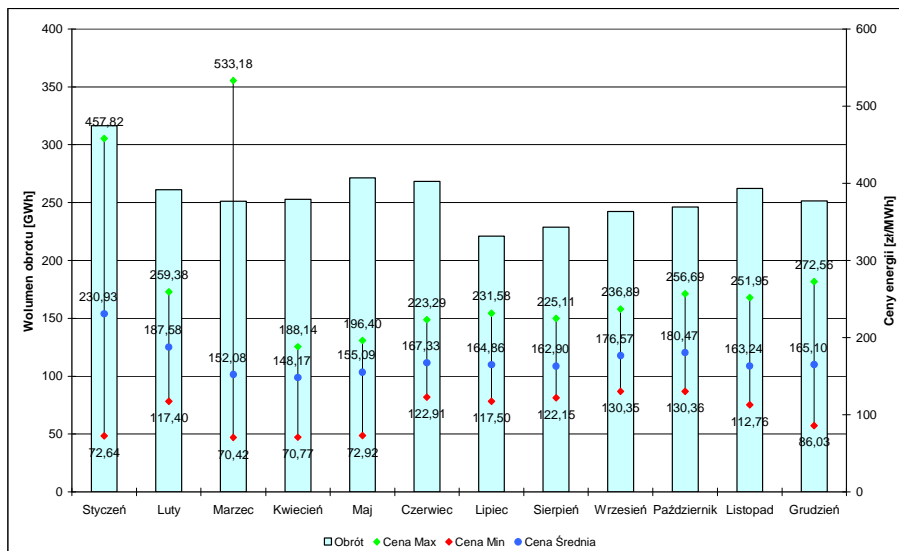
	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2008	119,0	192,1	1,7	2,5	3,5	12,2	331,0
2009	107,9	179,2	3,2	6,3	4,2	19,3	320,1

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

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Transakcje giełdowe nadal miały w 2009 r. niewielkie znaczenie. Obrót na TGE SA wyniósł 3,07 TWh. W stosunku do całkowitego zużycia energii elektrycznej w 2009 r. stanowiło to zaledwie 2,07%. Nastąpił jednak wzrost obrotu giełdowego, o 45% w porównaniu do 2008 r. Wśród powodów rosnącego udziału sprzedaży na giełdzie można wskazać: 1) zmianę sposobu wyznaczania cen na rynku bilansującym (wprowadzenie cen marginalnych), 2) presję wywieraną na przedsiębiorstwa energetyczne w celu zwiększenia udziału sprzedaży dokonywanej w sposób otwarty i konkurencyjny, w tym prace legislacyjne związane z wprowadzeniem tzw. obowiązku giełdowego, 3) zmianę warunków gospodarczych w kraju, w tym większą stabilizację cen energii elektrycznej, 4) przekontraktowanie uczestników rynku (przedsiębiorstw obrotu, sprzedawców). Na rys. 3.4 przedstawiono sytuację na TGE SA.

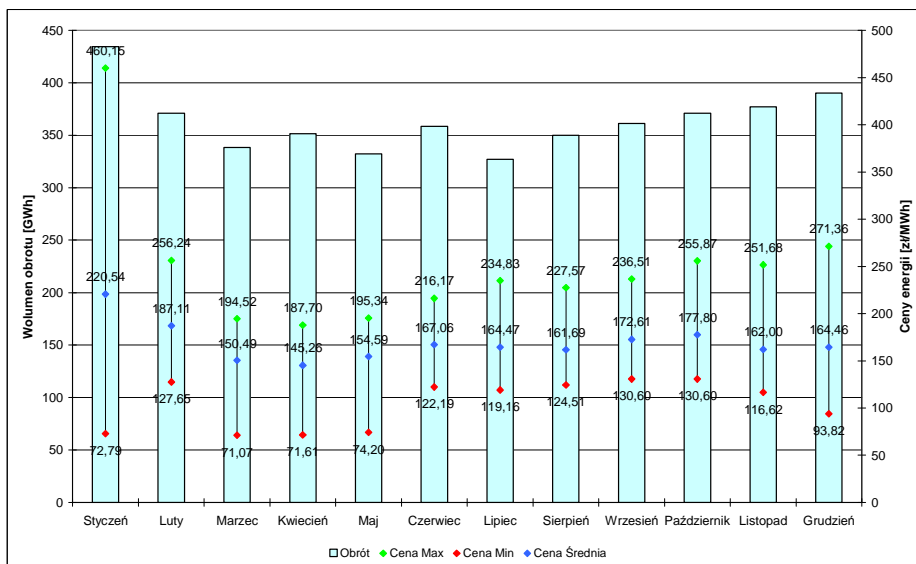
Rysunek 3.4. Wolumen obrotu i ceny energii elektrycznej na TGE SA



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Niewiele większym wolumenem obrotu energią niż giełda charakteryzuje się Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) – zorganizowany rynek obrotu energią elektryczną prowadzony przez jednego z uczestników rynku. Wolumen obrotu na POEE ukształtował się w 2009 r. na poziomie 4,36 TWh, co stanowiło 2,93% w stosunku do krajowego zużycia energii elektrycznej. Na rys. 3.5 przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej oraz wolumen obrotu w transakcjach krótkoterminowych (indeks PoDeek).

Rysunek 3.5. Wolumen obrotu i ceny energii elektrycznej na POEE



Źródło: URE na podstawie danych POEE.

Struktura sprzedaży energii na rynku hurtowym wskazuje, że jest on zdominowany przez kontrakty dwustronne. W powiązaniu z koncentracją obrotu wewnątrz grup pionowo-skonsolidowanych (w 2009 r. łączny wewnętrzny obrót w czterech grupach stanowił 58,3% w całym obrocie hurtowym) skutkuje to niewielką płynnością i brakiem transparentności pol-

skiego rynku energii elektrycznej. Powoduje to, że nie jest możliwe określenie wiarygodnej ceny odniesienia dla transakcji zawieranych na rynku fizycznych dostaw energii. Wolumen obrotu na rynku chwilowym (*spot*, w tym na giełdzie) w porównaniu do ogólnego wolumenu obrotu energią elektryczną zwiększył się w 2009 r., przyczyniając się do poprawy płynności rynku hurtowego, mimo to nadal pozostaje relatywnie niewielki.

Rynek terminowy energii elektrycznej na TGE SA został uruchomiony pod koniec 2008 r. Pierwsze transakcje zostały zawarte w 2009 r. Na TGE SA notowane są cztery rodzaje instrumentów ze względu na ich termin wykonania: tygodniowe, miesięczne, kwartalne oraz roczne. Są kontrakty typu BASE oraz PEAK. Łączny wolumen obrotu wyniósł 658,19 GWh (co stanowiło 0,4% produkcji z 2009 r.), a w podziale na ww. rodzaje instrumentów kształtował się następująco: tygodniowe – 13,815 GWh, miesięczne – 137,46 GWh, kwartalne – 400,187 GWh oraz roczne – 106,725 GWh. Niewielka liczba transakcji kontraktami forward i marginalny wolumen obrotu nie pozwalają aktualnie na wyznaczenie wiarygodnej ceny energii elektrycznej w długim horyzoncie czasowym (tzw. cena *new entry*). Z tego samego względu nie jest też możliwa szczegółowa analiza wskaźników charakteryzujących obrót na rynku terminowym, takich jak otwarte pozycje kontraktowe (*open interest*) oraz różnica pomiędzy składanymi ofertami sprzedaży i zakupu energii (*spread between bids and offers*).

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 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. Planuje się, że zasady te wejdą w życie w 2010 r. Z tego względu można uznać, że rynek polski ma charakter sub-regionalny.

Istotnym ograniczeniem dla integracji polskiego rynku z krajami sąsiednimi jest niewystarczający poziom transgranicznych zdolności przesyłowych. Ponadto wzrastający poziom generacji wiatrowej w północnej części Niemiec utrudnia w coraz większym stopniu optymalne wykorzystanie istniejących połączeń transgranicznych ze względu na trudne do prognozowania wrażliwe przepływy kołowe przez KSE.

Odnosząc się do połączeń międzysystemowych z innymi państwami członkowskimi, a w szczególności połączenia ze Szwecją, w ramach regionalnej inicjatywy energetycznej dla rynku północnego wypracowano rekomendacje dla regulatorów i operatorów systemów przesyłowych, zgodnie z którym integracja rynków polskiego i skandynawskiego powinna odbywać się w ramach łączenia rynków (*market coupling*). W wyniku wejścia w życie nowelizacji u-Pe z 8 stycznia 2010 r., będzie możliwe wyznaczenie przez Prezesa URE operatora systemu przesyłowego dla połączenia SwePol Link z urzędu, nawet w przypadku gdy z wnioskiem o wyznaczenie nie wystąpi właściciel sieci. Taka sytuacja powinna umożliwić wdrożenie rynkowych zasad alokacji zdolności przesyłowych na tym połączeniu.

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

Innym ograniczeniem dalszej transgranicznej integracji jest brak odpowiedniej płynności polskiego rynku giełdowego, co ma znaczenie w przypadku wdrażania aukcji niejawnych (*implicit*). W celu zwiększenia płynności polskiego rynku giełdowego zostały podjęte prace legislacyjne mające na celu wprowadzenie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie lub innym rynku zor-

ganizowane (platformy obrotu) dla wybranych grup wytwórców. Prace te zakończyły się wejściem w życie 11 marca 2010 r. zmienionych przepisów u-Pe.

### 3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

Rynek detaliczny to rynek odbiorcy końcowego dokonującego zakupu paliw i energii na własny użytek. Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstw), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu energią). Liczba produktów skierowanych przez przedsiębiorstwa obrotu do odbiorców końcowych jest bardzo zróżnicowana w poszczególnych spółkach. Mogą to być tylko standardowe produkty (produkt dzienny i nocny) poprzez produkty wspierające rozwój odnawialnych źródeł energii aż po produkty skierowane indywidualnie dla danego odbiorcy.

Liczba znajdujących się po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej odbiorców końcowych wynosi ok. 16 mln, z czego nieco ponad 85% stanowią gospodarstwa domowe. Jednocześnie wolumen sprzedaży energii dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 24% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej.

W 2009 r. 28 przedsiębiorstw prowadziło sprzedaż do odbiorcy końcowego, z czego 18 to przedsiębiorstwa z kapitałem krajowym. Natomiast 20 sprzedawców jest powiązanych kapitałowo z OSD.

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej w 2009 r. mają sprzedawcy „zasiedziali” (ang. *incumbent supplier*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (czternaście podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy o świadczenie usług dystrybucji tej energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu wobec odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku energii elektrycznej działają także inni sprzedawcy (około dwudziestu aktywnych uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, o charakterze lokalnych monopolii, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi ok. 310.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i bardzo niewielka skala ich zmiany (tab. 3.8).

**Tabela 3.8.** Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2009 r.	Wolumen sprzedaży ogółem w 2009 r. [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Wolumen sprzedaży w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
> 2 000	4 374	51 742 976	232	0	11 584 935	0
50 – 2 000	96 352	21 967 765	563	0	252 525	0
< 50	16 292 339	42 776 390	742	1 062	8 400	3 378
<b>Razem</b>	<b>16 393 065</b>	<b>116 487 132</b>	<b>1 537</b>	<b>1 062</b>	<b>11 845 859</b>	<b>3 378</b>

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

**Tabela 3.9.** Charakterystyka sprzedawców na rynku detalicznym

Rok	Sprzedawcy, których udział w rynku przekracza 5%	Udział trzech największych spółek w rynku		
		dużych odbiorców przemysłowych [%]	średniej wielkości odbiorców przemysłowych i usługowych [%]	małych odbiorców i domowych [%]
2007	6	41,1	47,1	48,8
2008	6	40,0	46,6	48,9
2009	6	35,0	49,4	45,0

Źródło: URE.

Jak pokazują dane, w 2009 r. udział trzech największych spółek obrotu w sprzedaży do dużych odbiorców przemysłowych zmniejszył się o 5 punktów procentowych i wyniósł 35,0%, niewiele zwiększył się udział w sprzedaży do średniej wielkości odbiorców przemysłowych i usługowych. Odnotowano spadek udziału największych spółek obrotu w przypadku sprzedaży do małych odbiorców i gospodarstw domowych.

Zestawienie kierunków sprzedaży energii elektrycznej pięciu największych sprzedawców przedstawiono w tab. 3.10.

**Tabela 3.10.** Struktura sprzedaży największych sprzedawców (stan na koniec 2009 r.)

Sprzedawcy	Udział w sprzedaży do odbiorców końcowych		
	≥ 2 GWh	50 MWh – 2 GWh	≤ 50 MWh
ENERGA-Obrót SA	9,2	20,2	18,3
ENEA SA	12,5	18,1	12,4
ENION Energia Sp. z o.o.	11,9	9,9	14,2
EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.	10,7	11,1	9,7
RWE Polska SA	5,3	8,6	5,0
Vattenfall Sales Poland SA	4,9	5,9	6,5

Źródło: URE.

### Zmiana sprzedawcy

Rynek detaliczny energii elektrycznej w 2009 r. nie był rynkiem „aktywnym”. Pomimo tego, że coraz więcej odbiorców energii elektrycznej dokonuje zmiany sprzedawcy, to jednak ilość tych zmian jest wciąż niewielka. Nieaktywni są zwłaszcza odbiorcy w gospodarstwach domowych, którzy nie mając odpowiedniej wiedzy na temat funkcjonowania rynku nie podejmują próby znalezienia oferty korzystniejszej dla siebie.

Procedura zmiany sprzedawcy została określona w części IRiESD dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi – dokumentach zatwierdzonych przez Prezesa URE. Zgodnie z postanowieniami IRiESD proces zmiany sprzedawcy nie może trwać dłużej niż 30 dni w przypadku pierwszej zmiany oraz 14 dni w przypadku zmian kolejnych. Nieco odmiennie zasady przewidziano u trzech operatorów: Vattenfall Distribution Poland SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. W tych przypadkach procedury zmiany sprzedawcy są przeprowadzane z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania – Platformy Wymiany Informacji. Platforma ta umożliwia prostą i sprawną obsługę klientów tego operatora, jednakże wymaga zastosowania nieco odmiennych rozwiązań w instrukcji. Zastosowana procedura umożliwia zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, pod warunkiem jednak, że zgło-

szenie nastąpi do dziesiątego dnia miesiąca, w przeciwnym razie zmiana sprzedawcy następuje z końcem kolejnego miesiąca.

Zgodnie z zatwierdzonymi procedurami do odbiorcy należy zawarcie umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i rozliczenie się ze starym sprzedawcą. Wszystkie pozostałe formalności, łącznie z wypowiedzeniem umowy staremu sprzedawcy, może wykonać nowy sprzedawca na podstawie upoważnienia udzielonego przez odbiorcę. Nie ma także ograniczeń w liczbie zmian sprzedawcy.

W instrukcjach operatorzy zobowiązali się także do opracowania i zamieszczenia na swoich stronach internetowych wzorów wniosków o zmianę sprzedawcy. Dodatkowo nowelizacja u-Pe z 8 stycznia 2010 r. nałożyła na operatorów systemów dystrybucyjnych: 1) obowiązek publikowania listy sprzedawców, z którymi operator zawarł generalne umowy dystrybucji, umożliwiające działanie sprzedawcy na terenie danego operatora oraz 2) obowiązek publikowania wzorców umów zawieranych przez operatora z użytkownikami systemu. Obowiązki te niewątpliwie przyczynią się do ułatwienia realizacji uprawnienia do zmiany sprzedawcy przez odbiorców.

Ponadto zgodnie z instrukcjami operatorzy mają obowiązek udzielania odbiorcom informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji oraz możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w tym o procedurze zmiany.

W URE działa również infolinia, dzięki której odbiorcy mogą uzyskać informacje o prawie do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej – odbiorcy korzystający z infolinii informowani są o tym, jak krok po kroku dokonać takiej zmiany.

Obecnie obowiązujące procedury zmiany sprzedawcy w elektroenergetyce nie są barierą rozwoju konkurencyjnego rynku. Wymagana aktywność odbiorcy ograniczona jest do minimum (wybór sprzedawcy, podpisanie umowy i rozliczenie z dotychczasowym sprzedawcą). Czas na przeprowadzenie zmiany jest krótki, a barierą jego dalszego skracania w przyszłości jest czas potrzebny na odczyt licznika i wymianę informacji.

Mimo uproszczenia procedury zmiany sprzedawcy, nadal tylko część odbiorców widzi korzyści z tej możliwości. Główną przyczyną małego zainteresowania odbiorców zmianą sprzedawcy był brak wystarczającej liczby konkurencyjnych ofert sprzedaży energii. Do innych barier można zaliczyć przedłużający się proces podpisywania umów o świadczenie usług dystrybucji, a także nieuzasadnione zmiany zasad świadczenia tych usług po skorzystaniu z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę. Po zgłoszeniu takich przypadków do Regulatora podejmowane są działania, które dotychczas miały pozytywny skutek prowadząc do realizacji uprawnienia odbiorcy w odpowiednim czasie.

Ponadto wciąż jest brak dostatecznej wiedzy odbiorców, w szczególności w gospodarstwach domowych, o możliwości zmiany sprzedawcy. Prezes URE podjął działania edukacyjne, umieszczając potrzebne informacje na stronie internetowej urzędu oraz uruchamiając infolinię poświęconą zagadnieniom zmiany sprzedawcy.

Typowymi umowami w gospodarstwach domowych są umowy kompleksowe na dostawę i sprzedaż energii elektrycznej i są zazwyczaj zawierane na czas nieokreślony, przy czym czas wypowiedzenia takiej umowy wynosi zwykle 30 dni.

Aktywność konsumencka przejawiająca się korzystaniem z prawa wyboru sprzedawcy, obejmującego wszystkich odbiorców, mimo upływu trzech lat, ciągle jest bardzo niska. Udział dużych i średniej wielkości podmiotów przemysłowych, którzy zmienili sprzedawcę wzrósł w porównaniu z 2008 r. Natomiast udział odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zmienili sprzedawcę jest śladowy (0,007%).

Ilustracją takiego stanu rzeczy są informacje ilościowe zawarte w tab. 3.11 dotyczącej zmiany sprzedawcy.



Tabela 3.11. Zmiana sprzedawcy

Rok	Odbiorcy, którzy zmienili sprzedawcę – według liczby punktów pomiarowych (1)			Udział odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę – według zużycia energii (2)			Liczba renegegowanych umów*
	duże podmioty	średniej wielkości podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	duże podmioty przemysłowe	średniej wielkości podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	
2007	b.d.**	b.d.**	b.d.**	16,95	0,128	0,001	44
2008	b.d.**	b.d.**	b.d.**	15,95	0,309	0,005	b.d.
2009	b.d.**	b.d.**	b.d.**	22,39	1,150	0,03	b.d.

\* Renegocjacja umowy oznacza zmianę warunków umowy z dotychczasowym sprzedawcą.

\*\* Dane w innym układzie (tab. 3.12).

Źródło: (1) ARE SA, (2) URE.

Dane dotyczące odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę zostały przedstawione wg kryterium zużycia energii, bez informacji o liczbie punktów pomiarowych (tab. 3.12).

Tabela 3.12. Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę (stan na koniec roku)

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [MWh]	Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę według zużycia energii			
	duże i średnie podmioty przemysłowe oraz małe przedsiębiorstwa		gospodarstwa domowe	
	2008 r.	2009 r.	2008 r.	2009 r.
> 2 000	56	232	–	–
50 – 2 000	13	563	–	–
< 50	16	742	905	1 062
Razem	85	1 537	905	1 062

Źródło: URE.

Jak wynika z powyższych tabel w 2009 r. w porównaniu z 2008 r. odnotowano znaczny wzrost dokonanych przez odbiorców zmian sprzedawcy. Dane pokazują, że odbiorcy stanowiący duże i średnie podmioty przemysłowe są znacznie bardziej aktywni, niż odbiorcy w gospodarstwach domowych. W dużym stopniu wynika to z uwolnienia cen w tym segmencie odbiorców. Wolumen sprzedaży energii elektrycznej spółek obrotu w ramach TPA w 2009 r. był wyższy o zaledwie ok. 2% w porównaniu z 2008 r. i wynosił 12 920 GWh (11,0% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych)

Tabela 3.13. Realizacja zasady TPA

Rok	Liczba odbiorców korzystających z zasady TPA	Energia dostarczona odbiorcom TPA [GWh]	Procentowy udział energii w TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej
2007	604	8 815	7,8
2008	990	8 980	8,6
2009	2 599	12 920	11,0

Źródło: URE.

W sumie na koniec 2009 r. odnotowano 2 599 odbiorców, w tym 1 062 odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z dawnej spółki dystrybucyjnej działająca na terenie OSD, do którego sieci ci odbiorcy są przyłączeni.

Większość OSD zadeklarowała, że stosowana w praktyce procedura zmiany sprzedawcy była zgodna z IRiESD w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Wydłużony czas zmiany sprzedawcy wynikał z dat wypowiedzenia dotychczas obowiązujących umów kompleksowych.

