

RAPORT ROCZNY
PREZESA
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
2008

LIPIEC 2008

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	2
1. Nota wprowadzająca	3
2. Podsumowanie, główne osiągnięcia ostatniego roku	4
2.1. Uproszczona struktura organizacyjna Urzędu	4
2.2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego	6
2.3. Główne zagadnienia pozostające w kompetencjach Regulatora	9
3. Regulacja i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej	15
3.1. Zagadnienia regulacyjne [Artykuł 23(1) z wyłączeniem lit. „h”]	15
3.1.1. Zagadnienia ogólne	15
3.1.2. Zarządzanie i alokacja mocy połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania przeciążeniami	15
3.1.3. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych	18
3.1.4. Efektywny unbundling	26
3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) oraz 23(1) (h)] – rynek energii elektrycznej	29
3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej	29
3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej	37
3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym	41
4. Regulacja i postępy w procesie budowy wspólnotowego rynku gazu ziemnego	45
4.1. Problematyka Regulacji	45
4.1.1. Zagadnienia ogólne	45
4.1.2. Zarządzanie i alokowanie zdolności przesyłowych transgranicznych połączeń międzysystemowych i mechanizm zarządzania ograniczeniami sieciowymi	45
4.1.3. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych	47
4.1.4. Model rynkowy	53
4.1.5. Efektywny unbundling	54
4.2. Zagadnienia konkurencji [Artykuł 25(1)(h)]	55
4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej	55
4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego	57
4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym	60
5. Bezpieczeństwo dostaw	65
5.1. Energia elektryczna [Artykuł 4]	65
5.2. Gaz [Artykuł 5] oraz 2004/67/WE [Artykuł 5]	70
6. Zagadnienia z zakresu usług o charakterze użyteczności publicznej [Art. 3(9) dla energii elektrycznej i Art. 3(6) dla gazu]	76

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
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OGP Gaz System Sp. z o.o.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego (PSE – Operator SA)
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG SA	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PE	Prawo energetyczne
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne 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

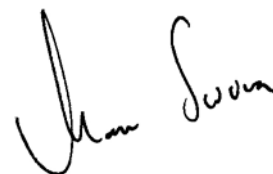
Rok 2007 to kolejny już rok zmagania polskiego Regulatora o sprawniejszą ekonomicznie, przyjazną ludziom i środowisku energetykę. Działaniom Prezesa URE nie sprzyjała zmienność prawa energetycznego i poważne opóźnienia w ukazywaniu się towarzyszących mu rozporządzeń.

Ze strony sfery realnej: energetyki i jej rynku, był to rok konsolidacji w elektroenergetyce i centralizacji obrotu w gazownictwie. To był też rok końca limitowania swobody konsumenta energii. 1 lipca wszyscy nabyli prawa do wolnego wyboru sprzedawcy i to nominalne otwarcie rynku wymaga jednak wielu unormowań dodatkowych i zróżnicowanych działań na rzecz przekształcenia w realne.

Był to dla Regulatora rok szczególny, ze względu na zmiany personalne na stanowisku Prezesa URE. Skomplikowana materia regulacyjna: prawna i warsztatowa, została dodatkowo utrudniona koniecznością zmian adaptacyjnych.

Prezentowany Raport jest analizą oddziaływania Prezesa URE przy użyciu wszystkich dostępnych mu środków prawnych. Przesłanką właściwego postępowania regulacyjnego jest wiedza Regulatora 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 czwartym 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.



2. PODSUMOWANIE, GŁÓWNE OSIĄGNIĘCIA OSTATNIEGO ROKU

Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾ (u-Pe) powołując do życia organ administracji rządowej – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), powierzyła mu „zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji”.

2.1. Uproszczona struktura organizacyjna Urzędu

Struktura zarządu bądź rady

Funkcje regulacyjne Prezes URE pełni jednoosobowo, zadania wykonuje z pomocą Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, a powołuje go – i odwołuje – Prezes Rady Ministrów, spośród osób należących do państwowego zasobu kadrowego, na wniosek Ministra Gospodarki²⁾. Prezesem URE od 13 listopada 2007 r. jest dr Mariusz Maciej Swora³⁾.

W skład Urzędu wchodzi siedem komórek organizacyjnych (departamenty i biura) oraz dziewięć oddziałów terenowych obejmujących zakresem działania cały kraj. Prezes URE powołuje także zespoły, jako organy pomocnicze o charakterze doraźnym, stanowiące rodzaj poziomej (przekrojowej) struktury w URE.

Pracownicy URE są członkami korpusu służby cywilnej. Zadania z zakresu służby cywilnej realizuje Dyrektor Generalny URE.

Główne zadania statutowe

Prezes URE realizuje zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Zasadą prowadzenia działalności regulacyjnej jest równoważenie interesów odbiorców energii i przedsiębiorstw energetycznych. Wśród głównych kompetencji Prezesa URE znajdują się:

- udzielanie bądź cofanie koncesji na działalność energetyczną przedsiębiorstw (w tym na paliwa gazowe i ciekłe),
- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych,
- zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i gazowego,
- zapewnienie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- uzgadnianie planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych,
- wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych,
- rozstrzyganie sporów związanych z publicznoprawnymi obowiązkami przedsiębiorstw energetycznych,
- współpraca z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom ograniczającym konkurencję,

¹⁾ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905). W latach 1997-2006 była wielokrotnie nowelizowana (28 razy). Część zmian związana była z rozwojem poszczególnych sektorów i koniecznością dostosowania kompetencji i obowiązków regulatora do ewoluującego rynku; część ze zmianami w obrębie funkcjonowania administracji. Wpływ na kształt u-Pe miała również zmiana polityki rządu w stosunku do sektora energetycznego. Nowelizacje spowodowane były również koniecznością przeniesienia do polskiego porządku prawnego kolejnych dyrektyw odnoszących się do energetyki.

²⁾ Ustawa z 24 sierpnia 2006 r. o państwowym zasobie kadrowym i wysokich stanowiskach państwowych (Dz. U. z 2006 r. Nr 170, poz. 1217, z późn. zm.).

³⁾ Do 31 lipca 2007 – przez okres dziesięciu lat – funkcję Prezesa URE pełnił dr Leszek Juchniewicz. W okresie od 1 sierpnia 2007 r. do 9 listopada 2007 r. funkcję tę pełnił dr Adam Szafranski.

- wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych⁴⁾, w tym monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych, a także realizowanie zadań powierzonych Prezesowi URE przez przepisy ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

Obowiązujący zakres kompetencji Prezesa URE powstał w wyniku kolejnych nowelizacji u-Pe. Nie wszystkie wprowadzone zmiany były korzystne, ponieważ powodowały osłabienie roli Regulatora jako instytucji działającej w tych obszarach rynku, w których nie jest możliwe funkcjonowanie konkurencji lub jej działanie jest ograniczone.

Główne narzędzia pozwalające pełnić funkcje regulacyjne

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). Postępowanie przed tym Sądem toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach gospodarczych.

Inne formy działań Regulatora mają na przykład charakter kontrolny, czy edukacyjny.

Prezes URE ma możliwość przeprowadzania kontroli przedsiębiorstw koncesjonowanych, wglądu do ksiąg rachunkowych tych przedsiębiorstw, żądania przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez nie działalności oraz informacji o projektach inwestycyjnych.

Poprzez wydawanie Biuletynu URE oraz pozycji w Bibliotece Regulatora, jak również prowadzenie witryny internetowej i szkoleń, (np. dla powiatowych rzeczników konsumentów) Prezes URE prowadzi akcję informacyjną dotyczącą wiedzy o regulacji i promocji konkurencji, wspomaga akcje m.in. propagujące racjonalne zużywanie energii.

Niezależność i odpowiedzialność. Komu podlega Regulator?

Prezes URE jest zobowiązany do składania Ministrowi Gospodarki corocznie sprawozdania ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności. Budżet URE stanowi odrębną część w budżecie państwa. Jego wysokość określa parlament (projekt przedstawia minister finansów). Wysokość budżetu nie jest związana z wysokością przychodów z działalności regulowanej.

Decyzje Prezesa URE nie są objęte nadzorem Ministra Gospodarki i podlegają zaskarżeniu wyłącznie na drodze sądowej.