Kilku odbiorców złożyło reklamacje, które dotyczyły zmiany sprzedawcy. Reklamacje te zostały odrzucone, ponieważ klient posiadał niedostosowany do wymagań IRiESD układ pomiarowy. W kilku innych przypadkach OSD odrzucił zgłoszenie zmiany sprzedawcy, ponieważ zawierało ono nieprawidłowe dane identyfikacyjne sprzedawcy. Przyczyną dokonywanych nielicznych korekt dotyczących zmiany sprzedawcy była np. zmiana wielkości rozliczeniowych, błąd systemu bilingowego, korekta stanów odczytowych.

### Ceny detaliczne

Poniżej przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej w poszczególnych grupach odbiorców oraz ich średni wzrost na koniec 2009 r. w porównaniu do końca 2008 r. Grupa taryfowa G oznacza odbiorców w gospodarstwach domowych, grupa taryfowa C – odbiorców instytucjonalnych przyłączonych na niskim napięciu, grupa taryfowa B – odbiorców instytucjonalnych przyłączonych na średnim napięciu, grupa taryfowa A – odbiorców instytucjonalnych przyłączonych na wysokim napięciu.

Zaprezentowane w tab. 3.14 i na rys. 3.6 dane dotyczą faktycznych cen energii elektrycznej (bez uwzględniania opłat dystrybucyjnych), a nie cen w zatwierdzonych taryfach, ani na rachunkach dla odbiorców rozliczanych zaliczkowo – na podstawie prognozy zużycia.

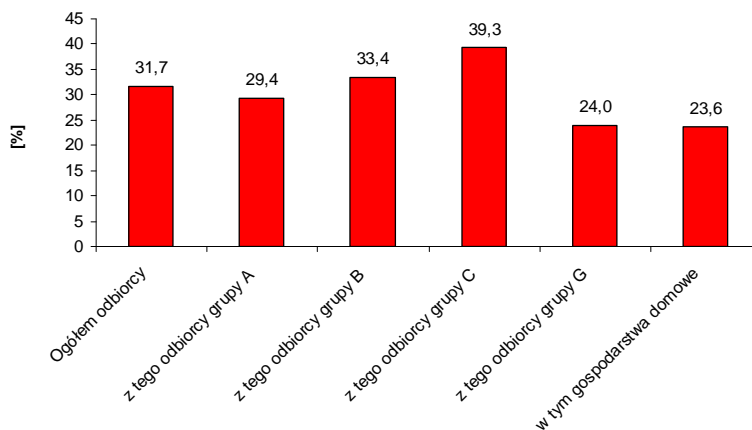
Ceny za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wzrosły pomiędzy IV kwartałem 2008 r. a IV kwartałem 2009 r. o 31,7%. Największy wzrost nastąpił dla odbiorców grupy taryfowej C – o 39,3%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 24,0%. W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

**Tabela 3.14.** Ceny za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	Ceny za energię elektryczną		Zmiana [%]
	IV kwartał 2008	IV kwartał 2009	
	[zł/MWh]	[zł/MWh]	
Ogółem odbiorcy	202,53	266,83	31,7
z tego: odbiorcy grupy taryfowej A	189,64	245,42	29,4
odbiornicy grupy taryfowej B	204,61	273,05	33,4
odbiornicy grupy taryfowej C	215,36	299,91	39,3
odbiornicy grupy taryfowej G	195,37	242,20	24,0
w tym: gospodarstwa domowe	195,72	241,99	23,6

Źródło: ARE SA.

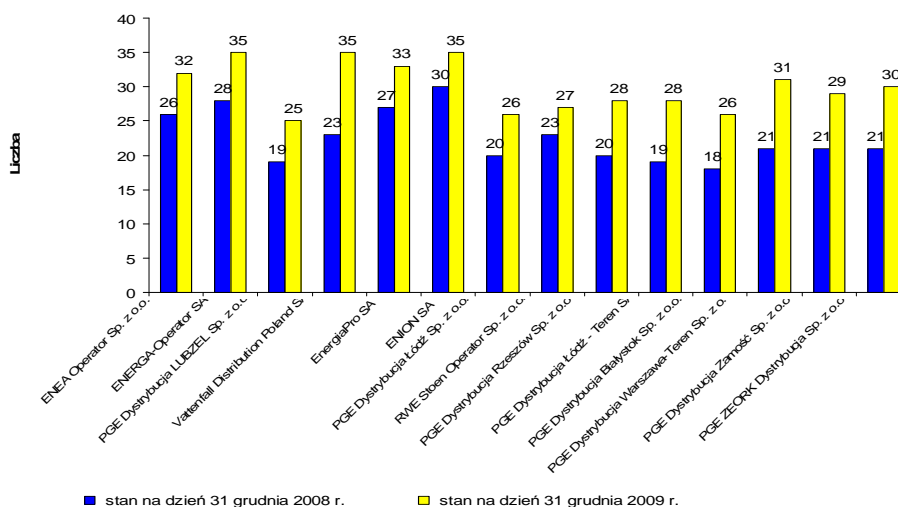
Rysunek 3.6. Zmiana cen za energię elektryczną – porównanie IV kwartału 2009 i 2008 r.



Źródło: ARE SA.

Jednym z 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). Umowy te określają zasady współpracy pomiędzy operatorem a sprzedawcą i ich zawarcie jest warunkiem działania sprzedawcy na terenie danego operatora systemu. W 2009 r. OSD skupieni w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz sprzedawcy skupieni w Towarzystwie Obrotu Energią Elektryczną (TOEE) uzgodnili wspólny wzorzec generalnej umowy dystrybucji. Władze towarzystw rekomendowały ten wzorzec do powszechnego stosowania. Z monitoringu przeprowadzonego w 2009 r. wynika, że ogólna liczba zawartych generalnych umów dystrybucji, w porównaniu do 2008 r., wzrosła średnio o jedną trzecią. Na koniec grudnia 2009 r. największą liczbę – 35 zawartych GUD posiadało trzech operatorów: ENERGA-OPERATOR SA, Vattenfall Distribution Poland SA oraz ENION SA. Wiele umów jest także negocjowanych. Jednocześnie wszyscy operatorzy posiadają zawarte generalne umowy dystrybucji z przedsiębiorstwem, które na terenie tego operatora pełni funkcję sprzedawcy z urzędu. Zestawienie zawartych oraz negocjowanych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów przedstawia poniższy rys. 3.7.

Rysunek 3.7. Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji, stan na 31 grudnia 2009 r.



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Proces podpisywania generalnych umów dystrybucji utrzymuje trend rosnący. Uwzględniając jednak zarówno wyniki monitoringu, jak i szerszą wiedzę Regulatora, można jednak wątpić, 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.

### Działalność edukacyjno-informacyjna i promocyjna

2009 r. był kolejnym rokiem wzmożonej aktywności Prezesa URE na polu upowszechniania wiedzy o konkurencyjnym rynku i prawach konsumenta. Prezes URE prowadził działania mające na celu wzmocnienie pozycji odbiorcy na rynku energii. Inicjował prace nad zmianami zasad funkcjonowania rynku, prowadził działania edukacyjno-informacyjne, adresowane szczególnie do gospodarstw domowych, których dostęp do specjalistycznej i dość hermetycznej wiedzy o funkcjonowaniu rynku energii jest bardzo utrudniony. W okresie tym w urzędzie nadal funkcjonowała infolinia<sup>18)</sup> dla odbiorców zainteresowanych zmianą sprzedawcy. Aby poprawić dostępność poradnictwa infolinie uruchomione zostały także we wszystkich oddziałach terenowych URE.

W wielu kwestiach dotyczących pozycji odbiorcy na rynku energii Prezes URE współpracuje z wyspecjalizowanymi instytucjami i organizacjami, jak powiatowi i miejscy Rzecznicy Konsumentów, Stowarzyszenie Konsumentów Polskich czy Federacja Konsumentów. Przez ostatnie dwa lata jednostki organizacyjne URE, w tym oddziały terenowe, w różnych miejscach kraju przeprowadzały warsztaty dla rzeczników konsumentów, przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego, pracowników ośrodków pomocy społecznej, organizacji konsumenckich i pozarządowych. Na szkoleniach tych wyjaśniano zawichości rynku energii, tłumaczono ekonomiczne i prawne aspekty zmiany sprzedawcy, mówiono o warunkach i stanie liberalizacji rynku energii elektrycznej, efektywnym zużyciu energii.

Spójny program działań informacyjnych na rzecz odbiorców energii Prezes URE rozpoczął pod koniec 2008 r. w ramach tzw. „Strefy Odbiorcy”<sup>19)</sup>. Inicjatywa ta stała się forum konsumenckim poświęconym identyfikacji i wspólnym poszukiwaniom rozwiązań powszechnych problemów odbiorców paliw i energii, wypracowywaniu dobrych praktyk oraz przyjmowaniu dobrowolnych porozumień, jak również kreowaniu rynku odbiorcy w poszczególnych sektorach. W 2009 r. w ramach „Strefy Odbiorcy” odbyło się dziewięć cykli spotkań i warsztatów w różnych miastach Polski z udziałem przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych, organizacji konsumenckich i administracji publicznej, działającej w tym zakresie<sup>20)</sup>. Tematem spotkań były problemy drobnych odbiorców – gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw, m.in. niewystarczająca przejrzystość i skomplikowane procedury zmiany sprzedawcy, brak wiedzy konsumenckiej i utrudniony dostęp do informacji, edukacji, brak przejrzystości i niezrozumiałość wystawianych rachunków.

W 2009 r., podobnie jak w latach poprzednich, URE był beneficjentem tzw. środków przejściowych *Transition Facility* w ramach programu – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” – alokacja TF 2006. W ramach tego programu w 2009 r. kontynuowano realizację Komponentu 3

---

<sup>18)</sup> Od 2008 r. za pośrednictwem infolinii pracownicy URE udzielili kilka tysięcy porad, wskazówek i wyjaśnień dotyczących procedur i uregulowań prawnych w przypadku skorzystania z prawa zmiany sprzedawcy i korzyści z tym związanych.

<sup>19)</sup> „Strefę Odbiorcy” skutecznie uzupełnia od kwietnia 2009 r. e-poradnik URE. Tylko w 2009 r. wirtualną „Strefę Odbiorcy” odwiedziło kilka tysięcy osób.

<sup>20)</sup> W ramach „Strefy Odbiorcy” URE współpracowało m.in. z: Miejskimi Rzecznikami Konsumentów, Stowarzyszeniami Konsumentów Polskich, Federacją Konsumentów, stowarzyszeniami energetycznymi (np. PTPiREE, TOE, Izba Gospodarcza Gazownictwa), uczelniami (np. Uniwersytet Warmińsko-Mazurski), portalami Verivox i nasza-energia.pl, zarządzającymi nieruchomościami, przedsiębiorstwami ciepłowniczymi oraz organami administracji państwowej i władzami lokalnymi.

– kalkulator taryfowy oraz Kodeks dobrych praktyk sektora energetycznego – którego wykonawcą jest ITTI Sp. z o.o. z Poznania. Komponent 3 ma wesprzeć Regulatora w działaniach mających na celu wypełnienie wymogów dotyczących otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez opracowanie jednolitego kodeksu postępowania sprzedawców energii elektrycznej i gazu oraz operatorów systemów. W listopadzie 2009 r. URE odebrał projekt, tym samym zakończona została faza wykonawcza projektu: *Witryna internetowa zawierająca kalkulator energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz opracowanie kodeksów dobrych praktyk dla sektora elektroenergetycznego i gazowego*, który będzie wdrożony po konsultacjach z użytkownikami rynku.

Jak już zostało wspomniane wcześniej, od 1 lipca 2007 r. w centrali oraz w oddziałach terenowych URE funkcjonuje także infolinia, dzięki której odbiorcy mogą uzyskać informacje o prawie do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej – odbiorcom korzystającym z infolinii przekazywane są informacje jak krok po kroku dokonać takiej zmiany oraz ogólne wyjaśnienia i porady dotyczące wolnego rynku energii.

### Skargi odbiorców i zapytania ofertowe

W 2009 r. w porównaniu z 2008 r., utrzymał się wzrost spraw kierowanych od odbiorców do Prezesa URE, dotyczących energii elektrycznej. Sytuacja ta wynika z kilku powodów. Jednym z nich jest dalsze upowszechnienie informacji o istnieniu w strukturze URE wyodrębnionego stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii oraz relatywnie łatwiejszy z nim kontakt dzięki Internetowi. Drugim powodem wzrostu są problemy odbiorców wynikające ze zmian strukturalnych w sektorze i w poszczególnych przedsiębiorstwach energetycznych. Po wyodrębnieniu działalności dystrybucyjnej i obrotowej narastała liczba pytań dotyczących roli poszczególnych rodzajów przedsiębiorstw. Potwierdzeniem roli Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii jako instytucji pomagającej odbiorcy głównie poprzez dostarczenie właściwej informacji są proporcje między „Skargami” a „Zapytaniami ofertowymi”.

„Skargi” i „Zapytania ofertowe” odbiorców kierowane do Prezesa URE za pośrednictwem poczty, internetu, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt odbiorców, rozpatrywane są przez poszczególne komórki organizacyjne URE, w tym oddziały terenowe oraz Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, do zadań którego należy przede wszystkim informowanie odbiorców – zwracających się ze swoimi problemami – o ich uprawnieniach, możliwościach rozwiązania powstałego sporu, właściwych komórkach organizacyjnych urzędu do załatwienia danej sprawy.

Udzielanie odpowiedzi odbiorcom odbywa się w formie pisemnych wyjaśnień lub udzielania porad podczas rozmów telefonicznych oraz podczas wizyt odbiorców w urzędzie. Znacząca część kierowanych do Prezesa URE problemów dotyczy spraw będących poza kompetencjami Regulatora, np. spory z tytułu zawartych z przedsiębiorstwami umów cywilnoprawnych, które mogą być rozstrzygane przez sądy. 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.

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tab. 3.15. i 3.16.

Tabela 3.15. Skargi\*

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Cena	18
Układy pomiarowe – opomiarowanie	40
Obsługa odbiorców	55
Praktyki komercyjne	1
Myląca reklama	0
Warunki umowy	74
Fakturowanie	101
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	25
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	69
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	76
Odmowy przyłączenia	73
Inne	178
Ogółem	710

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

Źródło: URE.

Tabela 3.16. Zapytanie ofertowe\*

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Cena	279
Układy pomiarowe – opomiarowanie	127
Obsługa odbiorców	136
Praktyki komercyjne	3
Myląca reklama	0
Warunki umowy	30
Fakturowanie	419
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	31
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	77
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	18
Odmowy przyłączenia	2
Inne	630
Ogółem	1 752

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

Źródło: URE.

Istotną okolicznością dla liczebności spraw był utrzymujący się względnie wysoki stopień niejasności w rachunkach za energię elektryczną, za sprawą nowych składników opłat oraz zmian stawek i cen w ciągu roku. Jest to tym bardziej widoczne, że w obecnym zestawieniu, w porównaniu z 2008 r., wyróżnione są dwie pozycje: *Cena* i *Fakturowanie*. Natomiast zwiększenie szczegółowości przedmiotu 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 dla nich korzystnych. W informacjach zawartych w tabelach zwraca uwagę *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. Następną, co do liczebności, grupą spraw – które wiele łączy – są *Układy pomiarowe – opomiarowanie* wraz z *Problematyką 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. Wysoką pozycję pośród innych mają sprawy związane ze standardami *Obsługi odbiorców*, tj. dotyczące zarówno złej obsługi odbiorców, jak i niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej. Na komentarz zasługuje względnie niewielka ilość wystąpień na

temat *Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy*, to jest wynik braku warunków ekonomicznych (taryfowanie dla odbiorców w gospodarstwach domowych) do korzystania z tego prawa, a nie dowód na dobrze funkcjonujący rynek.

### 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 ustawie Prawo energetyczne. Ministerstwo Skarbu sprawuje nadzór właścicielski i przekształcenia własnościowe w tym sektorze.

## Monitorowanie działalności wytwórców

### Zasady przejrzystości

W zakresie zasad przejrzystości – publikowanie 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 2008 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 trzyletnie i roczne są publikowane na stronie internetowej PSE Operator SA do końca listopada roku poprzedzającego. Plany miesięczne są przekazywane do uczestników rynku do 26 dnia miesiąca poprzedzającego. Plany dobowe docierają drogą elektroniczną do uczestników rynku energii elektrycznej do godz. 16:00 dnia poprzedzającego dobę realizacji dostaw energii. Plany na konkretny dzień są przesyłane do poszczególnych uczestników rynku każdorazowo po przeliczeniu. Ponadto operator publikuje na swojej stronie internetowej prognozowane dane o pracy KSE w Planach Koordynacyjnych Dobowych.

### Informacje o ofertach sprzedaży

W 2009 r., podobnie jak w 2008 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 odbywa się wyłącznie wewnątrz grupy (brak bezpośredniej sprzedaży poza grupę). W 2009 r. wytwórcy praktycznie nie brali udziału w transakcjach giełdowych. Jediną 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.

Poprawę tej sytuacji powinno przynieść wejście w życie (od 9 sierpnia 2010 r.) znowelizowanych przepisów u-Pe, które zobowiązują wytwórców energii elektrycznej do sprzedaży ener-

gii<sup>21)</sup> na giełdzie, na rynku regulowanym lub w przetargach organizowanych przez te przedsiębiorstwa lub odbiorców.

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. Sytuacja taka miała miejsce w 2008 r., kiedy zachodziły podejrzenia ekonomicznego wycofywania jednostek wytwórczych.

W Polsce nie funkcjonują wirtualne elektrownie ani inne wirtualne formy obrotu mocami produkcyjnymi.

## Działalność sprzedawców

### Zasada przejrzystości działania i stopień dostępności informacji

W 2009 r. przepisy prawa nie przewidywały obowiązku publikowania ofert sprzedaży.

Przedsiębiorstwa obrotu podobnie jak w poprzednim roku publikowały oferty sprzedaży najczęściej na stronach internetowych. Niektórzy sprzedawcy prezentują dodatkowo ofertę szczegółową (np. z podziałem na odbiorców hurtowych i detalicznych) i ofertę usług operatora handlowego. Nieliczne strony zawierają formularze kontaktowe. Niektóre przedsiębiorstwa obrotu zamieszczają na swoich stronach internetowych tzw. kalkulatory taryfowe, umożliwiające zainteresowanym odbiorcom porównanie ofert konkurentów.

Natomiast strona internetowa TOEE, organizacji zrzeszającej spółki obrotu, zawiera aktualne notowania na rynku giełdowym oraz rynku bilansującym, przedstawia zasadę swobodnego wyboru sprzedawcy energii w ujęciu historycznym, a także prezentuje obecne bariery funkcjonowania wolnego rynku energii w Polsce.

Ta sytuacja ulegnie zmianie w 2010 r. W marcu weszła w życie nowelizacja u-Pe, która nakłada na sprzedawców paliw gazowych lub energii, dokonujących sprzedaży tych paliw lub energii odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej obowiązek zamieszczania na stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swoich siedzibach informacji o cenach sprzedaży paliw lub energii i warunkach ich stosowania.

### Struktura kontraktów

Przedsiębiorstwa obrotu prezentują zazwyczaj swoją ofertę odbiorcom końcowym w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są negocjowane każdorazowo z kontrahentem i róż-

---

<sup>21)</sup> 100% energii wytworzonej w danym roku – beneficjenci pomocy publicznej z tytułu rozwiązania kontraktów długoterminowych, 15% – pozostali wytwórcy.



nią się w zależności od czasookresu dostaw, odchyień, 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*).

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 – składany jest wniosek o wszczęcie postępowania administracyjnego.

Spółki dystrybucyjne, po wydzieleniu ze struktur przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, zawierają z odbiorcami finalnymi umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowe sprzedaży energii elektrycznej. 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 energetycznych<sup>22)</sup>

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, w szczególności przeciwdziałaniu praktykom ograniczającym konkurencję, którymi są porozumienia ograniczające konkurencję oraz nadużycia pozycji dominującej, a także na kontroli koncentracji przedsiębiorstw. Oznacza to, że w przypadku gdy na rynku istnieje podejrzenie podejmowania przez przedsiębiorców praktyk ograniczających konkurencję Prezes UOKiK może wszcząć postępowanie w celu wyeliminowania ewentualnych nieprawidłowości na określonym rynku właściwym. W tych sprawach wydaje decyzje administracyjne.

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 2008 r. wszystkie postępowania). Widoczne to jest również w postępowaniach prowadzonych w 2009 r., kiedy Prezes UOKiK nie prowadził żadnego postępowania antymonopolowego w stosunku do wytwórców energii elektrycznej i sprzedawców tej energii. W tym samym roku Prezes UOKiK prowadził sześć postępowań antymonopolowych przeciwko przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej w sprawach praktyk ograniczających konkurencję. Wydano trzy decyzje kończące postępowanie, natomiast trzy postępowania nie zostały zakończone.

W jednym przypadku (decyzja nr RWR 2/2010 z 22 lutego 2010 r.) Prezes UOKiK uznał za niedozwoloną praktykę polegającą na nadużywaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne

<sup>22)</sup> Część raportu przygotowana przez UOKiK.

EnergiaPro SA pozycji dominującej na rynku przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej, polegającą na wymuszaniu na odbiorcach energii uciążliwych warunków umów poprzez obciążanie ich kosztami sporządzenia aktu notarialnego na rzecz ustanowienia służebności pasa gruntu wzdłuż przebiegu sieci elektroenergetycznej i stwierdził zaniechanie jej stosowania 22 września 2009 r.

Zdaniem organu antymonopolowego, obciążanie podmiotów przyłączanych innymi – poza opłatą przyłączeniową – opłatami, w tym m.in. kosztami sporządzenia aktów notarialnych dotyczących ustanowienia służebności pasa gruntu wzdłuż przebiegu sieci elektroenergetycznej jest niezasadne i nie powinno mieć miejsca. 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. Należy zaznaczyć, iż przedmiotowa służebność na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego ustanawiana była bezterminowo i nieodpłatnie, a więc podmiot przyłączany nie odnosił żadnych korzyści z jej ustanowienia. Natomiast przedsiębiorstwo nie ponosząc dodatkowych kosztów uzyskiwało prawo do korzystania z nieruchomości w zakresie zgodnym z przeznaczeniem urzędzeń przesyłowych, m.in. w celu ich konserwacji i naprawy.

Stwierdzona praktyka miała charakter czasowy. Przedsiębiorstwo energetyczne nie obciąża już swoich kontrahentów przedmiotowymi kosztami. Za nadużywanie pozycji dominującej Prezes UOKiK nałożył na nią karę pieniężną. Decyzja jest prawomocna.

W kolejnej sprawie Prezes UOKiK wydał decyzję nr RŁO 5/2009 z 20 marca 2009 r., w której uznał za ograniczającą konkurencję prowadzoną przez PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Sp. z o.o. praktykę polegającą na nadużywaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej. Przejawem powyższej praktyki było narzucanie podmiotom zaliczonym do IV grupy przyłączeniowej (podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A) i V grupy przyłączeniowej (podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, na okres nie dłuższy niż rok) uciążliwych i przynoszących nieuzasadnione korzyści warunków umów o przyłączenie do sieci. Polegały one na obciążaniu podmiotów, które wystąpiły o zmianę warunków przyłączenia w zakresie typu przyłącza, opłatami dodatkowymi wbrew obowiązującej taryfie dla energii elektrycznej. W decyzji nakazano zaniechanie stosowania stwierdzonej praktyki. Na przedsiębiorcę nałożono karę pieniężną. Decyzja jest prawomocna.

W następnej sprawie Prezes UOKiK wydał decyzję nr RKR 32/2009 z 31 grudnia 2009 r., w której uznał za ograniczające konkurencję prowadzone przez Enion SA praktyki, polegające na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej na terenie sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego poprzez narzucanie w umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej:

- warunków uniemożliwiających – poprzez wprowadzenie obowiązku stworzenia, przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną, oddzielnych jednostek graficznych dla każdego z odbiorców końcowych – wspólne rozliczanie odchyleń od pozycji kontraktowej tych odbiorców, którzy kupują energię elektryczną od jednego sprzedawcy, przy jednoczesnym korzystaniu z takiego prawa w relacjach z operatorem systemu przesyłowego,
- warunków nakładających wyłącznie na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek ustanowienia zabezpieczeń finansowych z tytułu uczestnictwa w rynku bilansującym, niezależnie od ryzyka występującego po obu stronach kontraktu.

W wyniku stosowania powyższych praktyk ograniczających konkurencję dochodziło do narzucania przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne przedsiębiorstwom obrotu energią elektryczną nieuczciwych warunków dystrybucji energii elektrycznej. Jednocześnie uznano również, że przedsiębiorstwo dystrybucyjne przeciwdziało ukształtowaniu się warunków niezbędnych do rozwoju konkurencji na krajowym rynku obrotu energią elektryczną na rzecz podmiotów uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy na zasadach TPA.

W decyzji stwierdzono zaniechanie stosowania tych praktyk. W związku ze stosowaniem określonych wyżej praktyk ograniczających konkurencję Prezes UOKiK nałożył na przedsiębiorstwo dystrybucyjne karę pieniężną.

W tej samej decyzji umorzono postępowanie antymonopolowe w zakresie podejrzenia stosowania praktyk polegających na nadużywaniu pozycji dominującej na krajowym rynku obrotu energią elektryczną na rzecz podmiotów uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy na zasadach TPA (dostępu stron trzecich do sieci). Praktyki te miały polegać na narzucaniu, w odpowiedziach na zapytania ofertowe oraz zawartych w ich efekcie umowach sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym – uprawnionym do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy na zasadach TPA, nieuczciwych, rażąco niskich cen sprzedaży energii elektrycznej, tj. cen znacząco niższych od wynikających z taryfy dla energii elektrycznej przedsiębiorstwa dystrybucyjnego.

Ponadto w przedmiotowej decyzji Prezes UOKiK nie stwierdził stosowania praktyki ograniczającej konkurencję polegającej na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej na terenie jego sieci elektroenergetycznej poprzez narzucanie obowiązku modernizacji przez odbiorcę końcowego układów pomiarowo-rozliczeniowych w przypadku rezygnacji przez niego z usług sprzedaży energii elektrycznej i jej zakupu za pośrednictwem innej spółki obrotu.

Decyzja nie jest prawomocna, przedsiębiorstwo energetyczne złożyło od niej odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 2009 r. wszczęto dwa postępowania antymonopolowe:

- 1) w związku z podejrzeniem nadużywania przez operatora systemu dystrybucyjnego pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej poprzez działania polegające na utrudnianiu odbiorcom prawa korzystania z wyboru sprzedawcy energii elektrycznej poprzez obciążanie w umowach dystrybucji energii elektrycznej (zawieranych w związku ze zmianą sprzedawcy) odbiorców zasilanych liniami, niebędącymi własnością operatora dodatkowymi lub zwiększonymi kosztami strat sieciowych na tych liniach mimo, iż dotychczasowa umowa tego nie przewidywała lub przewidywała je w mniejszym rozmiarze,
- 2) w sprawie podejrzenia nadużywania przez operatora systemu dystrybucyjnego pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej polegającym na narzucaniu uciążliwych warunków umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dotyczących zmniejszenia mocy przyłączeniowej do wysokości mocy umownej w przypadku zamówienia mocy umownej niższej od przyłączeniowej.

W 2009 r. w toku pozostaje postępowanie wszczęte w 2006 r. w związku z podejrzeniem nadużywania pozycji dominującej poprzez:

- przeciwdziałanie ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania i rozwoju konkurencji poprzez wyłączenie możliwości tworzenia przez przedsiębiorców obrotu energią elektryczną innych niż sprzedawca zasiedziały zbiorczych grafików dla odbiorców korzystających z zasady TPA,
- wprowadzenie uciążliwego obowiązku tworzenia i przedstawiania przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną inne niż sprzedawca zasiedziały, oddzielnych jednostek graficznych dla każdego z odbiorców końcowych korzystających z zasady TPA, przy jednoczesnym zbiorczym rozliczaniu sprzedawcy zasiedziałego w relacjach z operatorem systemu przesyłowego, umożliwiające osiągnięcie przez sprzedawcę zasiedziałego nieuzasadnionych korzyści.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 24 postępowania wyjaśniające, które dotyczyły przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego. Jedynie w dwóch przypadkach, wspomnianych powyżej, wszczęto postępowanie antymonopolowe.

Prowadzone postępowania wyjaśniające dotyczyły m.in. kwestii:

- 1) umożliwienia odbiorcom korzystania z zasady TPA,
- 2) świadczenia usług oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych,
- 3) narzucania uciążliwych warunków umów, poprzez obciążanie odbiorców energii elektrycznej obowiązkiem finansowania rozbudowy sieci elektroenergetycznej, (wyniki postępowania nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego ze względu na indywidualny charakter sprawy),
- 4) przyłączenia indywidualnych odbiorców końcowych energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej,
- 5) wprowadzenia podwyżki cen za energię elektryczną oraz stosowanych sposobów informowania o zmianie cen,
- 6) naliczania opłat dla odbiorców rozliczanych w cyklu 6 miesięcznym,
- 7) ustalenia, czy zasady zawierania operatora systemu dystrybucyjnego z konsumentami umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wymagającej modernizacji będącej na posesji odbiorcy, naruszają przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (wyniki postępowania nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego ze względu na indywidualny charakter sprawy),
- 8) ustalenia, czy działania operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie stosowanych zasad rozliczeń z odbiorcami za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz przy określaniu warunków umów o przyłączenie do sieci naruszają przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów,
- 9) ustalania wysokości opłaty handlowej pobieranej od jej kontrahentów zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz oddziaływania na politykę cenową tych przedsiębiorców nie noszą przesłanek nadużycia pozycji dominującej (postępowanie nie dało podstaw do wszczęcia postępowania w sprawie praktyk ograniczających konkurencję),
- 10) narzucania uciążliwych warunków umów dotyczących przebudowy istniejącej infrastruktury energetycznej kolidującej z budową, remontem lub przebudową dróg,
- 11) ustalenia, czy likwidacja stacji transformatorowej oraz zobowiązanie odbiorcy do doprowadzenia linii kablowej do innej stacji może stanowić naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów,
- 12) ustalenia, czy obciążanie w umowach dystrybucji energii elektrycznej (zawieranych w związku z zamiarem skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy) odbiorców zasilanych liniami kablowymi lub napowietrznymi, nie będącymi własnością operatora 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 może stanowić praktykę utrudniającą zmianę sprzedawcy energii elektrycznej,
- 13) ustalenia, czy odmawianie podpisywania aneksów do umów o przyłączenie do sieci farmy wiatrowej – w przypadku korekty lokalizacji planowanej farmy wiatrowej nie powodującej zmiany miejsca przyłączenia – może stanowić naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów,
- 14) podejrzenia stosowania praktyk ograniczających konkurencję polegających na nadużyciu pozycji dominującej przez przedsiębiorcę Oświetlenie Uliczne i Drogowe Sp. z o.o. z siedzibą w Kaliszu (dalej OUiD) polegające na bezpośrednim narzucaniu nieuczciwych (nadmiernie

- wygórowanych) cen za usługę konserwacji infrastruktury oświetleniowej stanowiącej własność OUiD w Koninie,
- 15) podejrzenia stosowania praktyk ograniczających konkurencji polegających na bezpośrednim narzucaniu nieuczciwych (nadmiernie wygórowanych) cen za usługę konserwacji infrastruktury oświetleniowej,
  - 16) zobowiązania właścicieli (zarządców) nieruchomości, wynajętych lub wydzierżawionych innym podmiotom, do składania we wnioskach o przyłączenie instalacji odbiorczej do sieci następujących oświadczeń : „Oświadczenie – Oświadczamy, że powyższy schemat jednookresowy jest zgodny ze stanem faktycznym. Przyjmujemy, że z chwilą sprawdzenia i założenia układu pomiarowego instalacje znajdują się pod napięciem i że żadne prace w instalacji do granicy eksploatacji nie będą wykonywane bez wiedzy i zgody dostawcy energii elektrycznej”,
  - 17) ustalenia, czy zasady sprzedaży stosowane przez podmioty działające na krajowym rynku wytwarzania oraz sprzedaży energii elektrycznej, naruszają przepisy ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. W ramach tego postępowania prowadzona jest analiza hurtowego rynku energii elektrycznej.

#### Działania Prezesa UOKiK z zakresu polityki ochrony i promowania konkurencji

Podobnie jak w roku poprzednim Prezes UOKiK monitorował działania określone w dokumencie *Polityka konkurencji na lata 2008-2012*. W części dotyczącej sektora energetycznego dokumentu Prezes UOKiK zaproponował następujące m.in. działania: monitorowanie konkurencji w sektorze poprzez badanie wpływu na rynek skonsolidowanych pionowo grup energetycznych oraz podejmowanie działań gwarantujących rozwój konkurencji; monitorowanie przebiegu procesu liberalizacji sektora pod kątem ewentualnego zniesienia taryf w zakresie wytwarzania i obrotu energią; podnoszenie świadomości opinii publicznej w zakresie możliwości, jakie daje im liberalizacja elektroenergetyki;..

#### Działania Prezesa UOKiK z zakresu kontroli koncentracji

W 2009 r. nie nastąpiła znacząca dalsza konsolidacja na rynku energii elektrycznej w Polsce. W 2009 r. Prezes UOKiK wydał w czterech przypadkach zgodę na dokonanie koncentracji z udziałem przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze rynku energii elektrycznej. Przypadki te dotyczą:

- 1) przejęcia przez ENERGA Elektrownia Ostrołęka SA z siedzibą w Ostrołęce kontroli nad Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Ostrołęce,
- 2) utworzenia przez RWE Power AG z siedzibą w Kolonii i Essen (Niemcy) oraz Kompanię Węglową SA z siedzibą w Katowicach wspólnego przedsiębiorcy w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, w celu budowy i eksploatacji elektrowni na terenie nieczynnej kopalni Piast Ruch II w miejscowości Wola na Śląsku,
- 3) przejęcia przez Bank Polska Kasa Opieki SA z siedzibą w Warszawie kontroli nad Elektrownią Pątnów II Sp. z o.o. z siedzibą w Koninie,
- 4) przejęcia przez Energetykę Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie kontroli nad Wojewódzkim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej w Legnicy SA z siedzibą w Legnicy.

Z uwagi na brak horyzontalnych konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych, które wprowadzałyby istotne zmiany strukturalne na określonych rynkach właściwych, w 2009 r. nie były prowadzone przez organ antymonopolowy szczegółowe badania stopnia koncentracji rynków

energetycznych. Koncentracja w podsektorach energetyki jest również przedmiotem monitorowania przez Prezesa URE.

#### Działania Ministra Skarbu w zakresie zmian właścicielskich w sektorze elektroenergetycznym<sup>23)</sup>

Z kolei procesy przekształceń własnościowych i restrukturyzacji w sektorze elektroenergetycznym w 2009 r. obejmowały następujące zdarzenia, inicjowane przez Ministerstwo Skarbu, jako właściciela:

29 lipca 2009 r. dokonano podwyższenia kapitału zakładowego spółki Tauron Polska Energia SA poprzez wniesienie 85% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej SA oraz 42,1% udziałów Elektrociepłowni EC Nowa Sp. z o.o., należących do Skarbu Państwa. Ponadto na podstawie ustawy z 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego, będącej konsekwencją realizowanego rządowego „Programu dla elektroenergetyki” z marca 2006 r., grupie kapitałowej Tauron jest prowadzony proces konwersji akcji pracowniczych, którego efektem jest przeniesienie akcjonariuszy mniejszościowych spółek niższych szczebli struktury grupy kapitałowej do akcjonariatu spółki dominującej tj. spółki Tauron Polska Energia SA. W wyniku powyższych operacji Skarb Państwa obecnie jest w posiadaniu 87,63% akcji tej spółki.

W 2009 r. zakończono także prace związane z restrukturyzacją spółek GK ENERGA dotyczącą formalnego rozdzielenia obrotu i dystrybucji energii elektrycznej. 20 marca 2009 r. zarejestrowano podział spółki ENERGA-OPERATOR SA, w wyniku którego wydzielono ze spółki składniki majątku, nie mogące być elementami ENERGA-OPERATOR SA pełniące funkcje OSD. Wydzielony majątek ENERGA-OPERATOR SA został przekazany ENERGA SA jako spółce przejmującej.

Ponadto 11 marca 2010 r. nadzór właścicielski nad spółką PSE Operator SA został przejęty przez Ministra Gospodarki. Skarb Państwa jest właścicielem 100% akcji spółki. Podmiot nie jest przeznaczony do prywatyzacji.

Po przeprowadzonym procesie emisji akcji i wprowadzeniu akcji spółki PGE Polska Grupa Energetyczna SA do obrotu publicznego na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie 6 listopada 2009 r. oraz po objęciu akcji z podwyższonego kapitału zakładowego przez innych akcjonariuszy, Skarb Państwa posiada 85% udział w kapitale zakładowym tej spółki.

Minister Skarbu Państwa wykonuje prawa z akcji/udziałów w odniesieniu do następujących spółek sektora elektroenergetycznego:

Nazwa podmiotu	Siedziba	% SP	Uwagi
ARE SA	Warszawa	10,10	Zbyte 10.04.2010
Bałtycka Agencja Poszanowania Energii SA w Gdańsku	Gdańsk	4,80	
Dalkia Łódź SA	Łódź	0,43	
Elektrociepłownia Będzin SA	Będzin	5,00	
Elektrociepłownia Tychy SA	Tychy	0,13	
Elektrociepłownia Zabrze SA	Zabrze	100,00	
Elektrownia Chorzów SA	Chorzów	100,00	
Elektrownia Rybnik SA(SP-1akcja)	Rybnik	0,000002	
Elektrownia Stalowa Wola SA	Stalowa Wola	13,67	
ENEA SA	Poznań	60,43	
ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA	Ostrołęka	0,44	
ENERGA SA	Gdańsk	86,66	
ENERGA-OPERATOR SA	Gdańsk	12,30	
EnergiaPro SA	Wrocław	13,45	
Energomix Servis Sp. z o.o.	Katowice	1,05	
ENION SA	Kraków	14,07	

<sup>23)</sup> Część raportu przygotowana przez Ministerstwo Skarbu.

ENION Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o.	Katowice	0,77	
„NADWIŚLAŃSKA SPÓŁKA ENERGETYCZNA” Sp. z o.o.	Brzeszcze	100,00	
PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA	Łódź	13,10	
PGE Elektrociepłownia Gorzów SA	Gorzów Wlkp.	5,89	
PGE Elektrownia Bełchatów SA	Rogowiec	0,62	
PGE Elektrownia Opole SA	Brzeziny k/Opola	0,67	
PGE Elektrownia Turów SA	Bogatynia	0,38	
PGE ENERGIA SA	Lublin	3,22	
PGE Górnictwo i Energetyka SA	Łódź	13,80	
PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	Lublin	12,75	
PGE Łódzki Zakład Energetyczny SA	Łódź	10,28	
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	Warszawa	85,00	
PGE Obrót SA	Rzeszów	12,19	
PGE Zakład Energetyczny Białystok SA	Białystok	13,59	
PGE Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	Warszawa	13,92	
PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	Skarżysko Kamienna	13,80	
PGE Zamojska Korporacja Energetyczna SA	Zamość	14,32	
PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	Bydgoszcz	0,32	
PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	Nowe Czarnowo	9,03	
PSE Operator SA	Konstancin-Jeziorna	100,00	Od 11.03.2010 w nadzorze MG
Południowy Koncern Energetyczny SA	Katowice	12,62	
„Pomorska Agencja Poszanowania Energii” Sp. z o.o.	Bydgoszcz	33,33	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	Jastrzębie Zdrój	100,00	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice SA	Katowice	0,17	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Chrzanowie	Chrzanów	49,00	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej SA	Dąbrowa Górnicza	8,18	
TAURON Polska Energia SA	Katowice	87,63	
TGE SA	Warszawa	22,34	
Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	Legnica	15,00	
Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki „JEDLICZE” Sp. z o.o.	Jedlicze	15,00	
Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki ENERGOPOMIAR Sp. z o.o.	Gliwice	8,95	
Zespół Elektrociepłowni Bytom SA	Bytom	100,00	
Zespół Elektrowni „Pałnów-Adamów-Konin” SA	Konin	50,00	
Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	Niedzica	100,00	

W 2009 r. przeprowadzono pierwszy etap procesu prywatyzacji PGE Polska Grupa Energetyczna SA poprzez emisję nowych akcji i wprowadzenie do obrotu publicznego na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie wszystkich akcji tej spółki.

W przypadku pozostałych spółek sektora elektroenergetycznego Minister Skarbu Państwa w 2009 r. i w ciągu trzech miesięcy 2010 r. przeprowadził procesy prywatyzacyjne następujących podmiotów tego sektora:

Nazwa spółki	Siedziba	Wielkość zbytych pakietów [%]	Zakończenie prywatyzacji	Uwagi
PGE Elektrownia Opole SA	Opole	16,04	2008	18.12.2008 podpisano umowę zbycia akcji należących do Skarbu Państwa 17.11.09 przeniesiono własność akcji
PGE KWB Turów SA	Turów	15,46	2008	18.12.2008 podpisano umowę zbycia akcji należących do Skarbu Państwa (17.11.09 – przenie-

				siono własność akcji)
Elektrociepłownia Kraków SA	Kraków	28,05	2009	
Vattenfall Heat Poland SA	Warszawa	25,19	2009	
Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	Gliwice	25,07	2009	
Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki JEDLICZE Sp. z o.o.	Jedlicze	100,00	2009	
Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	Legnica	85,00	2009	
Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnictw „ENMAG-EG” Sp. z o.o.	Piekary Śląskie	17,23	2010	
Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA w Warszawie	Warszawa	51,61	2010	
ENEA SA	Poznań	16,05	2010	po zbyciu pozostało 60,43%
ARE SA	Warszawa	10,10	2010	



## 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

Zarządzaniem ruchem sieciowym w krajowym systemie przesyłowym zajmuje się Gaz-System SA na zasadach określonych w IRiESP. Zapisy tego dokumentu określają zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci zarządzanej przez spółkę. Przewiduje się stosowanie zasady „używasz lub tracisz” (*use-it-or-lose-it*) do usuwania ograniczeń kontraktowych, jednakże dotychczas nie miały one zastosowania. Przy ograniczeniach sieciowych nie stosowano transakcji typu *swap*. Informacje dotyczące zdolności przesyłowych w tych punktach, wymagane na podstawie rozporządzenia 1775/2005/WE, są publikowane na stronach internetowych Gaz-System SA.