⁴⁾ Z 1 stycznia 2007 r. weszła w życie ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.), która przyznała Prezesowi URE kompetencje w zakresie wymierzania kar pieniężnych w przypadku niezłożenia przez wytwórcę biokomponentów lub producenta paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych sprawozdania, o którym mowa w art. 30 ust. 1 i ust. 2 oraz w przypadku podania, w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych, a także w zakresie wymierzenia kary pieniężnej podmiotowi realizującemu Narodowy Cel Wskaźnikowy, w sytuacji w której podmiot ten nie zapewnił w danym roku minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie przez ten podmiot lub zużytych przez niego na potrzeby własne. Ponadto, 4 sierpnia 2007 r. weszła w życie ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905) – z wyjątkiem art. 24, 30, 45 oraz art. 46 tego aktu prawnego, które weszły w życie 1 stycznia 2008 r. Ustawa ta wyposażała Prezesa URE w istotne uprawnienia w związane z procesem rozwiązania kontraktów długoterminowych. Szerzej regulacje prawne w tym zakresie zostaną przedstawione w dalszej części niniejszego raportu.

Informacja w sprawie nachodzenia się na siebie uprawnień i kompetencji z innymi organami/urzędami(krajowymi i zagranicznymi)

Określone w ustawie kompetencje Prezesa URE nie powielają się z kompetencjami innych organów administracji rządowej.

2.2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego

Rynek hurtowy

W elektroenergetyce nie nastąpiły znaczące zmiany w przepustowości połączeń międzysystemowych. Nadal KSE jest systemem dosyć odosobnionym. Proces konsolidacji pionowej sektora energii elektrycznej w Polsce spowodował powstanie ograniczonej liczby grup energetycznych, o bardzo dużej sile rynkowej. Niemal cały wolumen energii elektrycznej jest sprzedawany w kontraktach dwustronnych, co ogranicza płynność rynku hurtowego.

Transakcje na rynku dnia następnego Towarowej Giełdy Energii SA stanowiły około 2,2% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, co świadczy o bardzo niskiej płynności rynku giełdowego w Polsce. Ogranicza to istotnie możliwość uznania cen kształtowanych na rynku giełdowym w Polsce, jako cen referencyjnych na rynku. Giełda jest obligatoryjnie miejscem obrotu świadectwami pochodzenia energii wytworzonej w źródłach odnawialnych (od końca grudnia 2007 r. także w kogeneracji). Oferuje także możliwość obrotu pozwoleniami do emisji CO₂.

Krajowy system przesyłowy gazu ziemnego jest też względnie odosobniony od sąsiednich systemów, zwłaszcza państw należących do Unii Europejskiej. Jego cechą charakterystyczną jest jednokierunkowe przesyłanie gazu (wschód – zachód) oraz całkowita rezerwacja nominacji na punktach „wejścia” przez PGNiG SA – dominującego gracza na rynku krajowym. Krajowe przedsiębiorstwa obrotu nie biorą udziału w handlu na węzłach regionalnych. Nie istnieje także handel gazem na węzłach wewnątrz krajowego systemu przesyłowego ani obrót giełdowy.

Układ infrastruktury połączeń transgranicznych powoduje ograniczone możliwości liberalizacji rynku. Ukierunkowanie polityki państwa na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu spowodowało wolniejszy rozwój konkurencji, utrzymanie regulacji cen i brak alternatywnych sprzedawców na rynku.

Rynek detaliczny

Od 1 lipca wszyscy odbiorcy – a więc również najliczniejsza ich grupa, jaką stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych – mogą korzystać z prawa wyboru sprzedawcy. Jednocześnie pozostali oni jedyną grupą, dla której Prezes URE utrzymał w 2008 r. regulację cen⁵⁾.

Do końca 2007 r. ceny energii elektrycznej i gazu dla wszystkich odbiorców były regulowane. Udział końcowych odbiorców energii elektrycznej korzystających z TPA był niewielki (63 odbiorców instytucjonalnych oraz 541 w gospodarstwach domowych na koniec 2007 r.). Powodem niewielkiego zainteresowania odbiorców możliwością zmiany sprzedawcy był brak wystarczającej liczby konkurencyjnych ofert sprzedaży energii. Ten niedostatek rynkowych ofert wynikał głównie z utrzymującej się regulacji cen energii elektrycznej, niedoskonałości funkcjonowania rynku hurtowego oraz braku zachęt do zmiany sprzedawców (niedostatek ofert dla drobnych odbiorców, szczególnie dla odbiorców w gospodarstwach domowych). Nie bez znaczenia były bariery natury prawnej i organizacyjnej m.in. brak prawnego wydzielenia (w pierwszej połowie 2007 r.) operatorów systemów dystrybucyjnych⁶⁾ oraz konsolidacja pionowa przedsiębiorstw energetycznych (wytworzenie i działalność sieciowa), co znacznie zmieniło strukturę podmiotową na rynku. Utrudnieniem były niejednolite zasady i procedury zmiany sprzedawcy oraz brak dostatecznej wiedzy od-

⁵⁾ W grudniu 2007 r. Prezes URE zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf Prezesowi URE do zatwierdzenia dla wszystkich odbiorców z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych.

⁶⁾ Prawne wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych dokonane 1 lipca 2007 r. zlikwidowało jedną z największych barier wejścia na rynek sprzedawców energii elektrycznej i gazu ziemnego.

biorców, w szczególności w gospodarstwach domowych, o możliwości zmiany sprzedawcy. Z tego powodu Prezes URE podjął działania edukacyjne, umieszczając potrzebne informacje na stronie internetowej urzędu oraz uruchamiając infolinię poświęconą zagadnieniom zmiany sprzedawcy.

W 2007 r. żaden z uprawnionych odbiorców gazu nie skorzystał z możliwości zmiany sprzedawcy. Na rynku praktycznie nie funkcjonują alternatywni sprzedawcy paliwa gazowego. Brak konkurencji na rynku gazu spowodowany jest historycznie ukształtowaną dominującą pozycją w sektorze grupy kapitałowej PGNiG SA.

Infrastruktura

W 2007 r. Prezes URE wezwał nowych operatorów elektroenergetycznych (14 spółek) do opracowania i przekazania do uzgodnienia projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2008-2011. Skutki wynikające z uzgodnienia projektów planów rozwoju mają odzwierciedlenie w decyzjach taryfowych dla energii elektrycznej (przez uwzględnienie kosztów wynikających z uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych tj. amortyzacji oraz zwrotu z kapitału). W nowo zatwierdzonych taryfach dystrybucyjnych na 2008 r. nastąpił wzrost łącznych planowanych nakładów inwestycyjnych o ponad 27%.

W obszarze energii elektrycznej oraz paliw gazowych nie były dokonywane zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych w trybie art. 7 Rozporządzenia 1228/2003 oraz art. 22 Dyrektywy 2003/55 z obowiązków świadczenia usług TPA przy wykorzystaniu nowej infrastruktury sieciowej.

Alokacja mocy

Udostępnianie mocy przesyłowych na połączeniach synchronicznych z systemem UCTE odbywa się w trybie przetargów skoordynowanych pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z Czech, Niemiec (dwóch OSP), Polski i Słowacji. W 2007 r. można było zaobserwować spadek mocy przesyłowych udostępnianych przez OSP, co wiąże się bezpośrednio ze zmniejszaniem się rezerw mocy w KSE oraz zwiększaniem przepływów kołowych z obszaru Niemiec, wywołanych generacją energii elektrycznej w źródłach wiatrowych. Połączenie międzysystemowe pomiędzy Polską i Szwecją SwePol Link eksploatowane jest przez prywatnego inwestora i nie jest udostępniane innym podmiotom na zasadach rynkowych.

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych w przypadku systemu gazowego są określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System SA, która została zatwierdzona 21 czerwca 2006 r. przez Prezesa URE

Regulacja, unbundling

Podstawowym celem działalności Prezesa URE jest promowanie konkurencyjnego rynku w tych obszarach, gdzie jest to ekonomicznie uzasadnione i przeciwdziałanie negatywnym skutkom monopoli w interesie trwałego bezpieczeństwa energetycznego, poprawy konkurencyjności gospodarki oraz ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych. Regulator spełnia swoją misję, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii.

Skuteczność podstawowych narzędzi regulacji stosowanych przez Prezesa URE jest wsparta stosownymi sankcjami finansowymi wobec przedsiębiorców dopuszczających się przewinień.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) będąc odpowiedzialnym za bezpieczeństwo pracy systemu ma prawo dysponowania pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz dokonuje zakupów energii od wytwórców w celu zbilansowania chwilowego zapotrzebowania z produkcją energii. 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 prowadzony przez operatora umożliwia prowadzenie rynku w trybie dnia następnego (*day ahead market*), a także organizację wymiany międzysystemowej. Zakres informacji udostępnianych dla uczestników rynku jest dość duży, choć nadal wymaga rozszerzenia zgodnie z Raportem ds. Przejrzystości Informacji (*Transparency Report*) opracowanym przez Regulatorów skupionych w Inicjatywach Regionalnych ERGEG.

W systemie gazowym rola OSP przy bilansowaniu fizycznym polega na zrównoważeniu pracy systemu przy wykorzystaniu pojemności akumulacyjnej systemu przesyłowego i pojemności magazynowej zarezerwowanej dla celów bilansowania. Bilansowanie handlowe jest dokonywane w celu rozliczenia niezbilansowania w ramach poszczególnych umów przesyłowych. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi polega na takim prowadzeniu działalności, aby nowo zawierane umowy nie zmniejszały poziomu bezpieczeństwa dostaw dotychczasowych odbiorców. W ramach działań z tego zakresu OSP, w przypadku braku możliwości realizacji usługi przesyłania na zasadach ciągłych, świadczy usługę przesyłania na zasadach przerywanych.

W 2007 r. nie zaszły istotne zmiany, jeśli idzie o unbundling OSP. Zgodnie z przepisami zarówno elektroenergetyczny PSE-Operator SA, jak i gazowy Gaz-System SA pozostają jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa.

1 lipca 2007 r. nastąpiło natomiast prawne wyodrębnienie operatorów systemów dystrybucyjnych w elektroenergetyce i gazownictwie. W rezultacie sześć spółek dystrybucyjnych GK PGNiG SA wydzieliło ze swoich struktur działalność handlową, która następnie została zintegrowana w GK PGNiG SA.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych

W warunkach polskich zagrożeniem dla bezpieczeństwa dostaw jest mały margines nadwyżki mocy przy złym stanie technicznym urządzeń wytwórczych. Realizowane inwestycje to ok. 700 MW, w tym mniejsze projekty inwestycyjne z zakresu odnawialnych źródeł energii.

Planowane inwestycje, w kontekście przyszłych wyłączeń z eksploatacji bloków wytwórczych, które nie będą wypełniały coraz surowszych norm ochrony środowiska oraz bloków wycofywanych z tytułu ich wyeksploatowania, należy ocenić jako niewystarczające do zapewnienia długookresowego bezpieczeństwa energetycznego Polski. Inwestycje w infrastrukturę sieciową również należy uznać za niezadowalające. Aktualne moce sieci elektroenergetycznych oraz ich stan techniczny nie zapewniają państwu pełnego bezpieczeństwa dostaw w sytuacjach awaryjnych wywołanych np. trudnymi warunkami pogodowymi.

Krajowa strategia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych zorientowana jest na dywersyfikację źródeł czyli zrównoważenie dostaw ze wschodu zwiększonym wolumenem importu gazu z północy, a także polega na rozbudowie pojemności magazynowych i wzroście wydobycia krajowego. Dla jej realizacji planowana jest budowa terminalu gazu skroplonego w Świnoujściu oraz nowe połączenia zapewniające dostęp do złóż norweskich: udział w konsorcjum Skanled oraz budowa gazociągu Baltic Pipe.

Posiadane przez PGNiG SA pojemności magazynowe należy uznać za niewystarczające. Zapewniają rezerwy gazu ziemnego tylko na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach oraz na wyrównywanie sezonowej nierównomierności poboru. W 2007 r. Spółka prowadziła prace mające na celu zwiększenie pojemności czynnej magazynów Wierzchowice, Mogilno i Strachocina.

W 2007 r. sprawność systemu przesyłowego gazowego nie budziła zastrzeżeń. Stan techniczny gazociągów przesyłowych należy uznać za względnie dobry, a ich rozbudowa i wysokie tzw. rezerwowanie (dublowanie) gazociągów zasilających umożliwia przesyłanie paliwa do ważnych odbiorców z różnych punktów systemu przesyłowego. Jednakże należy mieć świadomość, że dla poprawy funkcjonowania systemu konieczne są inwestycje w odniesieniu do zwiększenia zdolności przesyłowego systemu, jego elastyczności, a także jego modernizacji.

Wnioski

Kompetencje Prezesa URE obejmują wiele aspektów funkcjonowania rynku, jednak nie zawsze są wystarczające do skutecznej regulacji i nie dają pełnego wpływu na kształtowanie stanu rynku. Nie bez znaczenia jest w tym zakresie fakt ograniczania niezależności Regulatora, a także dokonywanie zmian personalnych na tym stanowisku, podyktowanych zmianami politycznymi.

Rozwiązania zawarte w tzw. „trzecim pakiecie” dotyczące reformy funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu są, co do zasady, popierane przez polskiego Regulatora. Za szczególnie niezbędne należy uznać wdrożenie narzędzi wzmacniających niezależność OSP. Z możliwych

opcji unbundlingu najkorzystniejszy jest rozdział własnościowy, zapewniający faktyczną niezależność OSP i równoprawne traktowanie wszystkich uczestników rynku.

Prezes URE popiera projekt sformalizowania współpracy OSP z państw członkowskich, uznając, że należy przedstawić propozycję wykorzystać do opracowania transparentnej struktury, zapewniającej wszystkim operatorom równoprawne traktowanie. Godne poparcia są rozwiązania mające na celu usprawnienie dostępu do danych oraz zwiększenie transparentności rynku energii elektrycznej z zastrzeżeniem doprecyzowania wielu kwestii szczegółowych, jak np. rodzaj i stopień agregacji danych, kto powinien publikować dane, w jakiej formie i gdzie one powinny się znajdować.

Polski organ regulacyjny popiera również rozwiązania mające na celu zwiększenie płynności rynku energii elektrycznej oraz jego transparentności. Należy jednak wziąć pod uwagę oczekiwania i możliwości uczestników tych rynków energii, na których płynny handel energią nie jest jeszcze powszechny.

Jeśli chodzi o rynek gazu ziemnego gdzie *de facto* występuje jeden sprzedawca wdrażanie niektórych rozwiązań rynkowych może się opóźnić.

2.3. Główne zagadnienia pozostające w kompetencjach Regulatora

Ustawowymi narzędziami, którymi może posłużyć się Prezes URE realizując zadania związane z przygotowaniem do otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego są przede wszystkim:

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych

W związku z wypełnieniem obowiązku uzyskania niezależności pod względem formy prawnej przez operatorów systemów dystrybucyjnych i w konsekwencji prawnym rozdzieleniem działalności dystrybucyjnej oraz innych rodzajów działalności (obróć, wytwarzanie) w dotychczasowych spółkach dystrybucyjnych, od 1 lipca 2007 r. na rynkach energii elektrycznej i paliw gazowych pojawiło się 20 przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wyłącznie dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych. Przedsiębiorstwa te zostały wyznaczone przez Prezesa URE operatorami systemów dystrybucyjnych.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych jest narzędziem regulacyjnym, które pozwala Prezesowi URE dokonać oceny, czy przedsiębiorstwo energetyczne może pełnić rolę operatora systemu i czy spełnia wszystkie niezbędne warunki w celu właściwego wykonywania tej działalności, w tym równego traktowania wszystkich uczestników rynku w dostępie do sieci.

Zatwierdzanie części instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnych dotyczących bilansowania systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych

Elementem mającym wpływ na przygotowanie do pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej było zatwierdzenie przez Prezesa URE w czerwcu 2007 r. zmian instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnych, w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Zmiany te przyczyniły się do częściowego rozwiązania problemów ograniczających korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy.

W instrukcji OSP wprowadzono i uszczegółowiono zasady jego współpracy z operatorami elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych w zakresie administrowania bilansowaniem handlowym, w tym zasady i procedury wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiające prowadzenie rozliczeń odbiorców detalicznych na podstawie standardowych profili zużycia energii. Zmiany dotyczyły również współpracy operatorów w zakresie konfiguracji obiektów rynku bilansującego w celu umożliwienia prowadzenia bilansowania handlowego odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych oraz zasad i procedur postępowania w przypadku zaprzestania działalności na rynku bilansującym przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe odbiorców detalicznych.

Instrukcje OSD zostały uzupełnione o profile zużycia wykorzystywane w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych na najniższym napięciu, czyli przede wszystkim odbiorców w gospodarstwach domowych.

Monitorowanie rynku detalicznego

Prezes URE monitoruje rzeczywiste korzystanie przez uprawnionych odbiorców z prawa do zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy oraz stopień niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych i wypełnienia przez nich obowiązku równoprawnego traktowania użytkowników systemu. Wyniki przeprowadzonej w 2007 r. analizy migracji odbiorców do innych sprzedawców pozwalają stwierdzić, że odbiorcy wykazali wzrost aktywności, wciąż jednak pozostającej na niezadowalającym poziomie.