Zakres i miejsca występowania ograniczeń systemowych wewnątrz krajowego systemu przesyłowego w 2009 r. nie uległy zmianie w porównaniu z wcześniejszymi latami. W tab. 4.1 zamieszczono informację o występujących w 2009 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 <sup>3</sup> /dobę]
Obszar północno-zachodniej Polski	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu poprawy przepustowości w rejonie północno-zachodniej Polski rozbudowywany jest układ przesyłowy Goleniów – Nowogard – Płoty – Koszalin, co poprawi warunki dostaw gazu grupy E do mieszalni na Przymorzu. Dodatkowo w celu poprawy przepustowości w tym rejonie planowana jest budowa tłoczni Goleniów	8,4 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 Gustorzyn – Gdańsk	1,2 mln
Rejon Białegostoku	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Podniesienie ciśnienia kontraktowego dostawy przez Tietierówkę związane z renegocjacją umów kontraktowych	0,5 mln
Rejon Piotrkowa Trybunalskiego	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Dokończenie budowy gazociągu Mory – Meszcze. Zwiększenie przesyłu gazu do rejonu Łodzi	1,7 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 2009 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 także brakiem zasady TPA u wschodnich sąsiadów Polski.

Analizując wykorzystanie zdolności przesyłowych na głównych punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego z kierunku wschodniego (Drozdowicze, Wysokoje) warto wskazać, że dobowe wskaźniki wykorzystania często przekraczały 90% i były zbliżone do poziomów maksymalnych. Wynikało to zarówno z pewnej sezonowej zmienności wykorzystania mocy, ale również z potrzeby dostosowania się do cyklicznych ograniczeń dostaw, będących następstwem sporów gazowych Gazpromu z krajami tranzytowymi. 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 m<sup>3</sup>/rok znacząco przekracza wielkość 2 800 000 000 m<sup>3</sup>/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 dążenia do w pełni 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. W konsekwencji z początkiem 2009 r. odnotowano wstrzymanie świadczenia usług o charakterze przerywanym, a także brak zawierania nowych umów.

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.

Ponadto w 2009 r. nie było zainteresowania połączeniami zasilającymi w gaz z kierunku wschodniego ze strony podmiotów ubiegających się o zawarcie umów przesyłowych. Z tego względu trudno, pomimo ich pełnej rezerwacji, klasyfikować je jako objęte ograniczeniami kontraktowymi, chociaż brak wolnych przepustowości nie jest pożądanym stanem i podejmowane są inicjatywy mające na celu zmianę tej sytuacji.

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 tę metodologię, ma być 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 zama-

wiania mocy przesyłowych. Obecnie opłaty za usługi przesyłowe są naliczane w zależności 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.

Brak popytu w 2009 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 2009 r. maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości importowanego gazu nie mógł być wyższy niż 72%. 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

Ponadto, na mocy ustawy o zapasach, uzyskanie dostępu do magazynów warunkuje nie tylko zawarcie umowy przesyłowej, ale również samo uzyskanie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Od czasu wejścia w życie przepisu, uzależniającego udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą od posiadania własnych pojemności magazynowych lub zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wnioskodawcy ubiegający się o takie koncesje nie byli w stanie spełnić wymogów faktycznych, aby je otrzymać. Z kolei przedsiębiorcy posiadający takie koncesje ograniczali swoją aktywność, aby nie przekroczyć limitu, warunkującego udzielenie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów. Tym samym popyt na usługi przesyłowe mógł być częściowo z tego powodu ograniczony. Kwestia ta została zauważona również przez UOKiK, który postulował analizę przepisów ustawy o zapasach pod kątem ich wpływu na proces rozwoju konkurencji w sektorze gazowym oraz przeprowadzenie koniecznych zmian w tych przepisach. Obecnie trwają prace nad zmianą tych przepisów.

Kolejny aspekt dotyczy potrzeby wdrażania zasady TPA w państwach sąsiadujących z Polską. W 2009 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 trzecich oraz z niemożności znalezienia tam alternatywnego dostawcy.

Spółka RosUkrEnergo (RUE), będąca jedynym alternatywnym dostawcą gazu z kierunku wschodniego, została wyeliminowana jako potencjalny dostawca. Pomimo wznowienia od 22 stycznia 2009 r. tranzytu przez terytorium Ukrainy, kontrakt RUE z PGNiG SA nie był realizowany.

Z uwagi na zakaz reeksportu gazu rosyjskiego oraz przewidziane w Państwowym budżecie Ukrainy na rok 2009 przeznaczenie gazu ziemnego z wydobycia krajowego na potrzeby rynku wewnętrznego, NAK Naftogaz Ukrainy odpowiedział negatywnie na prośbę PGNiG SA o zwiększenie dostaw. Także współpraca w obszarze tranzytu nie spotkała się z poparciem NAK.

Oznacza to, że nabywanie gazu i zamawianie usług przesyłowych w państwach trzecich 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 2009 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 przesyśle	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	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 2009 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 <sup>3</sup> ]
Awarie	11	210	1	210	0,004 dla jednego ZUP*
Prowadzone prace planowe	–	–	–	–	–
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 <sup>3</sup> /rok]	Za rezerwowane zdolności przesyłowe [mln m <sup>3</sup> /rok]	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m <sup>3</sup> /rok]
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	doza/godzina	991,7	991,7	0,0
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	doza	17,5	17,5	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	doza	1,4	1,4	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Głuchołazy	Polska	doza	105,1	105,1	0,0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	doza/godzina	5 694,0	5 694,0	0,0
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	doza/godzina	188,4	188,4	0,0
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	doza/godzina	5 475,0	5 475,0	0,0
EuRoPol GAZ SA	Polska	Włocławek	Polska	doza/godzina	3 066,0	3 066,0	0,0
EuRoPol GAZ SA	Polska	Lwówek	Polska	doza/godzina	2 365,2	2 365,2	0,0
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	doza	112,8	112,8	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.

W Polsce nie było do tej pory możliwości stworzenia odrębnych warunków zawierania kontraktów tranzytowych mimo takich możliwości zawartych w Artykule 3(1) dyrektywy 91/296. Dlatego przedsiębiorstwo SGT EuRoPol-Gaz SA, będące właścicielem polskiego odcinka gazociągu „Jamał-Europa” świadczy usługi przesyłowe wyłącznie dla PGNiG SA oraz OOO „Gazprom Eksport”, spółki należącej do OAO „Gazprom”. Podmioty te są następcami prawnymi założycieli spółki, którzy zawarli wraz z firmą „Gas Trading” SA i SGT EuRoPol-Gaz SA „Porozumienie o zasadach dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych przechodzących przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej”. Na mocy porozumienia ww. podmioty dysponują zdolnością przesyłową gazociągu tranzytowego z uwzględnieniem etapów jego budowy. Umowa na tranzyt gazu przez terytorium Polski obowiązuje do końca 2019 r.

W 2009 r. polskim odcinkiem gazociągu „Jamał-Europa” przetransportowano następujące ilości gazu: OOO „Gazprom Eksport” – 25,30 mld m<sup>3</sup>, PGNiG SA – 2, 65 mld m<sup>3</sup>. W porównaniu do roku poprzedniego tranzyt gazociągiem spadł o 9%, a pobór gazu z gazociągu w punktach odbiorczych na terenie RP (Lwówek Śląski, Włocławek) wzrósł o 4%. Sumaryczne wykorzystanie gazociągu w 2009 r. wynosiło ok. 89% 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 gazowych<sup>24)</sup> 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 w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf, zwanego „rozporządzeniem taryfowym”, gdyż – stosownie do

<sup>24)</sup> Zgodnie z art. 47 u-Pe.

postanowień art. 47 ust. 2 u-Pe – tylko zgodność taryfy z przepisami tego rozporządzenia uprawnia Prezesa URE do jej zatwierdzenia. W zakresie przepisów prawnych, które stanowiły podstawę kalkulacji taryf dla paliw gazowych, 2009 r. nie przyniósł żadnych zmian w stosunku do 2008 r.

Stawki za świadczenie usług siecią należącą do EuRoPol-u były stawkami dystansowymi, stawki zaś przesyłowe Gaz-Systemu pozostały stawkami grupowymi. Podobnie stawkami grupowymi były stawki dystrybucyjne.

W 2009 r. (analogicznie jak w latach ubiegłych) przychód regulowany spółek gazowniczych ustalany był metodą kosztową. W przypadku takich przedsiębiorstw, jak SGT EuRoPol GAZ SA oraz Gaz-System SA główną przyczyną była ich nieporównywalność do innych przedsiębiorstw działających na rynku polskim, natomiast w przypadku OSD – możliwa do zastosowania w przyszłości<sup>25)</sup> – metoda analizy porównawczej wciąż nie mogła być zastosowana z uwagi na brak porównywalnych danych statystycznych<sup>26)</sup>.

W 2009 r. zwrot z zaangażowanego kapitału ustalany był przez same przedsiębiorstwa na podstawie zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym. Prezes URE określił jedynie trzy elementy niezbędne do ustalenia stopy zwrotu, tj. stopę wolną od ryzyka, premie za ryzyko udostępniania kapitału własnego i obcego oraz współczynnik *asset beta* niezbędny do określenia miary ryzyka zaangażowanego kapitału. Prezes URE ograniczył również wynagradzanie kapitału obrotowego do poziomu nie wyższego niż 1% majątku trwałego zaangażowanego w działalność koncesjonowaną.

Główną przyczyną wzrostu przychodu regulowanego w 2009 r. we wszystkich sieciowych przedsiębiorstwach gazowniczych, a w ślad za tym stawek przesyłowych i dystrybucyjnych, było uwzględnienie zwrotu z zaangażowanego kapitału w wysokości dopuszczanej przez przepisy prawa krajowego.

Zakres zbieranych informacji na potrzeby postępowań taryfowych, prowadzonych w 2009 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,
- 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.

<sup>25)</sup> 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.

<sup>26)</sup> 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 przejściem od przedsiębiorstwa Gaz-System znacznej części majątku sieci wysokiego ciśnienia.

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.

Podstawową gwarancją rzetelności danych za rok sprawozdawczy jest oświadczenie o ich prawdziwości, obwarowane groźbą kary pozbawienia wolności 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 odpowiednich 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.

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.

Taryfy wszystkich kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zatwierdzone zostały w 2009 r. na okres krótszy niż rok. Taryfa SGT EuRoPol GAZ SA, która wprowadzona została do stosowania 1 kwietnia 2009 r. obowiązywać miała, zgodnie z wnioskiem przedsiębiorstwa, do 31 grudnia 2009 r. Termin obowiązywania taryf: PGNiG SA, Gaz-System oraz OSD, które weszły w życie 1 czerwca 2009 r. określony został na 31 marca 2010 r. Uzasadnieniem ustalenia terminów krótszych niż rok było dostosowanie terminu obowiązywania taryfy do okresu w przypadku:

- EuRoPol-u – na który zamawiana jest moc (styczeń-grudzień),
- pozostałych kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego – roku gazowego obejmującego okres 1 kwietnia danego roku – 31 marca roku następnego.

Natomiast taryfy wszystkich pozostałych przedsiębiorstw, których wnioski rozpatrywane były w 2009 r., zatwierdzone zostały na okres jednego roku od dnia wprowadzenia ich do stosowania. 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.

Przedsiębiorstwa sieciowe publikują 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 2009 r. sieciowe przedsiębiorstwa gazowe poinformowały o 24 zarejestrowanych przypadkach odmów przyłączenia do sieci<sup>27)</sup>. Natomiast średni czas przerw w dostawach w przeliczeniu na odbiorcę został obliczony na podstawie informacji zebranych z przedsiębiorstw prowadzących działalność dystrybucyjną (tab. 4.5).

**Tabela 4.5.** Przerwy w dostawach paliw gazowych

Rok	Przerwy					
	czas trwania [min.]	awarie		prowadzone prace planowe		
		liczba odbiorców wyłączonych [szt.]	średni czas [min./odb.]	czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych [szt.]	średni czas [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

Źródło: URE.

### Taryfa magazynowa

W związku z wyznaczeniem PGNiG SA na operatora systemu magazynowego, w 2009 r. po raz pierwszy przedsiębiorstwo to ustaliło stawki opłat za świadczenie usług magazynowych<sup>28)</sup>.

Stawki te ustalone zostały przy założeniu, że usługi magazynowania paliwa gazowego PGNiG SA świadczyć będzie w instalacjach magazynowych KPMG Mogilno oraz PMG Husów i PMG Wierzchowice. Ze względu na różną charakterystykę techniczną, a w szczególności fakt, że KPMG Mogilno jest magazynem kawernowym, a pozostałe to magazyny złożowe, usługa magazynowania zaoferowana została – w pakietach obejmujących 1 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnej, łącznie z odpowiednią mocą zatłaczania i odbioru, różną dla instalacji kawernowej, różną dla złożowej – odrębnie dla magazynu kawernowego, odrębnie dla złożowego. Dla potrzeb taryfy PMG Husów i PMG Wierzchowice zostały połączone w jedną instalację – Wirtualną Instalację Magazynową, zwaną „WIM”, w której można dokupić dodatkową moc odbioru i w której świadczenie usług magazynowania może odbywać się na warunkach ciągłych lub przerywanych.

<sup>27)</sup> Art. 7 ust. 1 u-Pe.

<sup>28)</sup> Weszły one w życie 1 lipca 2009 r.



Odpowiednio do zakresu świadczonych usług PGNiG SA utworzyło w taryfie trzy grupy taryfowe: dla zlecających usługę magazynowania w KPMG Mogilno, dla zlecających usługę magazynowania w WIM na warunkach ciągłych lub przerywanych.

Łączna liczba pakietów przewidzianych w ofercie wynosi 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 przypada na zagwarantowanie potrzeb produkcji.

Przychody przedsiębiorstwa z tytułu świadczonej usługi magazynowej są uzyskiwane poprzez opłaty stałe (za rezerwację pojemności czynnej, za moc odbioru, abonament) oraz opłaty zmienne (za zatłoczenie i odbiór). Stawki opłat zostały skalkulowane przy założeniu 5% udziału opłat zmiennych w całkowitych planowanych przychodach z tytułu świadczenia usług magazynowania, co odzwierciedla strukturę zmiennych i stałych kosztów prowadzenia działalności magazynowej.

## Bilansowanie

Bilansowanie systemu przesyłowego gazu realizowane jest przez Gaz-System SA na zasadach określonych w kodeksie sieciowym. W porównaniu do 2008 r. nie zaszły zmiany w charakterystyce mechanizmu.

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

**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 $K_m=15\ 000\ m^3/h$ dla określenia wielkości dopuszczalnych limitów niezbilansowania jako sumę mocy umownych zamówionych przez ZUP na punktach wyjścia Wielkości w nawiasach dla $K_m$ odpowiednio powyżej i poniżej $5\ 000\ m^3/h$ zróżnicowanie limitów ma służyć ochronie drobnych uczestników rynku oraz jego nowych uczestników
<b>OPŁATY:</b>	
<i>niezbilansowanie dobowe</i>	<i>Niezbilansowanie w dobie gazowej Jest to różnica pomiędzy ilością przekazaną do przesyłu i odebraną z systemu przesyłowego w ciągu pojedynczej doby gazowej. Dla doby gazowej określone zostały dwa limity dopuszczalnego niezbilansowania Dobowy Limit Niezbilansowania (5% i 15%) Graniczny Dobowy Limit Niezbilansowania (15% i 45%) Ich wartości odniesione są do ilości przekazanej na wejściach w danej dobie Obsługa niezbilansowania w zakresie DLN wliczona jest w opłatę przesyłową 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 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 W przypadku przekroczenia w trakcie miesiąca MNIN wprowadzona została dodatkowa opłata motywująca w celu zapewnienia stabilnej pracy systemu</i>
<i>opłata za niedotrzymanie dobowej</i>	<i>Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przy-</i>

<i>nominacji powyżej limitów</i>	<i>padku 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 m<sup>3</sup>.

Formalnie proces unbundlingu OSD – pod względem formy prawnej i organizacyjnej – został zakończony pod koniec 2008 r.

W 2007 r. w związku z brakiem formalnie podpisanego porozumienia z OSP oraz zatwierdzonej IRiESD, a jednocześnie z powodu konieczności pełnego dostosowania zakresu ich działalności gospodarczej do zadań realizowanych przez operatora, sześć spółek należących do GK PGNiG SA uzyskało status OSD tylko do 30 czerwca 2008 r.

Ostatecznie w wyniku spełnienia powyższych wymogów, na mocy decyzji Prezesa URE (jednej decyzji wyznaczającej oraz pięciu decyzji przedłużających okres wyznaczenia OSD) wydanych w drugiej połowie 2008 r. oraz na początku 2009 r. wszyscy OSD gazowi są wyznaczeni OSD do końca okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych.

**Tabela 4.7.** Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2009 r.

<b>Wyszczególnienie</b>	<b>Ilość</b>
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 przeważającą większość majątku sieciowego – blisko 92%.

Według stanu na 31 grudnia 2009 r. majątek własny OSP stanowiło 8 637 km sieci przesyłowych, 714 stacji gazowych i wszystkie tłocznie gazu w systemie (14), natomiast na podstawie Umowy Leasingu Operacyjnego zawartej z PGNiG SA, OSP zarządzał 1 072 km sieci przesyłowych oraz eksploatował 119 stacji gazowych.

W 2009 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. Pod koniec 2009 r. majątek własny stanowił prawie 92% wartości całego majątku przesyłowego zarządzanego przez OSP.

W Polsce funkcjonuje operator systemu magazynowania paliw gazowych – PGNiG SA – wyznaczony na operatora 31 grudnia 2008 r.

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

### 4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

W 2009 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 145,7 TWh/rok, z czego ponad 30% pochodziło ze źródeł krajowych, których całkowite zdolności wydobywcze wyniosły 48,7 TWh/rok. Produkcja krajowa dopełniana było dostawami z importu, który wyniósł prawie 110 TWh/rok. W porównaniu z 2008 r. całkowite zużycie gazu spadło o 4,3%, import o ponad 12%, natomiast wydobycie krajowe wzrosło o 0,7%.

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

**Tabela 4.8.** Krajowe zdolności wydobywcze w 2009 r.\*

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

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

Źródło: PGNiG SA.

W 2009 r. dostawy zagraniczne obejmowały import z Rosji, Ukrainy i krajów środkowoazjatyckich oraz dostawy z Niemiec i Czech. Największą część importu stanowił import z Rosji realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG SA a Gazprom Export. W 2009 r. na jego podstawie zakupiono 82 TWh, co stanowi blisko 89% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski, z kolei tranzyt paliwa gazowego przesyłanego polskim odcinkiem gazociągu „Jamał-Europa” wyniósł 277,5 TWh/rok. W formie skroplonej gazu ziemnego sprzedaje się niewielkie ilości – ok. 14 tys. ton.

**Tabela 4.9.** Struktura dostaw gazu w 2009 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m <sup>3</sup> ]
Import, w tym:	9 135,9
- Kontrakt „jamalski”	7 474,7
Nabywanie wewnątrzspółnotowe / kraj pochodzenia	
a) Czechy	0,3
b) Niemcy	993,7
Pozostały import / kraj pochodzenia	
a) Ukraina	5,0
b) Azja Centralna	662,5
Wydobycie własne	4 105,2
Magazyny gazu (zmiana zapasów)	231,9

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 2009 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 realizowany jest wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Nie funkcjonuje giełda gazu ani obrót paliwem gazowym w węzłach wymiany handlowej. 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.

100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajduje się w posiadaniu PGNiG SA. Spółka w ramach dwustronnej umowy udostępniła 50 mln m<sup>3</sup> na rzecz Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne, w związku z brakiem zainteresowania innych podmiotów zawarciem umowy magazynowania w ramach procedury udostępniania pojemności<sup>29)</sup>.

W 2009 r. pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wynosiła 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 <sup>3</sup> ]	Ilość gazu pobrana z magazynu [mln m <sup>3</sup> ]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [mln m <sup>3</sup> ]	Stan magazynowy minimalny [mln m <sup>3</sup> ]	Stan magazynowy maksymalny [mln m <sup>3</sup> ]	Stan na koniec okresu sprawozdawczego [mln m <sup>3</sup> ]
1	Wierzchowice	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
		RAZEM	1 630,00	1 530,695	1 281,827	490,723	1 670,084	1 157,648

Źródło: PGNiG SA.

<sup>29)</sup> 1 lipca 2009 r. PGNiG SA Oddział Operator Systemu Magazynowego rozpoczął proces udostępniania pojemności magazynowych dla podmiotów trzecich. Realizując obowiązek ustawowy OSM opublikował na stronie internetowej Regulamin Świadczenia Usługi Magazynowej wraz z formularzami dotyczącymi zgłoszenia potrzeb w zakresie magazynowania paliwa gazowego oraz informację o wielkości udostępnionych usług magazynowania paliwa gazowego. Jednakże w okresie, w którym zainteresowane podmioty mogły wystąpić o udostępnienie usługi magazynowania paliwa gazowego – od 1 do 31 lipca 2009 r. wpłynął tylko jeden wniosek o świadczenie usługi magazynowania – PGNiG SA Oddział Obrót Gazem.