Badanie niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych miało na celu zweryfikowanie czy wydzieleni operatorzy są przygotowani do prowadzenia działalności gwarantującej równoprawne traktowanie wszystkich użytkowników systemu. Zagadnienia, które były przedmiotem przeprowadzonego w 2007 r. badania to:

- zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych (by odbiorcy przestali utożsamiać operatora z wydzielonym przedsiębiorstwem obrotu),
- proces zawierania umów sprzedaży przez operatorów systemów dystrybucyjnych ze sprzedawcami innymi niż przedsiębiorstwa obrotu, które funkcjonowały w strukturach zintegrowanych pionowo,
- programy zgodności i ich realizacja,
- stosowanie przez operatorów systemów jednolitych wzorów dokumentów (umów i wniosków), jednolitych procedur przyjmowania i rozpatrywania wniosków, w szczególności dot. zmiany sprzedawcy energii oraz sprawnego rozpatrywania skarg i reklamacji w zakresie świadczenia usług dystrybucji,
- udostępnianie przez operatorów systemów na własnych stronach internetowych informacji na temat możliwości zmiany sprzedawcy.

Dane przedstawione przez operatorów systemów wskazują, że część z nich nie w pełni rozumie rolę, jaką powinni odgrywać w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu. Jednak wyniki badania są obiecujące, ponieważ większość operatorów prowadzi intensywne działania na rzecz uzyskania pełnej niezależności działania w ramach grupy kapitałowej.

Upowszechnianie wiedzy o liberalizacji rynku energii elektrycznej

Prezes URE prowadzi działalność informacyjną dla odbiorców energii elektrycznej. Przygotowana została strona internetowa tematycznie związana z otwarciem rynku energii elektrycznej, na której odbiorcy uzyskują podstawową wiedzę o procedurze zmiany sprzedawcy energii oraz o zmianach na rynku energii elektrycznej po 1 lipca 2007 r.

Uruchomiono także linie telefoniczne w centrali URE i oddziałach terenowych – tzw. *call center*, pod którymi pracownicy URE udzielają wyjaśnień i porad. Przeprowadzone zostały także warsztaty dla Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów oraz szereg konferencji tematycznych.

Ochrona odbiorcy końcowego

Zadaniem Prezesa URE jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Kompetencją Prezesa URE w zakresie ochrony odbiorców jest rozstrzygnięcie sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami energetycznymi. Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony (odbiorcy), w sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży paliw lub energii, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii.

Przed nieuzasadnionym wstrzymaniem dostarczania paliw gazowych lub energii chronią również zapisy u-PE, które nakładają obowiązek na przedsiębiorstwa energetyczne stosowania wskazanych przesłanek i procedur wstrzymania dostaw oraz umożliwiają przedsiębiorstwom energetycznym zainstalowanie licznika przedpłatowego.

Do zakresu działania Prezesa URE należy kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz, na wniosek odbiorcy, kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej.

Przy Prezesie URE działa również Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii, którego działalność daje możliwość uzyskania informacji i porad. Prezes URE z własnej inicjatywy prowadzi infolinię dla odbiorców oraz stronę internetową zawierającą informację o procedurze zmiany sprzedawcy.

Monitorowanie rynku hurtowego

Kompetencje Prezesa URE w zakresie rynku hurtowego energii elektrycznej obejmują przede wszystkim monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i gazowego. W ramach tego zadania Prezes URE monitoruje system w zakresie:

- zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym,
- mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym,
- warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci,
- wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych,
- warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
- wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań,
- wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków prowadzenia ewidencji księgowej.

Decyzją z 30 kwietnia 2007 r. Prezes URE określił szczegółowe zasady publikowania przez OSP informacji dotyczących oferowanych usług i stosowanych warunków oraz informacji technicznych potrzebnych do uzyskania skutecznego dostępu do sieci. W decyzji określono miejsce i sposób publikacji informacji o:

- maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej, dostępnej zdolności przesyłowej, średnim rocznym przepływie, wskaźnikach maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej i prognozie dostępnej zdolności przesyłowej na następne 18 miesięcy dla poszczególnych punktów wejścia i wyjścia,
- planowanych okresach konserwacji i remontów, biuletynie informacyjnym i systemie przesyłowym.

OGP Gaz-System SA został zobowiązany do publikowania aktualnego schematu sieci wraz z informacjami o punktach wejścia i wyjścia, w tym o punktach łączących z systemami innych operatorów oraz informacji o jakości gazu i standardach dotyczących wielkości ciśnień.

Zakres zawartych w IRiESP regulacji dotyczących współpracy między operatorami systemów gazowych, w tym przekazywania informacji nie jest wystarczający i należy go rozszerzyć o szczegółowe zdefiniowanie rodzajów udostępnianej informacji, określenie kategorii podmiotów uprawnionych do otrzymania informacji oraz standardów technicznych wymiany informacji, w tym wymagań odnośnie systemu sieci teletransmisji oraz systemu wymiany informacji. W związku z tym wezwano OGP Gaz-System SA do uzupełnienia instrukcji przesyłowej w powyższym zakresie. Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmian w IRiESP nie zostało zakończone w 2007 r.

Ponadto, Prezes URE monitoruje rynki: wytwarzania, kontraktów dwustronnych, zorganizowane (rynek bilansujący i Towarowa Giełda Energii). W ramach monitorowania wytwarzania Prezes URE bada średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców na rynek krajowy i zagranicę i udziały wytwórców w poszczególnych segmentach rynku energii elektrycznej.

Monitorowanie kontraktów dwustronnych umożliwia ocenę pozycji rynkowej poszczególnych przedsiębiorstw obrotu i grup kapitałowych oraz analizę możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez dominujące podmioty.

Monitorując Rynek Bilansujący Prezes URE gromadzi informacje o działaniu RB w Polsce w celu wczesnego wykrycia ewentualnych nieprawidłowości i identyfikacji ich przyczyn oraz wskazanie kierunków rozwoju zasad funkcjonowania rynku energii.

Celem monitorowania Towarowej Giełdy Energii jest analiza zmian cen rozliczeniowych i wolumenów będących przedmiotem obrotu w ramach poszczególnych produktów, ocena płynności giełdy i kształtowania cen odniesienia, wpływu transakcji giełdowych na funkcjonowanie rynku energii.

Zagadnienia dotyczące infrastruktury

Jednym z narzędzi umożliwiających promowanie nowych inwestycji w infrastrukturę sieciową są przepisy rozporządzeń wspólnotowych (art. 22 Rozporządzenia 1775 oraz art. 7 Rozporządzenia 1228). Pozwalają one na zwolnienie z obowiązku udostępniania uczestnikom rynku na zasadach TPA nowych połączeń międzysystemowych. Polska nie posiada doświadczeń w zakresie udzielania takich zwolnień, gdyż w okresie od przystąpienia do UE do końca 2007 r. nie zostały wybudowane nowe komercyjne połączenia międzysystemowe.

Zakres inwestycji infrastrukturalnych o charakterze regulowanym, prowadzonych przez operatorów systemów przesyłowych, jest ujęty w planach rozwoju tych przedsiębiorstw. Zakres rzeczowy inwestycji przedstawiany jest przez operatorów sieciowych i wynika z badań i opracowań prowadzonych przez te przedsiębiorstwa. Regulator nie ingeruje w zakres rzeczowy inwestycji przedstawianych przez operatorów systemów, natomiast regulacja dotyczy obszaru finansowania tych przedsięwzięć, w szczególności sposobu wynagradzania nowych inwestycji.

Sankcje

W u-Pe został określony zamknięty katalog czynów zagrożonych sankcją w postaci kary pieniężnej. Organem uprawnionym do wymierzania kar pieniężnych jest Prezes URE.

Kara jest wymierzana po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego prowadzonego zgodnie z przepisami Kodeksu postępowania administracyjnego. Uznaniu Prezesa URE pozostawiono ustalenie wysokości kary pieniężnej w każdym konkretnym przypadku. Ta swoboda określenia wysokości konkretnej kary jest ograniczona przez obowiązek uwzględnienia stopnia szkodliwości czynu, stopnia zawinienia oraz dotychczasowego zachowania podmiotu i jego możliwości finansowe. Ponadto, Prezes URE określając wysokość kary pieniężnej uwzględnia górną granicę wysokości kary, określoną w ustawie⁷⁾.