Współpraca regionalna Gaz-System SA odbywa się na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorskich, tj.: z operatorem ukraińskim „Ukrtransgaz-em”, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH oraz białoruskim „Bieltransgaz-em”.

#### 4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego

Rynek detaliczny jest nadal rynkiem jednego sprzedawcy. Poza PGNiG SA handlem detalicznym zajmuje się kilkadziesiąt innych podmiotów odsprzedających gaz ziemny – nabywany od PGNiG SA – odbiorcom końcowym, jednakże 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: ENESTA SA, G.EN. Gaz Energia SA, KRI SA i EWE energia Sp. z o.o.

Najliczniejszą grupę odbiorców PGNiG SA stanowią gospodarstwa domowe – 97,5% ogółu odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2009 r. wyniósł 28%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG SA mieli odbiorcy przemysłowi – 58,2%, wśród których dominowały zakłady azotowe oraz firmy rafineryjne i petrochemiczne. Ponadto PGNiG SA sprzedaje gaz do Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2009 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) Gaz-System SA oraz operatorów dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG SA wynosiły 211,2 mln m<sup>3</sup>. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 4.12.

**Tabela 4.12.** Wielkość i struktura sprzedaży do odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Ilość	Liczba odbiorców
RAZEM	13 284,0	6 592 755
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego	222,0	71
z GK PGNiG SA	0,0	0
spoza GK PGNiG SA	222,0	65
2. OSP – (OGP Gaz-System SA)	84,5	17
3. OSD	126,8	13
4. Eksport	38,9	1
5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego	7 735,4	39 278
zakłady azotowe	2 017,0	20
elektrownie i elektrociepłownie	1 039,0	296
ciepłownie	288,2	1 732
inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m <sup>3</sup> /rok)	831,9	36 675
inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m <sup>3</sup> do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	1 919,5	534
inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	1 639,8	21
6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego	1 352,1	147 152
mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m <sup>3</sup> /rok)	1 217,3	147 093
średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m <sup>3</sup> do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	134,8	59
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	0,0	0
7. Gospodarstwa domowe	3 724,3	6 406 229

\* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego przez PGNiG SA z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej i wydobywczej – oznacza utrzymanie *status quo* i stwarza możliwość osiągnięcia przez przedsiębiorstwo dominujące nieuzasadnionych korzyści. Dlatego też w tych warunkach rynkowych trudno mówić o realnych możliwościach zmiany sprzedawcy.

Formalnie odbiorca może w ciągu roku dwukrotnie zmienić sprzedawcę paliw gazowych, natomiast sama procedura jest wolna od opłat.

Obecna struktura rynku gazu determinuje również rodzaje umów, jakie PGNiG SA zawiera z odbiorcami końcowymi. Dominują zatem tzw. umowy kompleksowe zawierające postanowienia umów sprzedaży, świadczenia usług przesyłania i dystrybucji, a także świadczenia usług magazynowania. Zawarte są w nich m.in. obowiązki sprzedawcy i odbiorcy paliwa gazowego, sposób rozliczeń oraz tryb składania reklamacji finansowych. Dla małych odbiorców warunki kontraktów są standardowe. Jedynie umowy z dużymi odbiorcami gazu zawierają postanowienia wynikające z negocjacji. Wszyscy odbiorcy za dostarczane paliwo gazowe i świadczone usługi przesyłu i dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych zawartych w zatwierdzanych taryfach dla paliw gazowych. Umowy kompleksowe z reguły są kontraktami długoterminowymi z trzyletnim okresem wypowiedzenia.

### Ceny paliw gazowych

W 2009 r. ceny paliw gazowych zostały zmienione raz na rynku detalicznym. Zmiana ta miała miejsce 1 czerwca 2009 r. i skutkowałą spadkiem 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 spadek średniej ceny dostawy gazu wysokometanowego i wyniósł 3,3%. Spadek średniej ceny dostawy był niższy dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych (1,7%) i wyższy dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej (6,8%).

### 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. Szerzy opis znajduje się w części dotyczącej energii elektrycznej (rozdział 3.2.2.).

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tab. 4.13 i 4.14.

**Tabela 4.13.** Skargi

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Cena	18
Układy pomiarowe – opomiarowanie	9
Obsługa odbiorców	9
Praktyki komercyjne	0
Myląca reklama	0
Warunki umowy	25
Fakturowanie	18
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	1
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	11
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	5
Odmowy przyłączenia	31
Inne	25
Ogółem	152

Źródło: URE.

Tabela 4.14. Zapytanie ofertowe

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Cena	60
Układy pomiarowe – opomiarowanie	22
Obsługa odbiorców	33
Praktyki komercyjne	0
Myląca reklama	0
Warunki umowy	41
Fakturowanie	119
Przeszkody związane ze zmianą sprzedawcy	6
Problemy z dostawą związane z płatnościami, np. odłączenia	17
Problemy z dostawą związane z przyczynami technicznymi	2
Odmowy przyłączenia	7
Inne	103
Ogółem	410

Źródło: URE.

W zestawieniach spraw, zarówno w „Skargach”, jak i „Zapytaniach ofertowych” zwraca uwagę duża liczba w pozycjach *Cena* i *Fakturowanie*. Wyjaśnienie tej sytuacji wytłumaczyć należy utrzymującym się względnie wysokim stopniem niejasności w rachunkach za gaz, z powodu rozbudowanych składników opłat. W pozycji *Inne*, też dość licznej, zawarte są między innymi sprawy dotyczące nielegalnego poboru gazu, kwestii wykorzystywania przez przedsiębiorstwa cudzych nieruchomości na posadowienie urządzeń energetycznych, nie wywiązywania się przedsiębiorstwa gazowniczego z terminowości zawartych umów przyłączeniowych. Jednocześnie maleje liczba *Odmów przyłączenia* do sieci gazowej, co jest następstwem podjętych inwestycji w rozbudowę sieci dystrybucyjnych. Pozycja *Obsługa odbiorców* obejmuje sprawy dotyczące zarówno złej obsługi odbiorców, jak i niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanego gazu. W porównaniu z 2008 r. sytuacja w tym zakresie wyraźnie się poprawiła, zmniejszyła się szczególnie liczba „Skarg”, 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

Nadzór nad rynkiem i podmiotami na nim działającymi prowadzony jest przez Prezesa URE, Prezesa UOKiK, Ministra Gospodarki i inne instytucje, w zakresie ich kompetencji (takie jak np. Komisja Nadzoru Finansowego<sup>30)</sup>). Współpraca Prezesa URE z Prezesem UOKiK polega na przekazywaniu spraw według właściwości, zgłaszaniu naruszeń prawa, zgodnie z zakresem kompetencji urzędów, wymiany informacji i wiedzy.

Ustanowione w Rozporządzeniu Rady (WE) nr 1/2003 z 16 grudnia 2002 r. w sprawie wprowadzenia w życie reguł konkurencji ustanowionych w art. 81 i 82 Traktatu TWE (rozporządzenie 1/2003) przyznało Komisji, w art. 7, w przypadku stwierdzenia naruszeń ww. przepisów, możliwość skierowania do przedsiębiorstw środków zaradczych o charakterze behawioralnym lub strukturalnym. Do polskiego systemu prawnego analogiczne uprawnienie nie zostało przyznane ani Prezesowi URE, ani Prezesowi UOKiK, W związku z tym, żaden z tych organów nie może nakładać na przedsiębiorstwa energetyczne, działających sprzecznie z prawem, podobnych środków.

<sup>30)</sup> W Polsce sprzedaż gazu odbywa się na zasadzie umów dwustronnych, gaz nie jest sprzedawany na giełdach towarowych, a jego cena nie stanowi bazy dla instrumentów pochodnych; KNF ma kompetencje do nadzorowania kwestii związanych z obrotem akcjami PGNiG SA, nie nadzoruje zaś obrotu gazem. W przypadku zmiany sytuacji na polskim rynku gazu i wprowadzeniu rozwiązań związanych z obrotem gazem za pośrednictwem giełdy towarowej czy platformy obrotu towarowego oraz obrotem instrumentami pochodnymi, dla których bazę stanowi cena gazu lub inne wskaźniki z nim związane, KNF będzie wykonywał w ustawowym zakresie nadzór nad tymi transakcjami.

PGNiG SA jest spółką publiczną, notowaną na giełdzie papierów wartościowych w Warszawie. Z faktem tym wiążą się obowiązki informacyjne wynikające z przepisów ustaw regulujących rynek finansowy, tj. zobowiązanie do publikowania raportów okresowych (kwartalnych, półrocznych oraz rocznych) zawierających sprawozdania z działalności spółki oraz dane finansowe. Ponadto PGNiG SA ma również obowiązek niezwłocznego upublicznienia raportów bieżących, które powinny zawierać informacje o charakterze produkcyjnym. Nadzór nad realizacją obowiązków informacyjnych przez wszystkie spółki publiczne wykonuje Komisja Nadzoru Finansowego. PGNiG SA, jako spółka notowana na giełdzie, podlega zasadom określonym w Kodeksie Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie, w związku z czym podaje do wiadomości publicznej na swojej stronie internetowej „Oświadczenie o przestrzeganiu zasad ładu korporacyjnego”.

Ze względu na niemal 100% udział PGNiG SA w podsektorze wydobywania krajowego oraz charakter kontraktów zawartych z Gazpromem, dostępność gazu dla przedsiębiorstw „nie zasiedlonych” lub nowych podmiotów jest mocno ograniczona. W praktyce nie stosuje się również transakcji SWAP. Ponadto we wdrażaniu „programu uwalniania gazu z kontraktów długoterminowych”, Polska nie ma żadnych doświadczeń. Zarówno Prezes URE, jak i Prezes UOKiK nie mają uprawnień, by drogą decyzji administracyjnej nałożyć taki środek na jakiegokolwiek przedsiębiorstwo energetyczne.

Sprzedawcy nie należący do Grupy Kapitałowej dominującego sprzedawcy gazu w Polsce – PGNiG SA (którego udział w rynku detalicznym wynosi ok. 98%), sprzedają gaz ziemny wyłącznie poprzez swoje sieci dystrybucyjne i nie prowadzą sprzedaży do innych odbiorców przy skorzystaniu z zasady TPA. Spółki te nabywają gaz w przeważającej liczbie przypadków od PGNiG SA. Z kolei PGNiG SA również nie posiada oferty skierowanej do odbiorców zlokalizowanych w sieciach tych przedsiębiorców. W związku z tym, pomimo formalnego wdrożenia przepisów prokonkurencyjnych faktyczna zmiana sprzedawcy w przypadku gazu jest obecnie niemożliwa do zrealizowania.

W ramach projektu finansowanego ze środków przejściowych (*Transition Facility* PL2006/018-180.02.04) – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” przygotowane zostały w 2009 r. w URE „Dobre Praktyki sprzedawców paliw gazowych i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”. Aktualnie trwa II tura konsultacji dokumentu. Po ich zakończeniu „Dobre Praktyki” zarekomendowane zostaną przez Prezesa URE do wykorzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne przy opracowaniu własnych „Kodeksów Dobrych Praktyk”. Analogicznie przygotowane zostaną „propozycje wzorców umownych”.

Przyjęta przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 r. jako strategiczny dokument krajowy *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* przewiduje jako jedno z celów do zrealizowania: zmianę mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu i wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen gazu. W związku z tym, Prezes URE zamierza opracować w 2010 r. „Mapę drogową”, która obejmie propozycje działań zmierzających do liberalizacji rynku i zapewnienia efektywnej konkurencji w sektorze gazowym.

Prezes URE jest ustawowo zobowiązany do współdziałania z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych, ograniczających konkurencję. W 2009 r. Prezes URE przekazał Prezesowi UOKiK informacje, które otrzymał od użytkowników systemu, z prośbą o interwencję w kwestii proponowanych przez PGNiG SA zapisów aktualizujących dotychczasowe umowy. Zastrzeżenia odbiorców dotyczyły przede wszystkim długości okresu wypowiedzenia umowy, sankcji w przypadku odebrania paliwa gazowego w ilości mniejszej niż wcześniej określona, jak i w ilości większej oraz wysokości zabezpieczeń, których ustanowienie przyczyni się do wzrostu kosztów produkcji, a tym samym niekonkurencyjności przedsiębiorstwa na rynku europejskim czy światowym. Często podkreślaną kwestią był brak realnej możliwości negocjacji poszczególnych zapisów projektów umów, z uwagi na niemożność skorzystania



z zasad: swobody umów i równości stron stosunku umownego, na podstawie których powinna opierać się współpraca podmiotów.

W 2009 r. Prezes UOKiK prowadził jedno postępowanie w sprawach praktyk ograniczających konkurencję na rynku gazu ziemnego.

Postępowanie dotyczyło praktyki polegającej na nadużywaniu przez Dolnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji paliw gazowych obejmującym teren południowo-zachodniej części Polski (województwo dolnośląskie i lubuskie) poprzez narzucanie w umowach o przyłączenie do sieci gazowej zobowiązania, zgodnie z którym przyszli odbiorcy gazu ubiegający się o ww. przyłączenie zobowiązani są do wpłacenia zaliczki z tytułu opłaty za przyłączenie stanowiącej 100% jej wysokości, co stanowi uciążliwy warunek umowy o przyłączenie do sieci gazowej, przynoszący spółce działającej pod firmą DSG nieuzasadnione korzyści i stwierdził zaniechanie jej stosowania 21 maja 2008 r. Orzeczona praktyka miała charakter czasowy, gdyż od 21 maja 2008 r. DSG pobiera przedmiotową opłatę dopiero po wykonaniu przyłącza. Za nadużywanie pozycji dominującej przez spółkę DSG Prezes UOKiK nałożył na nią karę w wysokości 178 647,47 zł. Decyzja jest nieprawomocna.

W okolicznościach niniejszej sprawy uciążliwość warunku umowy o przyłączenie do sieci gazowej przewidującego obowiązek wpłacenia zaliczki z tytułu opłaty za przyłączenie stanowiącej 100% jej wysokości jest bezsporna, bowiem średni czas wykonania przyłącza przez DSG wyniósł 258 dni (tj. ponad 8 miesięcy), a czas wykonywania przez spółkę niemal 20% przyłączy przekroczył 400 dni. Pobierane przez DSG przedmiotowe zaliczki stanowiące 100% wysokości opłaty za przyłączenie stanowiły więc *de facto* nieoprocentowane pożyczki udzielone spółce przez przyszłych odbiorców gazu.

W 2009 r. Prezes UOKiK nie rozpatrywał żadnej sprawy z zakresu koncentracji z udziałem przedsiębiorstw działających na rynku gazu ziemnego.

## 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.

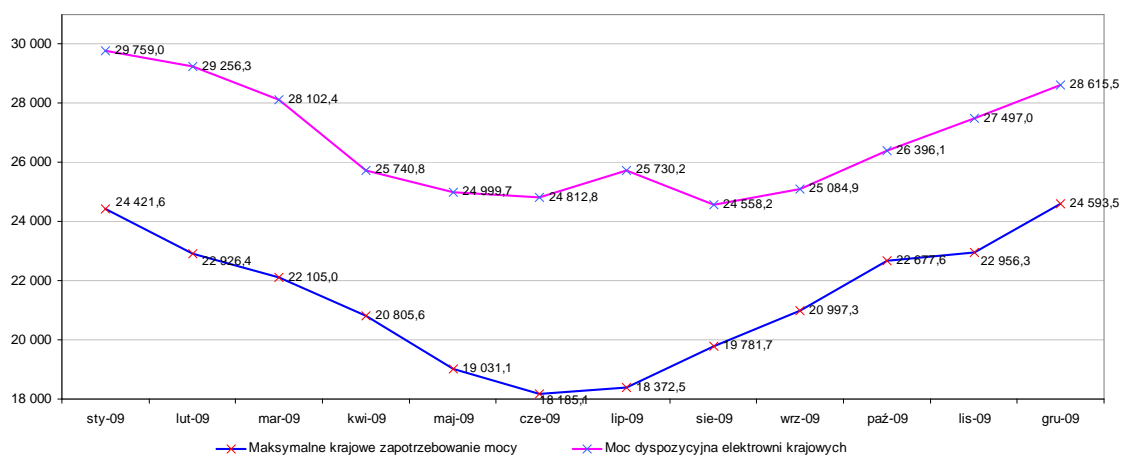
Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie determinanty, jak zróżnicowanie struktury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

Z oczywistych względów wszystkie tego rodzaju elementy stanowią przedmiot szeroko pojętego monitoringu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu, warunkującego podjęcie stosownych działań o charakterze regulacyjnym. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu jest jednym z zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

### 5.1. Energia elektryczna [art. 4]

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. I tak w 2009 r., podobnie do uprzedniego roku, wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczając 35 GW. W relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania mocy odnotowano na przestrzeni 2009 r. sytuację stabilną (rys. 5.1.).

**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



Źródło: PSE Operator SA.

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym występowała nadwyżka mocy na poziomie wystarczającym, aby zapewnić bezpieczne pokrywanie zapotrzebowania. Z tego punktu widzenia istotna jest także struktura nadwyżki mocy, jak również ubytki mocy spowodowane awariami jednostek wytwórczych. Rezerwa mocy zwiększyła się w 2009 r. – licząc rok do roku – o ok. 30% w stosunku do ubiegłego roku. Szczególny wzrost rezerw mocy nastąpił w źródłach ciepłych. Poprawie uległy także ubytki mocy spowodowane awaryjnością jednostek wytwórczych, mianowicie zmniejszyły się one o ok. 18%.

Sytuacja w zakresie mocy osiągalnej przy uwzględnieniu struktury technologicznej w poszczególnych segmentach systemu elektroenergetycznego jest podana w tabeli 5.1.

**Tabela 5.1.** Stan mocy elektrycznej osiągalnej na koniec roku

Wyszczególnienie	Grudzień		Indeks dynamiki [%]
	2008 r.	2009 r.	
	[MW]		
Elektrownie zawodowe*	33 022,8	33 075,2	100,16
węgiel kamienny	20 828,8	20 920,6	100,44
węgiel brunatny	9 053,0	9 013,0	99,56
gaz	874,3	874,3	100,00
wodne:	2 260,5	2 261,0	100,02
szczytowo-pompowe**	1 406,0	1 406,0	100,00
przepływowe	854,5	855,0	100,06
Elektrownie przemysłowe	1 644,5	1 691,8	102,87
węgiel kamienny	1 551,3	1 573,3	101,42
gazowe	60,5	83,9	138,62
biogazowe	1,2	1,2	100,00
na biomasę	31,5	33,4	106,03
wodne	0,0	0,0	0,00
Elektrownie niezależne pozostałe	678,7	870,9	128,32
wodne	78,3	80,9	103,42
wiatrowe	544,2	720,4	132,38
biogazowe	45,6	54,6	119,92
na biomasę	10,6	14,8	139,85
<b>Razem</b>	<b>35 346,0</b>	<b>35 637,8</b>	<b>100,83</b>

\* *Elektrownie sektora elektroenergetycznego oraz elektrownie niezależne ciepłe.*

\*\* *Jako elektrownie szczytowo-pompowe przyjmuje się: Żar, Żarnowiec, Żydowo.*

Źródło: Agencja Rynku Energii SA.

Poziom mocy wytwórczych zainstalowanych w systemie wynieść ma, według danych Ministerstwa Gospodarki<sup>31)</sup> 36 684 MW w 2010 r. oraz 38 973 MW w 2015 r. Biorąc jednocześnie pod uwagę przewidywania OSP dotyczące zapotrzebowania na moc (tab. 5.2) oraz na energię elektryczną (tab. 5.3) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym stwierdzić można, że w okresie najbliższych czterech, pięciu lat Polska będzie dysponowała poziomem mocy wytwórczych pozwalających na pełne zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przynajmniej w normalnych stanach pracy KSE. Natomiast w perspektywie długoterminowej trudno jest wyrokować, jak kształtował się będzie rozwój nowych źródeł wytwórczych, albowiem wpływ na to ma wiele czynników ekonomicznych, społecznych czy też politycznych, które są mało przewidywalne. Wydaje się jednak, że działania kolejnych rządów są konsekwentne w zapewnianiu pozytywnego klimatu dla inwestycji w nowe moce wytwórcze.

<sup>31)</sup> *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku – uchwała Rady Ministrów nr 202/2009 z 10 listopada 2009 r.*

**Tabela 5.2.** Popyt szczytowy w latach 2009 -2014

Rok	Wielkość [MW]
2009	24 593
2010*	26 150
2011*	26 578
2012*	27 013
2013*	27 456
2014*	27 906

\* Prognoza.

Źródło: PSE Operator SA.

**Tabela 5.3.** Zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE

	Rok					
	2009	2010*	2011*	2012*	2013*	2014*
Energia elektryczna [TWh]	148,7	159,9	162,8	165,7	168,5	171,2

\* Prognoza.

Źródło: PSE Operator SA.

### Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową

Istotnym elementem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest wielkość przepustowości sieci elektroenergetycznych oraz ich stan techniczny. Dlatego niezmiernie istotne są przede wszystkim inwestycje realizowane przez operatora systemu przesyłowego w zakresie krajowej sieci przesyłowej, które 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 i ocen kryteriów technicznych, dotyczących m.in. niezawodności i jakości dostaw oraz ocen efektywności planowanych przedsięwzięć.

Długookresowe zadania inwestycyjne uwzględniane są w planie rozwoju krajowej sieci przesyłowej. Wykaz wybranych projektów inwestycyjnych w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych ujętych w projekcie planu rozwoju OSP na lata 2010-2025 uzgodnionym z Prezesem URE na 2010 r. przedstawia poniższa tabela.

**Tabela 5.4.** Rodzaje i terminy zadań inwestycyjnych OSP

Lp.	Nazwa przedsięwzięcia	Rok rozpoczęcia /zakończenia inwestycji	Uwagi
1	Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Pątnów	2008/2010	Przesunięcie terminu zakończenia projektu wynika z rozszerzenia zakresu rzeczowego
2	Sprzęganie sieci 400 kV i 220 kV w stacji Buczyna	2006/2012	Zadanie w realizacji
3	Budowa linii 400 kV od stacji Ostrów do linii Rogowiec-Trębaczew	2004/2008	Zadanie zrealizowane
4	Budowa linii 400 kV w relacji Pasikurówice-Świebodzice	2006/2012	Przesunięcie terminu wyniku z urealniania harmonogramu realizacji

5	Budowa linii 400 kV Kromolice-Pątnów	2006/2011	Przesunięcie terminu wyniku z urealniania harmonogramu realizacji
6	Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Morzyczyn	2006/2011	Przesunięcie terminu wyniku z urealniania harmonogramu realizacji
7	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Lubocza	2009/2012	Zamierzenie w fazie przygotowania inwestycji
8	Budowa linii 220 kV w relacji Glinki-Reclaw-Morzyczyn	2008/2013	Zamierzenie w fazie przygotowania inwestycji
9	Instalacja ATR 400/110 kV w stacji Krajnik	2010/2010	Zadanie zrealizowane
10	Budowa linii 400 kV w relacji Pątnów-Grudziądz	2008/2015	Zamierzenie w fazie przygotowania inwestycji
11	Instalacja dodatkowych ATR NN/110 w KSP	2006/2009	-
12	Rozbudowa i modernizacja węzła Łagisza	2007/2010	Przesunięcie terminu wyniku z urealniania harmonogramu realizacji
13	Program budowy systemów regulacji poziomu napięcia w sieci przesyłowej	2007/2010	Zadanie w realizacji
14	Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew	2009/2013	Zamierzenie w fazie przygotowania inwestycji
15	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice	2009/2015	Zamierzenie w fazie przygotowania inwestycji
16	Rozbudowa i modernizacja Stacji Moszczenica	2008/2010	Zadanie w realizacji
17	Instalacja transformatora 400/110 kV w stacji Płock	2009/2011	Przesunięcie terminu wyniku z urealniania harmonogramu realizacji
18	System zdalnego sterowania i nadzoru nad pracą sieci przesyłowej	2004/2011	Zadanie w realizacji

Źródło: Projekt planu rozwoju OSP.

W krótkim okresie podstawę realizacji inwestycji PSE Operator SA stanowią roczne plany inwestycji rzeczowych. Plan inwestycji rzeczowych PSE Operator SA na 2009 r. został przyjęty uchwałą Zarządu PSE Operator SA Nr 658/96/2008 z 11 grudnia 2008 r. i zatwierdzany uchwałą Rady Nadzorczej PSE Operator SA Nr 94/II/2008 z 22 grudnia 2008 r. Plan inwestycji rzeczowych PSE Operator SA na 2009 r. przewidywał nakłady inwestycyjne na poziomie 837,4 mln zł. Wykonanie wyniosło 744,1 mln zł, tj. 88,9% nakładów planowanych.

Wypełniając zobowiązania ustawowe PSE Operator SA opracowuje plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego oraz przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Plany rozwoju obejmują długoterminowe zamierzenia spółki w zakresie zapewnienia niezbędnego rozwoju krajowej sieci przesyłowej oraz połączeń transgranicznych. W 2009 r. został opracowany i przekazany do Prezesa URE do uzgodnienia projekt *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025*. W projekcie tym zostały przedstawione potrzeby inwestycyjne w zakresie rozwoju połączeń transgranicznych oraz niezbędnego rozwoju krajowej infrastruktury przesyłowej, wraz z omówieniem ich wpływu na długoterminowe transgraniczne zdolności przesyłowe z i do systemu polskiego. Projekt planu rozwoju został uzgodniony przez Prezesa URE w grudniu 2009 r. Informacje zawarte w planie zostały również ujęte w przekazanym w marcu 2010 r. do Prezesa URE *Wyciągu z Planu rozwoju na lata 2010-2025*, przygotowanym w związku z wystąpieniem do Prezesa URE w sprawie udostępniania planów rozwoju przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Informacje dotyczące prognoz długoterminowych transgranicznych zdolności wymiany systemu polskiego z systemami sąsiednimi są regularnie przekazywane i publikowane w raporcie *System Adequacy Forecast* przygotowywanym przez organizację europejskich operatorów systemów przesyłowych ENTSO-E, której członkiem jest PSE Operator SA.

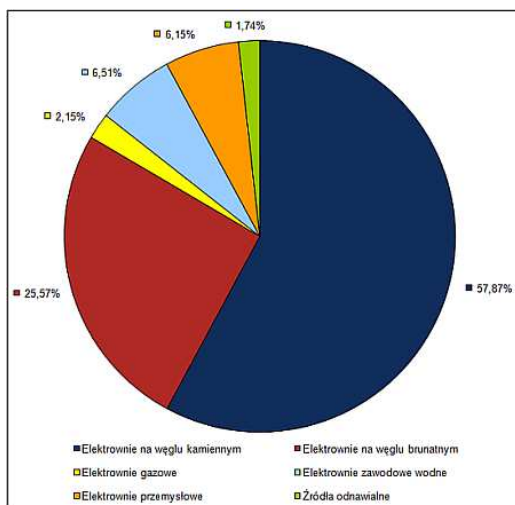
W 2009 r. realizowane były następujące zadania inwestycyjne o istotnym znaczeniu dla funkcjonowania KSE, mające wpływ na zwiększenie zdolności przesyłowych w tym wymiany między-systemowej:

- 1) związane z przyłączeniem nowych mocy wytwórczych do sieci przesyłowej:
  - „Przyłączenie nowego bloku elektrowni Łagisza na napięciu 400 kV do KSP” – zadanie związane z przyłączeniem do sieci przesyłowej bloku 460 MW Elektrowni Łagisza,
  - „Rozbudowa stacji 400/110 kV Trębaczew” – zadanie związane z przyłączeniem do sieci przesyłowej bloku o mocy 833 MW w Elektrowni Bełchatów,
  - „Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Moszczenica” – zadanie związane z przebudową przyłącza Vattenfall Distribution Poland SA,
  - „Przyłączenie do Stacji 220/110 kV Ostrołęka zakładu STORA ENSO POLAND SA.Spośród wymienionych zadań w 2009 r. zakończone zostało jedno zadanie inwestycyjne związane z przyłączeniem do sieci przesyłowej bloku 460 MW Elektrowni Łagisza;
- 2) związane z przygotowaniem nowych zadań inwestycyjnych w ramach, których prowadzono prace dotyczące niżej wymienionymi zadań inwestycyjnych:
  - „Przyłączenie do sieci przesyłowej bloku 480 MW EC Siekierki wraz z rozbudową stacji EC Siekierki o rozdzielnię 220 kV i transformację 220/110 kV oraz budową linii 220 kV Piaszeczno – EC Siekierki,
  - „Przyłączenie farmy elektrowni wiatrowych Kukowo-Dargoleza do KSP”,
  - „Przyłączenie farmy elektrowni wiatrowych Margonin”,
  - „Przyłączenie do sieci przesyłowej bloku nr 11 w Elektrowni Kozienice”,
  - „Przyłączenie transformatorów 110/15 kV do rozdzielni 110 kV w stacji Plewiska”;
- 3) ponadto w 2009 r. zrealizowane zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane ze zwiększeniem zdolności przesyłowych:
  - budowa linii 400 kV od SE Ostrów do linii Rogowiec-Trębaczew,
  - budowa linii 400 kV Rokitnica-Łagisza,
  - budowa stacji 400/110 kV Ostrów – etap II,
  - rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Łagisza, w tym budowa rozdzielni 400 kV, zainstalowanie ATR 400/220 kV 500 MVA oraz ATR 400/110 kV 330 MVA,
  - zainstalowanie drugiego ATR 400/220 kV SE Krajnik,
  - zainstalowanie dodatkowego ATR w SE 220/110 Bieruń,
  - instalacja baterii kondensatorów podłączonych bezpośrednio do szyn 110 kV (220 kV) rozdzielni elektroenergetycznych w stacjach Mory, Plewiska, Narew, Włocławek Azoty, Toruń Elana.

#### Inwestycje w nowe moce wytwórcze

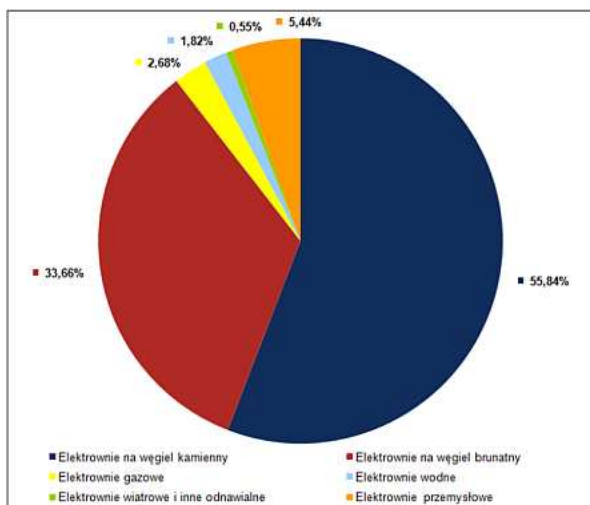
Produkcja energii elektrycznej niezmiennie od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej. Charakterystyka tej sytuacji ujęta jest na rys. 5.2 i 5.3.

**Rysunek 5.2.** Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2009 r.



Źródło: PSE Operator SA.

**Rysunek 5.3.** Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2009 r.



Źródło: PSE Operator SA.

Struktura zainstalowanych w elektroenergetyce (bez OZE) mocy ze względu na technologię produkcji (paliwo), w podziale na moce wprowadzone i wycofane z eksploatacji w 2009 r., zawarta jest w tab. 5.5 i 5.6.

**Tabela 5.5.** Moce zainstalowane oddane do eksploatacji w 2009 r.

Moce zainstalowane oddane do eksploatacji	[MW]
węgiel / ropa	12,7
gaz	17,4
inne	1,9
<b>Razem</b>	<b>32,0</b>

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

**Tabela 5.6.** Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji w 2008 r.

Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji	[MW]
węgiel / ropa	-75,9
gaz	-4,7
inne	0,0
<b>Razem</b>	<b>-80,6</b>

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Nowym kierunkiem działań będzie wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Ta metoda produkcji energii, oprócz zalet w postaci braku emisji CO<sub>2</sub>, pozwoli uzupełnić bilans energetyczny, uniezależnić się od typowych kierunków pozyskiwania surowców energetycznych, a co za tym idzie poprawić całościowo poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Według założeń przyjętych w projekcie *Polityki energetycznej 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.

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

Prezes URE udziela koncesji (promesy koncesji) na wytwarzanie energii, w której jest zawarte zobowiązanie do informowania o zmianie zakresu i warunków prowadzonej działalności, co z kolei wymaga zmiany koncesji.

W 2009 r. Prezes URE udzielił 102 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, w tym 93 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, oraz dokonał 176 zmian koncesji (w tym 108 odnośnie OZE). Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności,
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 u-Pe.

Prawo energetyczne zobowiązuje każde przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną w źródłach odnawialnych lub w kogeneracji, niezależnie od mocy zainstalowanej, do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji na prowadzenie takiej działalności gospodarczej. W celu ułatwienia przedsiębiorcom przystąpienia do wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, na stronie internetowej urzędu opublikowane zostały materiały informacyjne, które posłużyć mają usprawnieniu procesu koncesjonowania.

Na stronie internetowej URE publikowane są również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciążyących na nich obowiązkach oraz wyjaśniające 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 2009 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 315 MW w stosunku do 2008 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych.



Tabela 5.7. Moce zainstalowane w OZE

Rodzaj OZE	2008 r.	2009 r.
	moc zainstalowana [MW]	moc zainstalowana [MW]
Elektrownie biogazowe	54,615	70,888
Elektrownie biomasowe	231,990	252,490
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,000	0,001
Elektrownie wiatrowe	451,090	724,657
Elektrownie wodne (w tym szczytowo-pompowe)	940,576	945,210
<b>Razem</b>	<b>1 678,271</b>	<b>1 993,246</b>

Źródło: URE.

W Polsce nie występują obecnie sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, sprzyjające 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 przyłączy.

Ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi w odniesieniu do stanu na koniec 2008 r. nie uległa zmianie. Odnotować należy także fakt, że w 2009 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

Wymiana międzysystemowa z krajami trzecimi w 2009 r. była realizowana na połączeniu transgranicznym z Ukrainą i wyniosła 199,5 GWh. Wielkość ta dotyczy importu energii elektrycznej i obejmuje realizację dostaw liniami 220 kV Zamość – Dobrotwór. Wielkość ta uległa znaczącemu zmniejszeniu w porównaniu do 2008 r. Głównym powodem tego jest nienajlepszy stan techniczny połączeń międzysystemowych z państwami trzecimi. Połączenia międzysystemowe z krajami trzecimi nie są udostępniane dla uczestników rynku na zasadach rynkowych, a wielkość importu energii z krajów trzecich stanowiła marginalny udział w całkowitym krajowym zużyciu energii brutto. W związku z niewielką skalą importu energii z krajów trzecich ma on ograniczone konsekwencje socjalne i środowiskowe.

## Wnioski

Analiza stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych wykazuje, że w 2009 r. nastąpiła poprawa w zakresie poziomu mocy wytwórczych w stosunku do jej zapotrzebowania w porównaniu do 2008 r. Awaryjne zdarzenia, jakie wystąpiły w 2009 r., spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi, unaocznily potrzebę rewizji procedur związanych z konserwacją oraz kontrolą stanu majątku sieciowego. Nowelizacja u-Pe, która daje Prezesowi URE wpływ na zapisy wszystkich części IRiESP, jak również dystrybucyjnych będzie bardzo dobrą okazją, aby zmierzyć się z tymi zagadnieniami.

Mówiąc o adekwatności systemu wytwarzania wobec zapotrzebowania na moc i energię elektryczną pamiętać trzeba także o tym, że to kryzys gospodarczy, który rozpoczął się pod koniec 2007 r., przyczynił się do poprawy relacji na linii podaż-popyt na moc i energię elektryczną. Cały 2007 r. był rokiem zmagania się KSE z niedoborem mocy wytwórczych. Paradoksalnie kryzys gospodarczy poprawił bezpieczeństwo pracy KSE oraz dał cenny czas na budowę nowych mocy. Obecnie kluczowym elementem dla zapewnienia w przyszłości bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, będzie determinacja czynników politycznych z Ministrem Gospodarki na

czele w dyscyplinowaniu sektora energii elektrycznej do realizacji założeń zawartych w dokumencie rządowym *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* oraz wywiązanie się strony rządowej z obietnic zmian legislacyjnych nakierowanych na uproszczenie realizacji inwestycji infrastrukturalnych w elektroenergetyce.

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

### Prognozy zużycia gazu<sup>32)</sup>

W 2009 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 13 284 mln m<sup>3</sup> (13,9 Mtoe). W kolejnych latach przewiduje się, że 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 2010-2019

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny	
	[mld m <sup>3</sup> ]	[MToe]
2010	15,27	14,58
2015	18,37	17,55
2019	18,44	17,62

Źródło: PGNiG SA.

W 2009 r. Gaz-System SA realizując zadania operatorskie przesłał odpowiednio: gazu wysokometanowego w wielkości 12,507 mld m<sup>3</sup> i gazu zaazotowanego o wolumenie 1,227 mld m<sup>3</sup>.

Tab. 5.9 przedstawia prognozę OSP dotyczącą wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2010-2019<sup>33)</sup>.

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

### gaz ziemny wysokometanowy

	Rok	[MToe]	[mld m <sup>3</sup> ]
Wolumen przesłanego gazu (zrealizowano)	2009	11,949	12,507
	2010	12,062	12,626
Wartość oczekiwana popytu (prognoza)	2011	13,665	14,303
	2012	14,309	14,978
	2019	19,681	20,600

### gaz ziemny zaazotowany

	Rok	[MToe]	[mld m <sup>3</sup> ]
Wolumen przesłanego gazu (zrealizowano)	2009	1,172	1,227
	2010	0,947	0,991
Wartość oczekiwana popytu (prognoza)	2011	0,968	1,013
	2012	1,028	1,076
	2019	1,108	1,160

Źródło: Gaz-System SA.

<sup>32)</sup> 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/m<sup>3</sup> (z wyłączeniem podrozdziła „pojemności magazynowe”).

<sup>33)</sup> Wolumen przesłanego w 2009 r. paliwa gazowego, jak i prognoza na kolejne lata nie obejmują ilości przesłanego gazu do i z podziemnych magazynów gazu. Ilości oczekiwane przedstawiono zgodnie z prognozą wykonaną na potrzeby planu rozwoju OSP na lata 2009-2014. Podziału dokonano proporcjonalnie do przepływów, jakie były w 2009 r. Zgodnie z planem rozwoju – do końca września 2009 r. – przesył paliwa gazowego podgrupy Ls zastąpiono przesyłem paliwa gazowego grupy E.

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, wydobywanie krajowe, import

Obecnie udokumentowane krajowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego wynoszą, w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, ok. 101,2 mld m<sup>3</sup>, z czego ok. 60% zlokalizowanych jest na Niżu Polskim, a pozostała część w rejonie Karpat<sup>34</sup>). Stanowi to ok. 0,2% europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m<sup>3</sup>. Oznacza to, że przy obecnym poziomie produkcji gazu ziemnego krajowe zasoby gazu wystarczą na ok. 25-30 lat.

W 2009 r. wydobywanie krajowe wyniosło ok. 4,1 mld m<sup>3</sup> gazu (ok. 29 mln boe), co stanowi ok. 30% jego rocznego zużycia. Uzupełniające dostawy PGNiG SA realizował importując gaz w ilości 9,635 mld m<sup>3</sup>, w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy – odpowiednio z Niemiec i krajów Azji Środkowej:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z OOO „Gazprom Eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 r. W 2009 r. roczna ilość kontraktowa wynosiła 7 884,3 mln m<sup>3</sup>,
- umowy na import gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 r. W ciągu pierwszych dwóch lat dostawy wynosiły do 527,4 mln m<sup>3</sup> rocznie, natomiast od 1 października 2008 r. dostawy gazu są realizowane w ilości 422 mln m<sup>3</sup> rocznie.

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.

Drugim, istotnym importerem gazu ziemnego jest EWE energia Sp. z o.o., która w 2009 r. sprowadziła z Niemiec ok. 35,65 mln m<sup>3</sup> gazu na podstawie umowy zawartej z EWE AG.

### 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 31 grudnia 2009 r. w Polsce obowiązywało 225 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego oraz jego wydobywanie. Do najważniejszych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze Polski należą: PGNiG SA oraz Petrobaltic SA. PGNiG SA operuje w kraju na 82 koncesjach na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów. Ponadto w Polsce działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzi kilkadziesiąt innych firm polskich i zagranicznych, m.in. FX Energy, Maraton Oil Corporation, ExxonMobil, RWE Dea, DVP, Chevron, Energia Karpaty.

W celu pokrycia zapotrzebowania na gaz zintensyfikowano również w Polsce prace poszukiwawcze ukierunkowane na wydobywanie gazu z tzw. niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę rosnącą liczbę koncesji na poszukiwanie (44), udzielonych w 2009 r. przez Ministra Środowiska, w perspektywie kilkuletniej nastąpić może oszacowanie i potwierdzenie

<sup>34</sup>) 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 ok. 4 lata.

zasobów wydobywalnych gazu niekonwencjonalnego, tzw. *shale gas* i *tight gas*, a w konsekwencji wzrost wydobycia gazu.

W 2009 r. w PGNiG SA obowiązywała przyjęta w 2008 r. strategia, według której krajowe wydobycie gazu zostanie zwiększone do 6,54 mld m<sup>3</sup> rocznie w 2015 r., w tym 1,58 mld m<sup>3</sup> będzie stanowić wydobycie zagraniczne.

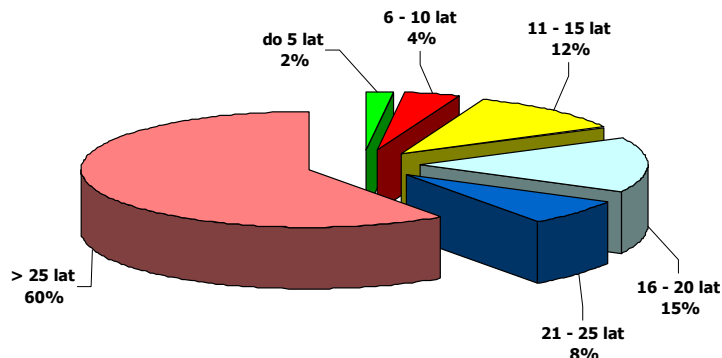
Wydobycie gazu ziemnego w 2009 r. wyniosło 4,11 mld m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (E). W stosunku do prognozy, która przewidywała wydobycie na poziomie 4,535 mld m<sup>3</sup>, był to spadek o 0,211 mld m<sup>3</sup>. Zmniejszenie poziomu wydobycia w trakcie 2009 r. względem prognozy wynikało z opóźnienia włączenia do eksploatacji Odazotowni Grodzisk, jak również z problemów technicznych podczas rozruchu technologicznego tej instalacji, mniejszego zapotrzebowania na gaz ziemny zaazotowany, które decyduje o wysokości produkcji ze złóż i opóźnienia inwestycyjnego na jednym ze złóż gazu ziemnego zaazotowanego. Pomimo tego, PGNiG SA zrealizowało zagospodarowywanie kilku złóż gazu ziemnego. Do eksploatacji oddano 17 odwiertów. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego wyniósł ok. 1,371 mln m<sup>3</sup>/d. Włączenie do eksploatacji tych nowych odwiertów związane było z uruchomieniem złóż: Łukowa, Chałupki Dębniańskie, Pilzno i Wołyń oraz Nowy Tomyśl, Kaleje, Roszków, Radlin i Wysocko Małe.

Jednocześnie spółka zakłada, na podstawie analizy dotychczasowego oraz planowego przebiegu eksploatacji złóż, że w 2010 r. oraz 2011 r. wydobycie gazu ziemnego wyniesie odpowiednio ok. 4,535 mld m<sup>3</sup>.

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

Infrastruktura przesyłowa ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. W 2009 r. funkcjonowanie systemu przesyłowego odbyło się bez większych zakłóceń, pomimo niekorzystnej struktury wiekowej (rys. 5.4). 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. 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.

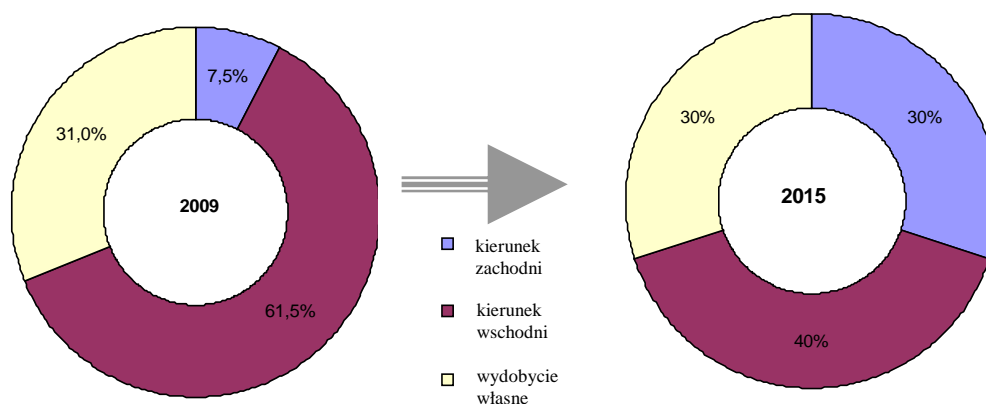
Rysunek 5.4. Struktura wiekowa gazociągów przesyłowych



Źródło: Gaz-System SA.

Przewidywany w Polsce wzrost zapotrzebowania na gaz, będący m.in. elementem realizacji polityki zwiększenia udziału paliw ekologicznych w krajowym bilansie paliw pierwotnych, jak również wynikający z przewidywanego rozwoju gospodarczego Polski, wskazuje na potrzebę 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 ograniczenia wpływu tego rodzaju zdarzeń na krajowy rynek gazu. W związku z tym prowadzone są w Polsce prace mające umożliwić, w nieodległej perspektywie czasowej, przyłączenie nowych systemowych źródeł gazu pozwalających na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu gazu. Istnieje szereg potencjalnych miejsc, które mogą stanowić obszary realizacji nowych projektów inwestycyjnych – połączeń międzysystemowych. Z uwagi na wskazane w *Polityce dla przemysłu gazu ziemnego* działania w zakresie dywersyfikacji, obecnie główny nacisk kładziony jest na zadania umożliwiające przygotowanie systemu do współpracy i odbioru dostaw z terminala LNG zlokalizowanego w północnej części Polski. W ramach dotychczasowych prac dokonano wstępnej identyfikacji zadań inwestycyjnych niezbędnych dla przyjęcia gazu z nowych źródeł. W wyniku realizacji tych zadań przewiduje się utworzenie docelowo 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: Świnoujście – Szczecin (DN 800), Szczecin – Lwówek (DN 700), Włocławek-Gdynia (DN 500) oraz Szczecin – Gdańsk (DN 700). Istnieje także konieczność modernizacji układu przesyłowego w Polsce centralnej. W tym celu prowadzono budowę gazociągu Rembelszczyzna – Gustorzyn. Ponadto celem umożliwienia zwiększenia przesyłu transgranicznego pomiędzy krajami Wspólnoty, poprzez istniejące punkty wejścia do systemu przesyłowego, planuje się zwiększenie przepustowości istniejących połączeń międzysystemowych, w tym m.in. modernizację węzła Lasów (dostawy z Niemiec) oraz modernizację węzła i tłoczni Jarosław (dostawy z Ukrainy).

Rysunek 5.5. Obecna struktura dostaw oraz pożądana w 2015 r. (Źródło: PGNiG SA)



Inwestycją zwiększającą bezpieczeństwo dostaw gazu jest budowa terminalu importowego LNG w Świnoujściu, realizowana przez przedsiębiorstwo Polskie LNG Sp. z o.o. Spółka ta 23 czerwca 2009 r. rozpoczęła Procedurę Udostępnienia Terminalu LNG w Świnoujściu, w wyniku której miały zostać wyłonione podmioty zainteresowane świadczeniem usługi regazyfikacji gazu. Do końca 2009 r. nie została zawarta żadna umowa na podstawie tej procedury.

#### Pojemności magazynowe<sup>35)</sup>

W zakresie magazynowania 100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajdowało się w 2009 r. w posiadaniu PGNiG SA. Spółka eksploatuje siedem podziemnych magazynów gazu o pojemności czynnej 1,630 mld m<sup>3</sup>, w tym udostępniała 50 mln m<sup>3</sup> na rzecz OGP Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne. Pod koniec 2009 r. został oddany do eksploatacji magazyn gazu zaazotowanego – Daszewo. Jest to pierwszy w Polsce magazyn wykorzystujący pojemność szcerpanego złoża ropno-gazowego. Jego uruchomienie pozwoliło na wyrównywanie niedoborów gazu i spadków ciśnienia w gazociągach w rejonie Pasa Nadmorskiego, a także na racjonalne wykorzystywanie potencjału lokalnych złóż gazu przez ich równomierne szcerpywanie.

Stan magazynów od 1.10.2009 r. do 28.02.2010 r. oraz charakterystykę techniczną przedstawia tab. 5.10.

<sup>35)</sup> Dane liczbowe podano dla warunków zgodnych z taryfą PGNiG SA, tj. temp=0°C, gazu suchego o wilgotności ułamka molowego pary wodnej < 0,001 i ciśnieniu 101,325 kPa.

**Tabela 5.10.** Charakterystyka pracy podziemnych magazynów gazu

	Wierz- chowice	Brzeźni- ca	Stracho- cina	Swarzów	Husów	Mogilno	Daszewo	Razem
Pojemność czynna [mln m <sup>3</sup> ]	575,000	65,000	150,000	90,000	350,000	370,000	30,000	1630,000
Stan pojemności czynnej magazynu na 1.10.2009 r. [mln m <sup>3</sup> ]	589,731	71,341	159,462	90,000	375,396	375,000	9,205	1670,135
Stan pojemności czynnej magazynu na 28.02.2010 r. [mln m <sup>3</sup> ]	147,237	14,322	37,002	10,250	53,029	208,556	8,845	479,241
Moc odbioru [mln m <sup>3</sup> /dobę]	4,80 – 1,08	0,93 – 0,48	1,50 – 0,74	1,00 – 0,34	5,76 – 1,15	20,64 – 0,96	0,38 – 0,15	

Źródło: PGNiG SA.

### Standardy bezpieczeństwa dostaw

Bezpieczeństwo dostaw gazu w Polsce w 2009 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 dostaw<sup>36)</sup> oraz rozporządzeń wykonawczych. Funkcjonująca od 2007 r. ww. 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 w ilości odpowiadającej 11-dniom średniego dziennego przywozu gazu ziemnego w okresie do 31 września 2009 r., a następnie 15-dniom w okresie od 1 października 2009 r. do 30 września 2010 r. Wielkość zapasów weryfikowana była przez Prezesa URE w oparciu o prognozę przywozu gazu na 2009 r.

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.

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 zasilania<sup>37)</sup>. 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 zmuszony byłby do zawiadomienia Ministra Gospodarki, który mógłby wystąpić do Rady Ministrów o podjęcie działań polegających na zawiadomieniu Przewodniczącego Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu<sup>38)</sup>.

<sup>36)</sup> 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).

<sup>37)</sup> Prezes URE, decyzjami w 2009 r., zatwierdził plan wprowadzania ograniczeń przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System SA oraz odpowiednie plany przedstawione przez sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych.

<sup>38)</sup> Grupa Koordynacyjna ds. Gazu została stworzona w celu ułatwienia koordynacji działań na poziomie unijnym środków stosowanych w czasie znaczących zakłóceń w dostawach.

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 2009 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 2009 r. Prezes URE ustalał wielkość zapasów na podstawie wielkości przywozu paliwa gazowego w określonym ustawowo okresie. W 2009 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. Do Ministra Gospodarki wpłynęło pięć wniosków o zwolnienie z utrzymywania zapasów obowiązkowych. Minister Gospodarki w czterech przypadkach wydał decyzję o przedmiotowym zwolnieniu.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem z zagranicą oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, zgodnie z wewnątrz ustalonymi procedurami postępowania, podjęły działania polegające na pozyskiwaniu dodatkowych dostaw paliw z innych źródeł oraz zmniejszenie poboru gazu ziemnego przez odbiorców, zgodnie z umowami z nimi zawartymi.

3. Minister właściwy do spraw gospodarki uruchomił zapasy obowiązkowe oraz wnioskował do Rady Ministrów o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które były uruchomione równocześnie lub w sposób sekwencyjny, zgodnie z kryterium wielkości mocy umownej, wykluczając możliwość objęcia ograniczeniami gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw. W 2009 r. Rada Ministrów, na wniosek Ministra Gospodarki, w drodze rozporządzeń z 6 stycznia oraz 10 lutego 2009 r. wprowadziła, na czas oznaczony, na terytorium RP ograniczenia w poborze gazu ziemnego.

4. Z uwagi na fakt, że mechanizmy krajowe odpowiednio zadziałały, nie było potrzeby uruchamiać mechanizmów wspólnotowych.

5. Prezes URE przeprowadził dwie kontrole w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw wg stanu na dzień 30 maja i 30 września 2009 r. Przeprowadzone kontrole wykazały, że wszystkie zobowiązane do ich utrzymywania podmioty utrzymywały zapasy w odpowiedniej wielkości.

W ocenie Prezesa URE, pomimo zwiększonego dobowego zapotrzebowania na dostawy gazu wynikające ze znacznych spadków temperatur w sezonie zimowym 2008/2009 oraz konfliktu rosyjsko-ukraińskiego, który wpłynął na ograniczenie dostaw gazu do Polski na granicy wschodniej, dostawy gazu do odbiorców końcowych zostały utrzymane na odpowiednim poziomie dzięki poprawnie funkcjonującemu systemowi gazowemu. Prawidłowo zadziałały mechanizmy dotyczące pozyskiwania dodatkowych dostaw paliw z innych źródeł, z pominięciem obszarów dotkniętych zakłóceniami na granicy wschodniej, wystarczających zdolności odbioru gazu z magazynów oraz zastosowania ograniczeń kontraktowych w poborze gazu przez niektóre podmioty. W okresie tym w odpowiednim zakresie dla utrzymania dostaw gazu, wykorzystana była również elastyczność wydobycia krajowego. Koordynację funkcjonowania systemu gazowego na poziomie krajowym w odpowiedni sposób zapewniła jednostka będąca w strukturze operatora przesyłowego – Krajowa Dyspozycja Gazu (KDG). KDG w sposób nie budzący zastrzeżeń współpracowała również z operatorami systemów – przesyłowych państw sąsiadujących Ukrtransgaz NAK Naftogaz Ukrainy, OAO Bieltransgaz na Białorusi oraz ONTRAS-VNG Gastransport GmbH.



W związku cyklicznie powstającymi zakłóceniami w dostawach gazu do Polski w 2009 r., podjęto decyzję o uchwaleniu w trybie pilnym ustawy o realizacji inwestycji terminala LNG wraz z inwestycjami towarzyszącymi, która miała usprawnić proces inwestycyjny w strategiczne dla bezpieczeństwa dostaw gazu projekty.

### Zachęty do podejmowania nowych inwestycji

Regulacje krajowe przewidują odpowiedni zestaw działań (zachęt) dla podejmowania nowych inwestycji. Ustawa-Prawo energetyczne zawiera mechanizm pozwalający Prezesowi URE 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 2009 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 dwóch priorytetów sektor wykorzystał w 2009 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 2009 r. przedsiębiorstwo PGNiG SA 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. W 2009 r. stopa zwrotu z kapitału dla operatora systemu przesyłowego wyniosła 9%, a przeciętna stopa zwrotu dla sześciu 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 świadczonej usługi w zakresie dostaw m.in. gazu ziemnego odbiorcom końcowym oraz szybsze wydatkowanie środków UE. W 2009 r. prowadzone były konsultacje dotyczące projektu ustawy o korytarzach przesyłowych celu publicznego, która ma ułatwić inwestycje m.in. w rurociągi do przesyłu gazu. Powstanie tej ustawy jest warunkiem koniecznym usprawnienia procesu realizacji zadań inwestycyjnych. Ustawa ma wprowadzić rozwiązania umożliwiające realizację celów publicznych w postaci dostarczania m.in. paliw gazowych i ropy. Ustawa obejmie swym zasięgiem korytarze ustanawiane – z uwagi na cel publiczny – na już istniejących urządzeniach przesyłowych, jak również nowo ustanawianych.
5. Wprowadzenie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Ustawa określiła zasady przygotowania realizacji i finansowania inwestycji w zakresie terminalu wymaganych ze względu na istotny interes bezpieczeństwa państwa oraz inwestycji towarzyszących.

W ocenie Prezesa URE w 2009 r. nadal istniały znaczne bariery w realizacji nowych inwestycji. Jako pozytywne działania zmierzające w kierunku ułatwiania realizacji inwestycji zarówno tych mających znaczenie strategiczne dla bezpieczeństwa państwa, jak również tych, które mają zapewnić bieżące bezpieczeństwo dostaw gazu dla odbiorców końcowych., należy wymienić wprowadzenie w trybie pilnym ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego,

która uprości i skróci procedury administracyjne związane z powstaniem terminala oraz inwestycji towarzyszących oraz podjęcie szeroko zakrojonych prac nad ustawą o korytarzach przesyłowych celu publicznego.

#### 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.

W celu pozyskania informacji na temat zapotrzebowania na transgraniczne zdolności przesyłowe w 2009 r. OGP Gaz-System SA przeprowadził procedury *Open Season* dla następujących inwestycji:

- połączenie Polska – Litwa w rejonie Suwałk (z systemem AB Lietuvos Dujos),
- połączenie Polska – Dania w rejonie Niechorza (z systemem Energinet.dk)

W związku z faktem niezłożenia, w wymaganym terminie – przez wcześniej zainteresowane podmioty – wiążących zamówień na przesył gazu planowanymi połączeniami, procedury *Open Season* dla ww. połączeń zostały zakończone, bez podejmowania decyzji inwestycyjnych. Jednocześnie operator systemu przesyłowego Gaz-System SA poinformował o możliwości ponownego ogłoszenia procedury *Open Season* w przypadku, gdy pojawi się na rynku zainteresowanie realizacją nowych połączeń gazowych<sup>39)</sup>,

- połączenie Polska – Czechy w rejonie Podbeskidzia (z systemem RWE Trangas Net)

Przedmiotem procedury był projekt inwestycyjny obejmujący budowę gazociągu od granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna, będącym miejscem lokalizacji nowego punktu wejścia do systemu przesyłowego – do rejonu Skoczowa, gdzie nastąpić ma włączenie do istniejącego systemu przesyłowego. Procedura udostępniania przepustowości dla połączenia międzysystemowego w rejonie Podbeskidzia zakończyła się powodzeniem na początku 2010 r. – z trzema podmiotami podpisano umowy na przesył gazu. Oddanie do użytku gazociągu mię-

---

<sup>39)</sup> Rozpoczęcie budowy połączenia Polska – Dania w rejonie Niechorza uzależnione było od decyzji inwestycyjnych dotyczących gazociągu Skanled, który miał przebiegać wzdłuż południowego wybrzeża Norwegii i miał rozwidlać się na odnogę duńską i szwedzką. Po powstaniu kolejnego morskiego gazociągu Baltic Pipe, istniała możliwość połączenia duńskiego systemu gazowego z polskim wybrzeżem w Niechorzu. W kwietniu 2009 r., z powodu zmiany warunków ekonomicznych i braku możliwości zapewnienia dostaw surowca, konsorcjum, które miało realizować projekt Skanled, zdecydowało o jego zawieszeniu.

dzysystemowego i w konsekwencji rozpoczęcie świadczenia usługi przesyłania planowane jest w 2011 r.,

- budowa terminala LNG w Świnoujściu. Podobne w formie działania, mające na celu określenie zapotrzebowania na usługi, które realizowane będą w budowanym terminalu do importu skroplonego gazu ziemnego LNG tj. usług w zakresie regazyfikacji oraz usług dodatkowych zapewniających dostęp do nowobudowanej infrastruktury, podjęło przedsiębiorstwo PLNG Sp. z o.o. Zakończenie inwestycji planuje się na 2014 r.

Inicjatywy podejmowane przez podmioty odpowiedzialne za rozbudowę infrastruktury gazowej, z wykorzystaniem dostępnych procedur – zarówno Wstępnego Badania Rynku, jak i procedury *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.

#### 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 m<sup>3</sup> 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 międzyoperatorskiej z Ukrtransgaz NAK Naftogaz Ukrainy, OAO Bieltransgaz na Białorusi oraz ONTRAS-VNG Gastransport GmbH. Porozumienia te dotyczą współpracy dyspozytorskiej w zakresie kontroli nad przepływami gazu w punktach granicznych Drozdowicze (Ukraina), Wysokoję 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 będzie dostarczany do Polski gaz ziemny o wolumenie ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie.

2. Relacje o charakterze handlowym polegające na obrocie paliwem gazowym

- mając na uwadze relacje z przedsiębiorstwami eksportującymi gaz do Polski, odnotowania wymaga fakt braku realizacji, od początku 2009 r., przez firmę RosUkrEnergo, umowy śred-

nioterminowej na dostawy gazu ziemnego podpisanej w listopadzie 2007 r. Firma ta, należąca w połowie do Gazpromu, zobowiązana była, zgodnie z kontraktem ważnym do końca 2009 r., na dostarczanie do Polski r. 2,3 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Jednakże, 20 stycznia 2009 r. spółka została wyeliminowana z pośrednictwa w handlu gazem pomiędzy Rosją a Ukrainą, co skutkowało brakiem dostaw gazu do Polski, w ilości kontraktowej. Dostawy te były częściowo uzupełniane przez spółkę Gazprom Export. W związku z wysokim zużyciem gazu w okresie zimowym oraz ograniczoną możliwością wykorzystania podziemnych magazynów gazu konieczne było podpisanie przez PGNiG SA krótkoterminowego kontraktu z Gazprom Export. Umowa podpisana 1 czerwca 2009 r. zakładała realizację 1 mld m<sup>3</sup> dostaw gazu, do 30 września 2009 r. Jednakże, do końca 2009 r. nie podpisano kolejnych kontraktów zabezpieczających dostawy gazu do Polski w zakładanych ilościach. Było to wynikiem uzależnienia przez stronę rosyjską zawarcia kontraktu handlowego od podpisania umowy międzyrządowej, regulującej szereg kwestii niezwiązanych bezpośrednio z dostawami gazu do Polski,

- w ramach podjętych działań zmierzających do dywersyfikacji dostaw gazu do Polski, 29 czerwca 2009 r. PGNiG SA i Qatargas Operating Company LTd zawarły umowę na sprzedaż i dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Kataru do Polski. Umowa dotyczy dostawy 1 mln ton rocznie gazu LNG przez okres 20 lat od 2014 r. W przypadku konieczności zwiększenia dostaw dodatkowe ilości surowca PGNiG SA będzie pozyskiwał poprzez dostawy pochodzące ze średnio- i krótkoterminowych kontraktów.