Zakresem podmiotowym przepisów o karze pieniężnej objęci są zarówno przedsiębiorcy, jak i kierownicy przedsiębiorstw energetycznych, bowiem niezależnie od kary pieniężnej nałożonej na przedsiębiorstwo energetyczne Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

Od decyzji o wymierzeniu kary pieniężnej przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Zgodnie z przepisami u-Pe karze pieniężnej podlega każdy, kto m.in. nie przestrzega obowiązków wynikających z Rozporządzenia 1228/2003/WE lub Rozporządzenia 1775/2005/WE. Dotychczasowa kontrola działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i gazowego wykazała, że operatorzy wypełniają obowiązki wynikające z przepisów powyższych rozporządzeń.

W wyniku kontroli ujawniono, że obowiązki informacyjne w przypadku polskiego odcinka gazociągu tranzytowego „Jamał-Europa” nie są realizowane. Jest to spowodowane faktem niewyznaczenia operatora systemu przesyłowego tego odcinka, ponieważ właściciel tego gazociągu nie złożył stosownego wniosku.

Również w tym przypadku Prezes URE podjął działania mające na celu niedopuszczenie do takich sytuacji w przyszłości. Przygotowano i przekazano Ministrowi Gospodarki projekt zmiany u-Pe, polegającej na rozszerzeniu kompetencji Prezesa URE o uprawnienie do wyznaczania operatora systemu z urzędu.

⁷⁾ Wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Raporty dotyczące przejrzystości działań

OSD przedstawiają Prezesowi URE, do 31 marca każdego roku, sprawozdania zawierające opisy działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów zgodności.

Ustawa – Prawo energetyczne nie przewiduje instrumentów prawnych umożliwiających Prezesowi URE wpływanie na treść programów oraz sposób ich realizacji. W związku z tym podjęto działania zmierzające do wzmocnienia roli Regulatora w tym zakresie. Przygotowano projekt zmiany u-Pe polegającej m.in. na rozszerzeniu kompetencji Prezesa URE o uprawnienia do zatwierdzania opracowanych przez operatorów systemów programów zgodności, z możliwością zastosowania sankcji w postaci kary pieniężnej w przypadku gdy operator nie przedkłada programu zgodności do zatwierdzenia lub gdy nie realizuje zatwierdzonego programu.

Inne – np. związane z efektywnością energetyczną lub OZE

W zakresie promowania rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz źródeł wytwarzających energię w kogeneracji, w u-Pe, zostały ustanowione mechanizmy wsparcia Państwa polegające na:

- 1) gwarancji zakupu (fizycznej) wytworzonej w odnawialnym źródle energii elektrycznej (OZE);
- 2) gwarancji odbioru wytworzonej energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (CHP);
- 3) wprowadzeniu systemu wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP).

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 niebieskie), oraz 2) świadectwa energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych (tzw. certyfikaty czerwone).

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

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 końcowych⁸⁾.

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 dniu 31 marca). System wsparcia jest zatem „domknięty” poprzez 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.

⁸⁾ Przepisy u-Pe dotyczące świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, wdrożyły do krajowego porządku prawnego postanowienia Dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE L 283 z 27.10.2001 r.) oraz Dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej Dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U. UE L 52 z 21.02.2004 r.).

Rola i uprawnienia Regulatora w kierunku promowania CHP i OZEE

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 koncesjonowania⁹⁾.

Na stronie internetowej URE publikowane są również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciężących 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).

⁹⁾ Są to m.in.: „Pakiet informacyjny dla przedsiębiorstw zamierzających prowadzić działalność gospodarczą, polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii”; „Pakiet informacyjny dla przedsiębiorstw zamierzających prowadzić działalność gospodarczą, polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w kogeneracji”. Pakiety te zawierają przykładowe wnioski o udzielenie koncesji (promesy koncesji) oraz listę niezbędnych załączników i oświadczeń jakie należy złożyć wraz z wnioskiem. Zatem każdy, zainteresowany potencjalny inwestor ma nieograniczony dostęp do informacji o formalno-prawnych uwarunkowaniach, jakie musi spełnić aby prowadzić tego typu działalność gospodarczą.

3. REGULACJA I FUNKCJONOWANIE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

3.1.1. Zagadnienia ogólne

1 lipca 2007 r. ostatnia grupa odbiorców energii elektrycznej w Polsce uzyskała prawo dostępu do sieci na zasadzie TPA. Tym samym około 14,1 mln odbiorców w gospodarstwach domowych, zużywających łącznie około 30 TWh energii, dołączyła do grona odbiorców uprawnionych do swobodnego wyboru sprzedawcy energii, a poziom otwarcia rynku osiągnął 100%. To całkowite otwarcie rynku nie przekłada się jednak na zauważalne zainteresowanie odbiorców udziałem w rynku, czego miarą jest niewielka liczba zmian sprzedawcy.

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

Ocena stopnia przeciążeń

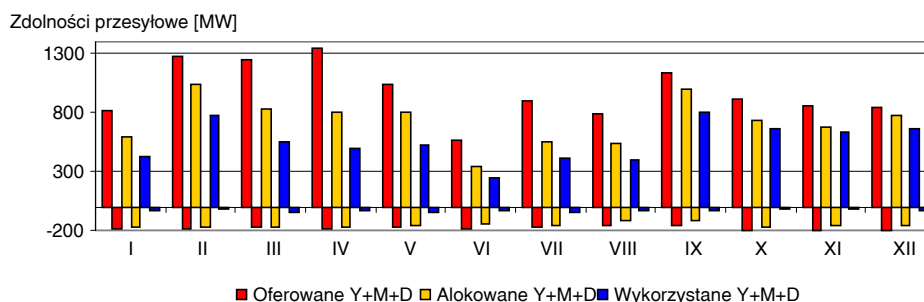
Ograniczenia sieciowe występujące wewnątrz polskiego systemu przesyłowego są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami rozwoju i wykorzystania infrastruktury sieciowej (m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej) oraz bardzo nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wywarzania (skupienie generacji na południu systemu, natomiast jej brak w północno-wschodniej części kraju). Ocenia się, że w celu usunięcia ograniczeń sieciowych wewnątrz polskiego systemu przesyłowego zużywa się średnio ok. 5-10% całkowitej energii pobieranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Wśród ograniczeń sieciowych w KSE przeważają ograniczenia wymuszające pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre z nich mają charakter stały, co wymusza pracę dwóch elektrowni (*must run*) na ich usunięcie (Ostrołęka i Dolna Odra). Elektrownie te mają zawarte umowy z operatorem systemu przesyłowego na świadczenie usług generacji wymuszonej względami sieciowymi. Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP poprzez zmianę programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) oraz wykorzystanie ofert wytwórców z zastosowaniem pułapu ceny generacji wymuszonej (*counter trading*).

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE z innymi systemami elektroenergetycznymi, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na tych przekrojach odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów¹⁰⁾. W 2007 r. wyjątkiem od reguł rynkowych były objęte zdolności przesyłowe zarezerwowane dla celów realizacji kontraktów historycznych, przy czym odstępstwo to obowiązywało tylko do 31 grudnia 2007 r. Strukturalny charakter ograniczeń przesyłowych w wymianie międzysystemowej wynika w dużej mierze ze stale utrzymujących się wysokich różnic cen energii elektrycznej na rynku polskim i niemieckim, a także czeskim. Znaczący wpływ mają także zmiany w bilansie produkcji energii na rynku słowackim w związku z wyłączeniem elektrowni jądrowej w tym systemie, a także zwiększający się import innych krajów członkowskich UE znajdujących się w południowo-wschodniej części Europy.

PSE-Operator SA udostępnił eksportowe zdolności przesyłowe na aukcjach miesięcznych i dobowych, natomiast importowe na rocznych, miesięcznych i dobowych. Nadal większym zainteresowaniem uczestników rynku cieszą się aukcje eksportowe w porównaniu do aukcji importowych. Świadczyć może o tym stopień wykorzystania zarezerwowanych zdolności przesyłowych, który jest znacznie większy dla aukcji eksportowych. Widać to wyraźnie na rys. 3.1.2a.

¹⁰⁾ 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).

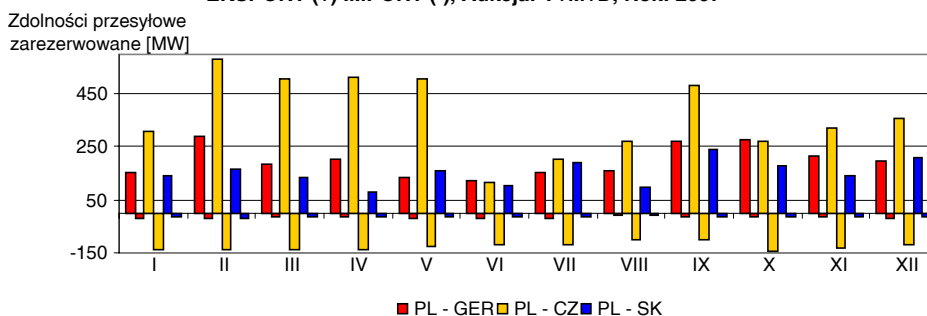
EKSPORT (+) IMPORT (-), Przekrój: łącznie, Rok: 2007



Rysunek 3.1.2a. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe (Źródło: URE na podstawie danych PSE-Operator SA)

W 2007 r. najwięcej zdolności przesyłowych eksportowych i importowych zostało zarezerwowane na profilu handlowym polsko-czeskim. Relatywnie duże znaczenie w porównaniu z rokiem poprzednim miał profil handlowy polsko-słowacki dla aukcji eksportowych, natomiast zmniejszyło się zainteresowanie eksportem na profilu handlowym polsko-niemieckim. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3.1.2b.

EKSPORT (+) IMPORT (-), Aukcja: Y+M+D, Rok: 2007



Rysunek 3.1.2b. Rezerwowanie zdolności przesyłowych (Źródło: URE na podstawie danych PSE-Operator SA)

Zasady zarządzania ograniczeniami i dostępność do informacji

Transgraniczne zdolności przesyłowe są udostępniane w trybie aukcji jawnych (*explicite*), które zgodnie z Rozporządzeniem 1228/2003 są uznane jako rynkowa metoda zarządzania ograniczeniami. Przetargi na moce przesyłowe są skoordynowane pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z Czech, Niemiec (dwóch operatorów), Polski i Słowacji. Informacje dotyczące udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych są publikowane na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego (www.pse-operator.pl). Do publikowanych informacji należą w szczególności zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych oraz oferowane zdolności przesyłowe. Użytkownicy systemu mogą uzyskać niezbędne im informacje również w biurze aukcyjnym w Pradze (www.e-trace.biz), a zakres udostępnianych tam danych obejmuje m.in.:

- zasady prowadzenia przetargów na zdolności przesyłowe,
- warunki uczestnictwa w przetargach na moce przesyłowe,
- zdolności przesyłowe prognozowane, oferowane i alokowane,
- ceny zdolności przesyłowych,
- analizę zachowań uczestników rynku ze względu na składane oferty (cenowe i ilościowe).

Informacje o rzeczywistych przepływach energii na połączeniach transgranicznych są publikowane na platformie wymiany informacji OSP zrzeszonych w ETSO (www.etsovista.org).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie udostępniają połączeń międzysystemowych, stąd nie publikują informacji w tym zakresie.

Informacje o pracy KSE są opracowywane i publikowane przez operatora systemu przesyłowego. Obejmują Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM) oraz Plany Koordynacyjne Dobowe (PKD), w których przedstawiane są m.in. dane o krajowym zapotrzebowaniu na moc oraz sumie zdolności wytwórczych. Powykonawczo publikowane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące zapotrzebowania na moc w KSE i krajowego salda wymiany międzysystemowej.

Relacje pomiędzy zarządzaniem przeciążeniami a rynkiem hurtowym

Uczestnictwo w rynku bilansującym jest warunkiem udziału w wymianie międzysystemowej, co oznacza, że wymiana międzysystemowa jest w pełni zintegrowana z działaniem rynku hurtowego. Zgodnie z zasadami realizacji umów handlowych w wymianie międzysystemowej, uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia realizacji umowy z przetargów rocznego i miesięcznych do godziny 7:45, co pozwala OSP na oszacowanie niewykorzystanych zdolności przesyłowych i ich udostępnienie w przetargu dobowym (procedura UIOLI – *Use It Or Lose It*). Oferowane zdolności przesyłowe w przetargu dobowym są publikowane nie później niż do godz. 9:45, natomiast jego wyniki są publikowane po godz. 10. Rezerwacja zdolności przesyłowych w przetargu dobowym jest powiązana z obowiązkiem ich wykorzystania. Uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia umów handlowych do OSP do godz. 12:00 tj. do godziny zamknięcia bramki czasowej na Rynku Bilansującym.

Dalszy rozwój mechanizmów zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

Sprawne funkcjonowanie dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej – kluczowej dla tworzenia wewnętrznego rynku europejskiego – wymaga od operatorów systemów przesyłowych stosowania wspólnych dla wszystkich zasad¹¹⁾. Przepisy unijne wymagają, aby zasady udostępniania transgranicznych mocy przesyłowych były skoordynowane co najmniej na poziomie rynków regionalnych. Zarządzanie ograniczeniami w wymianie międzysystemowej ma zatem wymiar ponadkrajowy, a opracowywanie oraz wdrażanie zasad udostępniania mocy przesyłowych odbywa się wspólnie przez operatorów systemów przesyłowych w ramach inicjatyw regionalnych ERGEG. W pracach inicjatyw regionalnych uczestniczą krajowi Regulatorzy, co zapewnia odpowiedni stopień współpracy, nadzoru i monitorowania tych zasad.

W 2007 r. operatorzy z rynku regionalnego Europa Środkowo-Wschodnia (*ERI Central Eastern Europe*¹²⁾) prowadzili prace mające na celu opracowanie nowej metody zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, opartej na rzeczywistych przepływach energii w sieciach zarządzanych przez tych operatorów. Projekt przewiduje utworzenie regionalnego Biura Aukcyjnego i pełną koordynację zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na poziomie regionalnym. Biorąc pod uwagę, że region Europy Środkowo-Wschodniej obejmuje siedem państw członkowskich UE (w tym ośmiu OSP) można uznać, że jest to obecnie największy projekt regionalny prowadzony w ramach Inicjatyw Regionalnych. Ponadto prace w Inicjatywach Regionalnych, w tym także w Rynku Północnym¹³⁾, były ukierunkowane na udostępnianie zdolności przesyłowych w trybie dnia bieżącego (rynek *intra-day*) i koordynację tego mechanizmu na poziomie regionalnym, a także analizę możliwości i harmonogram udostępnienia stałoprądowego połączenia międzysystemowego SwePol Link dla uczestników rynku.

Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE-Operator SA wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transmission Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa

¹¹⁾ Zasady udostępniania zdolności, które powinny być oparte na metodach rynkowych, określa ogólnie Rozporządzenie 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

¹²⁾ Rynek regionalny Europa Środkowo-Wschodnia funkcjonuje w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG – Europejskiej Grupy Regulatorów Energii i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), powołanej decyzją Komisji Europejskiej nr 2003/796/EC z 11 listopada 2003 r. jako ciało doradcze komisji. Obejmuje rynki energii elektrycznej w Polsce, Słowacji, Republice Czeskiej, Niemczech, Austrii, Węgrzech i Słowenii.

¹³⁾ Rynek Północny (*Northern Region*) funkcjonuje w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG i obejmuje rynki energii elektrycznej w Danii, Finlandii, Niemczech, Norwegii, Polsce i Szwecji.

przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*). Zdolności przesyłowe są wyznaczane na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe PSE-Operator SA kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu „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.

Opracowany przez OSP schemat pozwala na wyznaczanie łącznych zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych z Niemcami, Czechami oraz Słowacją, czyli łącznie dla profilu technicznego. 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 w kierunku najsilniejszych sygnałów cenowych i związanym z nimi popytem na zdolności przesyłowe.

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na moc i zmniejszającym się poziomem rezerw mocy w KSE, a także ze względu na wzrastający poziom przepływów kołowych związanych z generacją wiatrową w północno-wschodnich Niemczech, PSE-Operator SA udostępnił zerowe zdolności przesyłowe w aukcji rocznej eksportowej. Ta decyzja operatora wynikała z kalkulacji wykonanej zgodnie z metodą wyznaczania zdolności przesyłowych uzgodnioną z Prezesem URE. Istotny wpływ na poziom zdolności przesyłowych miała zwiększona wartość marginesu bezpieczeństwa przesyłu (TRM). Zdolności przesyłowe eksportowe były udostępniane w aukcjach miesięcznych i dobowych i osiągnęły średnią wartość 978 MW. W przypadku importowych zdolności przesyłowych były one oferowane w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych i osiągnęły średnią wartość 180 MW.