PGNiG SA zaangażowane było również w działalność poszukiwawczo-wydobywczą na Norweskim Szelfie Kontynentalnym – w Norwegii oraz Danii. Ścisłe z tym związany jest projekt „Skanled”, który obejmuje budowę gazociągu z terminalu gazowego w Karsto (Norwegia) do Szwecji i Danii oraz powiązany z tym zadaniem projekt gazociągu bałtyckiego Baltic Pipe. Jednakże, w kwietniu 2009 r., pomimo podejmowanych przez PGNiG SA starań o realizację projektu Skanled, uczestnicy konsorcjum podjęli decyzje o zawieszeniu realizacji tego projektu. Decyzje członków konsorcjum nie oznaczają rozwiązania czy też zamknięcia projektu. Strony uzgodniły, że wobec aktualnego kryzysu światowego oraz decyzji władz norweskich dotyczących zagospodarowania złóż, projekt zostaje tymczasowo wstrzymany. W konsekwencji zawieszony został również prowadzony przez Gaz-System SA projekt Baltic Pipe, albowiem gazociągiem Skanled miał być dostarczany surowiec zasilający Baltic Pipe, łączący systemy duński i polski.

W 2009 r. PGNiG SA prowadziło rozmowy z przedsiębiorstwem ukraińskim NAK Naftogaz Ukrainy w celu realizacji dostaw z wykorzystaniem ukraińskiego systemu przesyłowego oraz możliwości dostaw bezpośrednich przez punkt zdawczo-odbiorczy w Drozdowiczach. Kwestie dostaw gazu przez gazowy system ukraiński dotyczyły także przesyłu gazu na zasadach dostaw trójstronnych (z kontraktów słowackich i ukraińskich). Jednocześnie, elementem współpracy były działania umożliwiające eksport gazu pochodzenia ukraińskiego do Polski przez punkt Zosin-Ustiuług. W rezultacie tych prac na przełomie lat 2009/2010, dostawy gazu ziemnego w okolicy Hrubieszowa odbywały się bez zakłóceń. Jednakże, z uwagi na zakaz reeksportu gazu rosyjskiego oraz przewidziane w państwowym budżecie Ukrainy na 2009 r. przeznaczenie gazu ziemnego z wydobycia krajowego na potrzeby rynku wewnętrznego, NAK Naftohaz Ukrainy odpowiedział negatywnie na prośbę PGNiG SA o zwiększenie dostaw. Także współpraca w obszarze tranzytu nie spotkała się z poparciem NAK. Oznacza to, że nabywanie gazu i zamawianie usług przesyłowych w państwach trzecich jest problemem nie tylko dla podmiotów zainteresowanych wejściem na rynek krajowy, ale również dla przedsiębiorstwa zasiedziałego. Dlatego w poprawie warunków rynkowych w państwach graniczących z terytorium państw członkowskich UE należy upatrywać możliwości poprawy sytuacji.

## Wnioski

Analiza poszczególnych działań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw gazu prowadzonych w 2009 r. prowadzi do następujących konkluzji:

**1.** Procedury dotyczące minimalizacji negatywnych skutków deficytu dostaw gazu do odbiorców gazu działały prawidłowo w warunkach konfliktu rosyjsko-ukraińskiego i znacznego spadku temperatur w sezonie zimowym 2008/2009. Przygotowano całą „infrastrukturę prawną”, tj. przepisy i procedury działań na wypadek ograniczeń dostaw oraz decyzje Prezesa URE, takie jak: plany wprowadzania ograniczeń, ilości obowiązkowych zapasów gazu, a także IRiESP, IRiESD oraz taryfy, które przewidywały zasady współpracy w warunkach ograniczeń. Dodatkowo, dostawcy wprowadzili procedury wymagane na podstawie ustawy o zapasach, obejmujące m.in. mechanizm ograniczeń kontraktowych.

**2.** Przygotowanie techniczne infrastruktury, na okoliczność wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu, wykazało braki i potrzebę zapewnienia dodatkowych dróg dostaw. W ocenie Regulatora konieczna jest rozbudowa infrastruktury, szczególnie zwiększenie pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego, które zapewniają ciągłość dostaw w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach. Obecne pojemności są niewystarczające, a ich ograniczone zdolności zatłaczania i odbioru pozwalają jedynie na częściowe zabezpieczenie odbiorców w okresie wzmożonego zapotrzebowania. Ciągłej rozbudowy wymaga także system przesyłowy, szczególnie w regionach, gdzie występują ograniczenia przepustowości. Ponadto w celu pokrycia zapotrzebowania na gaz niezbędne jest kontynuowanie prac związanych ze zwiększeniem wydobycia krajowego, którego poziom nie zmienił się na przestrzeni ostatnich kilku lat.

**3.** Analiza działań prowadzonych w 2009 r. przez funkcjonujące na rynku gazu przedsiębiorstwa energetyczne pozwala stwierdzić, iż sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń, a wszystkie podmioty odpowiedzialne za dostawy gazu wypełniały nałożone na nie prawem obowiązki – 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, budowa gazociągu łączącego polski i czeski system gazowy w ramach procedury udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia). Należy podkreślić, iż pomimo tego, że system gazowniczy był sprawny i były kontynuowane zadania inwestycyjne w 2009 r., to w Polsce nadal istnieje pilna potrzeba modernizacji i rozbudowy systemu dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu. Istniejące bariery prawno-administracyjne znacznie opóźniają wymagane zmiany.

**4.** Kontynuowane w 2009 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.

**5.** W skutek braku prawnych możliwości wyznaczenia operatora na polskim odcinku gazociągu „Jamał-Europa” Prezes URE nie miał narzędzi administracyjnych do wyegzekwowania od spółki EuRoPol-Gaz SA obowiązków istotnych dla bezpieczeństwa dostaw, m.in. zasad zarządzania ograniczeniami. W lipcu 2009 r. Prezes URE przekazał do Ministerstwa Gospodarki swoją opinię w tej sprawie zwracając szczególną uwagę na konieczność podjęcia działań mających na celu uregulowanie ww. zagadnień.

**6.** Niewystarczające mechanizmy współpracy z krajami sąsiadującymi z Polską, nie będących członkami Wspólnoty sprawia, 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 od podmiotów innych niż Gazprom.

## 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 ma prawo cofnąć 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). Jest regulacją, umożliwiającą znakowanie energii elektrycznej z OZE z podziałem na technologie wytwarzania: biogaz, biomasa, wiatrowe, wodne i kogeneracja (tab. 6.1). 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.

**Tabela 6.1.** Produkcja energii elektrycznej oraz świadectwa pochodzenia w latach 2008-2009. Stan na 30.03.2010 r.

Rodzaj OZE	2008 r.	2009 r.
	ilość energii [MWh]	ilość energii [MWh]
Elektrownie na biogaz	220 882,924	293 105,386
Elektrownie na biomasę	560 967,435	525 919,895
Elektrownie wiatrowe	806 079,751	1 028 862,054
Elektrownie wodne	2 152 821,687	2 374 643,314
Współspalanie	2 751 954,127	4 073 590,057*
<b>Łącznie</b>	<b>6 492 705,924</b>	<b>8 296 120,706</b>

\* W tym elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego.

Źródło: URE.

W systemie polskim funkcjonują dwa 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 czerwone).

**Tabela 6.2.** Produkcja energii elektrycznej oraz świadectwa pochodzenia CHP w latach 2008-2009. Stan na 30.03.2010 r.

Rodzaj jednostki kogeneracji	2008 r.	2009 r.
	ilość energii [MWh]	ilość energii [MWh]
„Żółte”	2 977 398,975	3 069 754,644
„Czerwone”	20 842 105,739	21 060 012,576

Źródło: URE.

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 2009 r. prowadzono prace nad rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, którego treść Minister Gospodarki notyfikował Komisji Europejskiej 1 lutego 2010 r. W przepisach tego aktu znalazły się również przepisy implementujące omawiane kryteria, w tym również dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz sposobu załatwiania reklamacji.

W 2009 r. finalizowano prace nad zmianą u-Pe. 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. Zgodnie z wynikami – zleconych przez Prezesa URE – badań, wzrost cen energii o 10% powoduje wzrost liczby gospodarstw domowych w sytuacji ubóstwa energetycznego do powyżej 1 miliona<sup>40)</sup>.

Chociaż wypracowanie definicji „odbiorcy wrażliwego społecznie” oraz modelu pomocy tym grupom odbiorców nie należy bezpośrednio do zakresu działań Prezesa URE, to właśnie organ regulacyjny rozpoczął pierwsze badania w tym zakresie<sup>41)</sup>, inicjując tym samym podjęcie międzyresortowych działań, zmierzających do przygotowania systemowego rozwiązania tego problemu w Polsce.

W 2009 r. Ministerstwo Gospodarki pracowało nad strategicznym dokumentem *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* oraz towarzyszącym *Polityce* m.in. dokumentem *Program działań wykonawczych na lata 2009-2012*. Ostatecznie dokument *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* został przyjęty przez rząd Polski 10 listopada 2009 r. W *Programie* umieszczone zostały liczne działania, w tym ochrony najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen tej energii. Sposób realizacji działania objął przygotowanie systemowego rozwiązania dla odbiorców wrażliwych społecznie w ramach krajowego systemu pomocy społecznej oraz wdrożenie dodatkowego rozwiązania wsparcia odbiorców w ramach przygotowywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne programów Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (CSR – *Corporate Social Responsibility*). Zgodnie ze wskazanym w dokumentach harmonogramem zadania te przewidziane zostały do realizacji w 2010 r.

Równoległe do prac nad *Polityką energetyczną Polski do 2030 r.* Zarządzeniem Nr 01/09 Przewodniczącego Zespołu Sterującego do Spraw Realizacji *Programu dla elektroenergetyki* z 20 lipca 2009 r. powołano *Grupę roboczą 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*. Pracami Grupy kierował przedstawiciel Ministra Gospodarki. W skład Grupy wszedł także przedstawiciel Prezesa URE. Zadaniem Grupy było przygotowanie, do 31 grudnia 2009 r., niezbędnych propozycji zapisów projektu rozwiązania, z uwzględnieniem spójności systemu prawa krajowego i unijnego wraz z uzasadnieniem poszczególnych przepisów oraz z oceną skutków regulacji.

W pracach tych Prezes URE wielokrotnie postulował o wypracowanie modelu wsparcia odbiorców wrażliwych społecznie w oparciu o trzy kluczowe założenia:

- 1) uznania energii elektrycznej jako dobra cywilizacyjnego,

<sup>40)</sup> Ogółem w Polsce jest prawie 14 mln odbiorców w gospodarstwach domowych.

<sup>41)</sup> W 2008 r. w URE rozpoczął pracę specjalny Zespół do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Odbiorców Wrażliwych Społecznie. Zespół zakończył pracę przygotowaniem Raportu, zawierającego m.in. projekt modelu pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie oraz przygotowaniem założeń do projektu zmian legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia programu. Podczas prac Grupy Roboczej została nawiązana współpraca z Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych. Efektem tej współpracy jest unikalna próba oszacowania wpływu podwyżek cen energii na skalę wzrostu ubóstwa.



- 2) zapewnienia, że program pomocy odbiorcom wrażliwym będzie finansowany ze środków publicznych,
- 3) realizacja tego programu zostanie osadzona w obowiązującym w Polsce systemie pomocy społecznej.

W grudniu 2009 r. Minister Gospodarki przekazał do Komitetu Rady Ministrów projekt „Założeń do aktów wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej” celem jego rozpatrzenia na posiedzeniu Komitetu Stałego Rady Ministrów. W tych Założeniach, Ministerstwo Gospodarki przedstawiło model pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie nie w oparciu o system pomocy społecznej, ale w oparciu o pomoc udzielaną przez przedsiębiorstwa energetyczne (sprzedawców z urzędu) przy pomocy instrumentu, jakim są dotacje przedmiotowe. Zdaniem Prezesa URE takie rozwiązanie nie jest właściwe, gdyż skutecznie wiąże odbiorcę wrażliwego społecznie z dotychczasowym sprzedawcą. Takie rozwiązanie może stanowić barierę w procesie podejmowania decyzji przez odbiorcę dot. zmiany sprzedawcy.

Prezes URE w 2009 r. podejmował prace na rzecz odbiorcy wrażliwego społecznie także w ramach powołanych w URE zespołów: zespołu zajmującego się badaniem problematyki społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych oraz „Strefy Odbiorcy”, będącego formą forum konsumenckiego.

W odniesieniu do kwestii taryfy socjalnych, system taki nie funkcjonuje obecnie w Polsce. Prezes URE uważa że system taryf socjalnych zakłóca transparentność cen oraz przerzuca ciężar ochrony odbiorców wrażliwych na pozostałych odbiorców, pogarszając tym samym ich sytuację ekonomiczną. Dlatego Prezes URE postuluje wsparcie dla odbiorców wrażliwych w ramach instrumentów polityki społecznej.

#### 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). 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 2009 r. nie odbył się żaden przetarg. 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 zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej na zasadach równoprawnego traktowania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Warto podkreślić, że odbiorca w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z umowy kompleksowej z zachowaniem przewidzianego w umowie czasu wypowiedzenia nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu.

## Liczba odłączeń i regulacja cen energii i gazu odbiorców końcowych

Dane dotyczące liczby odłączeń odbiorców z tytułu niepłacenia rachunków przedstawia poniższa tab. 6.3.

Tabela 6.3. Ilość odłączeń odbiorców

Rok	Energia elektryczna			Gaz		
	ilość odłączeń	ilość odbiorców ogółem	[%]	ilość odłączeń	ilość odbiorców ogółem	[%]
2004	236 012	15 661 600	1,5	46 451	6 337 536	0,73
2005	239 289	15 761 619	1,5	44 957	6 386 160	0,70
2006	190 936	15 817 289	1,2	33 815	6 396 234	0,53
2007	160 860	16 064 750	1,0	31 006	6 493 775	0,48
2008	174 445	16 201 598	1,1	43 319	6 594 867	0,66
2008	174 445	16 201 598	1,1	53 236	6 641 066	0,80
2009	224 961	16 363 511	1,4	53 236	6 641 066	0,80

Źródło: URE.

U-Pe reguluje kwestie odłączeń odbiorców w przypadku niepłacenia rachunków. Przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostawy energii, gdy odbiorca zwleka z zapłatą co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, po mimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. W przypadku ich uregulowania przedsiębiorstwo jest zobowiązane do bezzwłocznego wznowienia dostaw. Natomiast brak jest regulacji w zakresie odłączeń z tego powodu w okresie zimy.

## Regulacja cen dla odbiorców końcowych

*Energia elektryczna*

W 2008 r. zmienił się sposób stanowienia cen dla odbiorców końcowych, który był kontynuowany w 2009 r. i trwa również w 2010 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. W tym przypadku można stwierdzić, że udział odbiorców w poszczególnych segmentach rynku detalicznego obsługiwanych przez sprzedawców przedkładających do zatwierdzenia ceny Prezesowi URE wynosił odpowiednio:

- odbiorcy w gospodarstwach domowych – 100%<sup>42)</sup>,
- odbiorcy biznesowi – 0%,
- odbiorcy przemysłowi – 0%.

<sup>42)</sup> W Polsce, gdzie regulacja cen energii ograniczona jest do przedsiębiorstw pełniących funkcję sprzedawców z urzędu dwóch z czternastu sprzedawców nie przedłożyło taryf w obrocie do zatwierdzenia Prezesowi URE i stosuje ceny nie zatwierdzone. Sytuacja ta jest przedmiotem odrębnego postępowania sądowego. W przedstawionej kalkulacji odbiorcy z tych dwóch przedsiębiorstw są uwzględnieni jako korzystający z cen regulowanych.

**Tabela 6.4.** Wzrosty cen i stawek w taryfach na 2010 r.

	Wzrost stawek dystrybucyjnych energii dla wszystkich grup odbiorców	Wzrost stawek dystrybucyjnych energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych	Wzrost ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych	Łączny wzrost opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych
	[%]			
Średni wzrost w zatwierdzonych taryfach	4,80	5,4	5,8	5,8

Źródło: URE.

Średni wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz łączny wzrost opłat (obróć i dystrybucja) dla odbiorców w gospodarstwach domowych zostały obliczone bez udziału dwóch przedsiębiorstw, które nie przedłożyły taryf w zakresie obrotu energią elektryczną dla gospodarstw domowych (zobacz przypis 42).

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 2010 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 ich podwyższenia. Czynnikiem wpływającym na zmianę kosztów jest np. wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

**Tabela 6.5.** Regulacja cen dla odbiorców końcowych w 2009 r.

Wyszczególnienie	Energia elektryczna		
	najwięksi odbiorcy (wg ilości kupowanej energii)	małe i średnie przedsiębiorstwa	gospodarstwa domowe
Regulacja taryf obrót (T/N)	N	N	T
% odbiorców taryfowych (obróć)	-	-	100

Źródło: URE.

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

#### Gaz

Rok 2009 nie przyniósł zmian w sektorze gazowym w zakresie regulacji w stosunku do 2008 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 SA. Ponadto pozostałe przedsiębiorstwa w przeważającej mierze również zaopatrują się w paliwa gazowe w PGNiG SA. Te okoliczności powodują brak konkurencji na rynku, która upoważniałaby Prezesa URE do zwolnienia tych przedsiębiorstw z taryfowania.

Ceny gazu zmieniły się tylko raz w 2009 r. wraz z wprowadzeniem nowej taryfy PGNiG SA w życie 1 czerwca. W ślad za zmianą tej taryfy zmieniały się również taryfy pozostałych przedsiębiorstw gazowniczych.

Z uwagi na liczbę obsługiwanych przez PGNiG SA 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 w obrocie gazem ziemnym wysokometanowym (GZ-50) oraz 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).

Symbol grupy taryfowej	średnia cena gazu GZ-50 w zł/m <sup>3</sup>	
	w okresie:	
	od 1.11.2008 r.	od 1.06.2009 r.
	<b>w obrocie</b>	
<b>W-1</b>	1,4716	1,3867
<b>W-2</b>	1,1838	1,0945
<b>W-3</b>	1,0627	0,9669
	<b>łącznie (obrót + transport + magazynowanie)</b>	
<b>W-1</b>	2,3343	2,3353
<b>W-2</b>	1,8404	1,8164
<b>W-3</b>	1,5977	1,5760

W-1 – zużycie roczne nie większe niż 300 m<sup>3</sup>,

W-2 – zużycie roczne większe niż 300 m<sup>3</sup> i nie większe niż 1 200 m<sup>3</sup>,

W-3 – zużycie roczne większe niż 1 200 m<sup>3</sup> i nie większe niż 8 000 m<sup>3</sup>.

Źródło: URE.

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

[Inicjatywy Regulatora mające na celu zapewnienie przejrzystości umów na dostawy energii, z uwzględnieniem podziału odpowiedzialności pomiędzy rządem, Regulatorem i innymi instytucjami publicznymi](#)

Realizacja wymagań w zakresie przejrzystości umów na dostawy energii dokonuje się na płaszczyźnie:

- [stanowienia prawa przez organy uprawnione do zgłaszania inicjatywy ustawodawczej: rząd, Parlament i Prezydent](#)

Prezes URE uczestniczy w procesie legislacyjnym, nie ma jednak prawa decydowania o ostatecznym kształcie przepisów, nie ma prawa inicjatywy ustawodawczej, uczestniczy jedynie w konsultacjach, zgłasza swoje propozycje, wyraża opinie;

- [stosowania prawa \(w szczególności Prezes URE, Prezes UOKiK, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów\)](#)

**Prawo.** Treść umów na dostawy 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, nie mającego 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 względnie jako przejaw praktyki ograniczającej konkurencję. 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 nie uzgodnione 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 rozstrzygnięcia sporów w tym zakresie jest sąd powszechny.

**Stosowanie prawa.** Prawo energetyczne nie wyposażało Prezesa URE w narzędzia kompetencyjne umożliwiające bezpośredni wpływ na treść umów na dostawy 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.** Dążąc do wzmocnienia konkurencji na rynku energii elektrycznej Prezes URE brał udział w negocjacjach – pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych zrzeszonymi w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) a przedsiębiorstwami obrotu zrzeszonymi w Towarzystwie Obrotu Energią (TOE) – dotyczących standardowego wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucyjnej. Umowa ta reguluje zasady współpracy między operatorami systemów dystrybucyjnych a sprzedawcami działającymi na ich terenie. W wyniku tych prac, w grudniu 2009 r. uzgodniony został wspólny wzorzec generalnej umowy dystrybucyjnej, z rekomendacją do powszechnego stosowania. W opracowanym wzorcu rozwiązane zostały sporne dotąd kwestie, dotyczące obowiązku ponoszenia przez sprzedawcę kosztów odczytu licznika, związanych ze zmianą sprzedawcy energii. Ponadto wypracowany wzorzec nie przewiduje naliczania przez OSD opłat za dokonywanie odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych w związku ze zmianą sprzedawcy przez odbiorców końcowych oraz za wstrzymanie i wznowienie dostaw energii elektrycznej dokonywanych na żądanie sprzedawcy. W ocenie Regulatora przyjęcie jednego wzorca umowy przyczyni się do zwiększenia ilości umów zawieranych między operatorami systemów dystrybucyjnych a spółkami obrotu, a więc do rozwoju konkurencji na rynku.