3.1.3. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Rodzaje operatorów

W Polsce zarządzaniem systemem elektroenergetycznym zajmują się operatorzy krajowi: jeden operator systemu przesyłowego (OSP) i 18 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) prowadzących działalność na obszarach wyznaczonych zasięgiem ich sieci w tym oprócz 14 spółek dystrybucyjnych cztery inne firmy.

Długość sieci wszystkich OSP i OSD na koniec 2007 r. wyniosła wg danych URE:

OSP = 12 918 km,
OSD = 729 822 km,
Razem 742 740 km.

OSP

Operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terenie całej Polski jest od 1 sierpnia 2004 r. spółka PSE-Operator SA¹⁴⁾. Do 31 grudnia 2007 r. Operator użytkował majątek

¹⁴⁾ Prezes URE, decyzją z 28 lipca 2004 r. Nr DPE/OSPE/2/4988/W/2/2004/JL, wyznaczył Spółkę operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 1 sierpnia 2004 r. do 30 czerwca 2005 r.

Od 30 czerwca 2005 r. do 31 stycznia 2006 r. Spółka wykonywała funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na podstawie art. 7 ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552), zwanej dalej „ustawą zmieniającą”. Art. 7 tej ustawy stanowił bowiem, że do czasu wyznaczenia przez Prezesa URE operatorów, o których mowa w art. 9h ust. 1 u-Pe, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2006 r., przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej zadania operatorów systemów stają się operatorami systemów w takim zakresie, w jakim pełniły funkcje tych operatorów.

Z kolei decyzją z 26 stycznia 2006 r. Nr DPE-47-3(6)/4988/2005/2006/BT Prezes URE wyznaczył Spółkę operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 1 lutego 2006 r. do 31 grudnia 2007 r. Natomiast od 1 stycznia 2008 r. (do końca okresu obowiązywania koncesji na przesyłanie energii elektrycznej – tj. do 1 lipca 2014 r.) Spółka będzie wykonywała funkcję operatorską na podstawie decyzji z 24 grudnia 2007 r. Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT.

przesyłowy na podstawie umowy dzierżawy zawartej z PGE Polską Grupą Energetyczną SA, od 1 stycznia 2008 r. jest właścicielem tego majątku.

OSD

Na terenie Polski funkcjonowało na koniec 2007 r. 14 dużych OSD wyodrębnionych pod względem prawnym z dotychczasowych spółek dystrybucyjnych w czerwcu ub.r. oraz czterech „lokalnych” OSD¹⁵. 17 operatorów jest właścicielami majątku sieciowego, natomiast jeden „lokalny” OSD funkcje operatorskie wykonuje na sieciach należących do gminy, na terenie której działa.

Ponadto we wrześniu 2007 r. został złożony wniosek o wyznaczenie na OSD przez spółkę, która tę funkcję będzie wykonywała z majątkiem należącym do innej spółki. Postępowanie jest nadal w toku.

Taryfy sieciowe

Opis metodologii i procedury ustalania taryf

Prezes URE, przygotowując się do zatwierdzania taryf w 2007 r., przyjął, iż od 1 stycznia 2008 r. rozpocznie się nowy okres regulacji przedsiębiorstw sektora dystrybucji. Jednocześnie, podjął decyzję o kontynuacji dotychczasowej metodologii taryfowania, opartej na idei regulacji pułapowej – z wykorzystaniem analizy porównawczej.

- Okres taryfowania OSD (dla taryf opartych na zasadzie pułapu cenowego lub przychodów)

Do zakresu działania Prezesa URE należy zatwierdzanie i kontrolowanie taryf energii elektrycznej, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, a także ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej oraz ustalanie okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych.

Dla zapewnienia wszystkim przedsiębiorstwom jednakowych warunków funkcjonowania, 1 stycznia 2008 r. dla przedsiębiorstw sektora dystrybucji (14 OSD) rozpoczął się **3 letni okres regulacji**.

Wydłużenie okresu regulacji do pięciu lat, jakkolwiek mogłoby stanowić większą zachętę do poprawy efektywności, nie mogło zostać wprowadzone ze względu na proces przekształceń w sektorze, którego skutki będzie można ocenić dopiero po upływie okresu, za jaki będzie możliwe pozyskanie danych przychodowo-kosztowych za pełny rok sprawozdawczy.

- Okres taryfowania OSP

Nadal nie znajduje uzasadnienia ustalenie jednolitego dla OSD i OSP okresu regulacji.

Proces taryfowania wobec OSP prowadzony jest w oparciu o regulację typu *cost of service*. Zastosowanie w tym przypadku metod porównawczych jest niemożliwe ze względu na brak innych przedsiębiorstw o podobnych warunkach działania. Dlatego taryfa w zakresie przesyłania energii, determinująca poziom kosztów przeniesionych OSD, została zatwierdzona na okres **jednego roku** od 1 stycznia 2008 r.

- Rodzaj zbieranych informacji i sposób oceny ich rzetelności

Podstawowym sposobem pozyskiwania informacji w procesie taryfowania przedsiębiorstw sektora dystrybucji (OSD) oraz OSP była jednolita baza sprawozdawcza (arkusze DTA(1A) wypełniane w przedsiębiorstwach odpowiednio w I oraz II półroczu 2007 r.) zawierająca dane o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw w podziale na działalności. Ocena ich

¹⁵⁾ ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o., wyznaczony OSD 1 lutego 2006 r. na okres od 1 lutego 2006 r. do 5 września 2010 r.; Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, wyznaczony OSD 7 września 2007 r. na okres od 10 września 2007 r. do 15 listopada 2008 r.; Przedsiębiorstwo Energetyczne „ESV” SA, wyznaczone OSD 30 listopada 2007 r. na okres od 1 grudnia 2007 r. do 31 maja 2008 r. oraz POLENERGIA SA, wyznaczona OSD 30 listopada 2007 r. na okres od 3 grudnia 2007 r. do 1 lipca 2015 r.

rzetelności polegała przede wszystkim na analizie poprawności i zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej.

Ponadto przedsiębiorstwa zostały zobowiązane do comiesięcznego raportowania kosztów, przychodów oraz wyników finansowych w podziale na rodzaje działalności oraz grupy taryfowe. Monitoring jest potrzebny do sprawdzenia poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf, a także bieżącej oceny sytuacji finansowej.

- Narzędzia użyte do oceny potencjału wzrostu efektywności

W procesie zatwierdzania I taryf OSD na 2008 r. do oceny uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych – analogicznie jak w latach ubiegłych – przeprowadzono benchmarking, wykorzystując narzędzia ekonometryczne oraz analizy porównawcze. Wraz z rozpoczęciem (1 stycznia 2008 r.) nowego okresu regulacji został wprowadzony nowy model ekonometryczny, który umożliwił określenie uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych dla 14 przedsiębiorstw sektora dystrybucji¹⁶⁾. Do oceny efektywności operacyjnej przedsiębiorstw wykorzystano model ekonometryczny, opisujący zależność ponoszonego kosztu operacyjnego od szeregu czynników o charakterze techniczno-ekonomicznym, determinujących jego poziom. Model pozwalał na ocenę uzasadnionych kosztów operacyjnych, oszacowanie kosztów nadwyżkowych wynikających z nieefektywnego działania oraz obliczenie wskaźników efektywności kosztowej będących podstawą oceny stopnia potencjalnej redukcji kosztów¹⁷⁾.

Do oceny uzasadnionego poziomu strat sieciowych wykorzystano, po niewielkich modyfikacjach, model regresji liniowej¹⁸⁾.

W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono konieczność redukcji kosztów przedsiębiorstw w stosunku do poziomu zaobserwowanego w 2006 r. średnio o 12,5% dla kosztów operacyjnych (w ciągu trzech lat) oraz o 0,7% dla wolumenu różnic bilansowych (w ciągu roku).

Również w przypadku nakładów inwestycyjnych, w celu oszacowania ich uzasadnionego poziomu opracowany został model ekonometryczny, który pozwala lepiej od uprzedniego uwzględnić właściwości funkcjonowania poszczególnych operatorów. Jego zastosowanie wymagało zebrania od OSD odpowiednich informacji i danych.

Ponieważ koszty modernizacji i rozwoju są elementem uwzględnianym w przychodzie regulowanym przedsiębiorstw sieciowych, horyzont uzgodnienia projektu planu został skorelowany z okresem regulacji taryfowej przyjętym dla tej grupy przedsiębiorstw sieciowych, obejmującym lata 2008-2010.

W przypadku pozostałych elementów przychodu regulowanego, nie objętych oceną przy zastosowaniu modeli ekonometrycznych, takich jak: amortyzacja, podatki oraz wielkość zwrotu z kapitału wykorzystano prostą analizę porównawczą, pozwalającą na ustalenie ich uzasadnionego poziomu.

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

¹⁶⁾ Konieczność wprowadzenia nowego modelu ekonometrycznego do oceny efektywności operacyjnej wynikała przede wszystkim ze zmian organizacyjnych jakie zaszły w sektorze. Konsolidacja przedsiębiorstw spowodowała nie tylko zmniejszenie liczby przedsiębiorstw dystrybucyjnych z 33 do 14, lecz również zwiększyła różnice pomiędzy największymi i najmniejszymi podmiotami, co w praktyce uniemożliwiło stosowanie dotychczasowego modelu.

¹⁷⁾ Przeprowadzona analiza opierała się na koncepcji stochastycznych modeli granicznych, wykorzystujących w swojej konstrukcji mikroekonomiczną teorię producenta oraz koncepcję nieefektywności działania przedsiębiorstw, związaną z występowaniem wewnątrz jednostek systematycznych czynników odpowiedzialnych za ponoszenie kosztu wyższego niż uzasadniony w danych warunkach techniczno-ekonomicznych. Estymacja granicznej funkcji kosztu dla danych przekrojowo-czasowych wykorzystwała metody wnioskowania bayesowskiego, pozwalające na rozwiązanie szeregu problemów występujących na gruncie ekonometrii klasycznej, związanych z wrażliwością wyników empirycznych, określaniem niepewności (dotyczącej zarówno parametrów strukturalnych modelu granicznego, jak i wskaźników efektywności) oraz umożliwiające bezpośrednio testowanie wpływu czynników egzogenicznych na średni poziom efektywności obiektów.

¹⁸⁾ Model ten był już uprzednio wykorzystany przy określaniu uzasadnionego poziomu strat sieciowych na rok taryfowy 2002/2003 oraz na rok taryfowy 2007. Model wykorzystuje zależność pomiędzy różnicą bilansową a wielkościami technicznymi (m.in. wolumenem dostarczonej energii, mocą transformatorów i długością linii elektroenergetycznych).

- Zaangażowanie Regulatora w ustanawianie faktycznej struktury taryf

Metodologię, mającą charakter wytycznych w zakresie kalkulacji taryf, służącą m.in. określeniu uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego przedsiębiorstw energetycznych opracowuje Regulator¹⁹⁾. Struktura taryfy ustalanej 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.

Rola Regulatora w procesie oceny funkcjonowania sieci

Za jakość energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom, jak i za jakość usług świadczonych w związku z tymi dostawami odpowiedzialne są przedsiębiorstwa elektroenergetyczne prowadzące działalność polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe)²⁰⁾. Jednocześnie są one zobowiązane do zapewnienia minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów w taki sposób, aby nie powodowały one nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat płaconych przez odbiorców w krótkim okresie oraz by przedsiębiorstwo mogło sprostać obecnemu i przyszłemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną przy zapewnieniu ciągłości, pewności i wymaganej przez odbiorców jakości dostaw energii elektrycznej w długim okresie.

Regulator jest natomiast zobowiązany nadzorować dotrzymanie standardów jakości przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Za jakość usług odpowiedzialne są przedsiębiorstwa energetyczne, jednak w praktyce nie istnieje system umożliwiający Regulatorowi prowadzenie kontroli jakości usług w sposób ciągły. Przedsiębiorstwa energetyczne przedstawiają Prezesowi URE dane jakościowe, które są niejednorodne i nieporównywalne. W trakcie ich weryfikacji podstawowym problemem jest zarówno brak wiarygodności, jak i asymetria informacyjna pomiędzy Regulatorem a przedsiębiorstwem.

Przewyciężenie tych ograniczeń powinno nastąpić po zastosowaniu ujednoczonego sposobu oceny poziomu jakości energii elektrycznej z pomocą badań porównawczych (benchmarkingu). W związku z czym w URE jest realizowane zadanie: „Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz opracowanie zestawu danych i informacji dla europejskiego raportu benchmarkingowego”²¹⁾.

Wyniki zrealizowanego zadania powinny umożliwić Regulatorowi zharmonizowanie metodologii zbierania danych jakościowych od przedsiębiorstw sieciowych z najlepszymi praktykami międzynarodowymi. Dobrze zdefiniowany oraz zmierzony poziom jakości dostaw energii elektrycznej wskaże, czy potrzeby inwestycyjne są zaspokajane w odpowiedni sposób (informacja zwrotna), co jednocześnie spowoduje wzmocnienie pozycji Regulatora. Ponadto może stanowić podstawę do powiązania jakości dostawy energii elektrycznej do odbiorcy, a w szczególności jakości handlowej, ciągłości dostawy oraz jakości napięcia z poziomem zatwierdzanych przez Regulatora taryf.

Przykładem takiej harmonizacji jest dostarczanie przez OSP/OSD informacji na temat ciągłości dostaw przy użyciu wskaźnika SAIDI, który w latach ubiegłych wyznaczany był zbiorczo dla wszystkich przerw w dostawach. Obecnie podawany jest oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych. Wyznaczona na tej podstawie wartość wskaźnika SAIDI w 2007 r. w minutach na odbiorcę na rok wynosi **121,02** dla przerw planowanych i **409,99** dla przerw nieplanowanych, a proponowane przez Regulatora zmiany umożliwią oczyszczenie wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych z przerw katastrofalnych²²⁾.

¹⁹⁾ Założenia do kalkulacji taryf, w formie jednolitego dokumentu (wraz z niezbędnymi załącznikami), umieszczane są na stronie internetowej URE oraz dodatkowo wysyłane do przedsiębiorstw drogą mailową.

²⁰⁾ Zgodnie z ustawą z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.)

²¹⁾ W ramach projektu Transition Facility PL-2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii – komponent 2” część B. Przy programowaniu zadania wykorzystywane były informacje uzyskane podczas prac Grupy Zadaniowej 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).

²²⁾ Propozycja nowelizacji rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.).

Informacje przekazywane przez operatorów systemów uczestnikom rynku na temat taryf oraz warunków i opłat za przyłączenie

Taryfy OSD zatwierdzone przez Prezesa URE publikowane są w Biuletynie Branżowym „Energia Elektryczna” oraz zamieszczane na stronie internetowej URE i stronach operatorów systemów dystrybucyjnych. Ponadto do największych klientów operatorzy wysyłają taryfy. Na swoich stronach internetowych operatorzy oprócz tekstów taryf zamieszczają kalkulatory umożliwiające odbiorcom wyliczenie wysokości opłat za zużyta energię elektryczną.

Informacje na temat aktualnych opłat za przyłączenie oraz warunków przyłączenia stanowią integralną część taryfy, która określa grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup, stawki opłat za świadczenie usługi dystrybucji, a także warunki ich stosowania, stawki opłat za przyłączenie do sieci do IV, V oraz VI grupy przyłączeniowej – dla podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci, stawki opłat abonamentowych, a także warunki ich stosowania, sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy, sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy umownej i nielegalny pobór energii elektrycznej.

Opłaty sieciowe

Tabela 3.1.3a przedstawia średnie opłaty sieciowe netto (za usługi dystrybucji) dla trzech grup odbiorców o określonej charakterystyce poboru energii elektrycznej oraz dla typowego odbiorcy domowego²³⁾. Płatności obliczono na podstawie obowiązujących w 2007 i w 2008 r. 14 taryf spółek dystrybucyjnych (14 dużych OSD wyodrębnionych pod względem prawnym z dotychczasowych spółek dystrybucyjnych z wyłączeniem czterech „lokalnych” OSD, o których mowa w przypisie 15).

Opłaty sieciowe wyrażone w euro uwzględniają aprecjację złotego, która przekłada się na podwyższenie dynamiki zmiany tych opłat.

Tabela 3.1.3a. Opłaty sieciowe

Odbiorca [w j.m.]	Zużycie [w kWh/rok]	Moc [w kW]	Średnia roczna opłata sieciowa 2007 r. [w euro*]	Średnia roczna opłata sieciowa 2007 r. [w euro*/MW]	Średnia roczna opłata sieciowa 2008 r. [w euro*]	Średnia roczna opłata sieciowa 2008 r. [w euro*/MW]
Dc	3 500 w tym 1 300 noc	X	169,52	48,43	170,54	48,73
lb	50	50	3 533,08	70,66	3 786,11	75,72
lg	24 000	4 000	424 521,11	17,69	369 016,76	15,38
Typowy odbiorca domowy	2 003,08	X	107,08	53,46	125,57	62,69

* Średni kurs NBP: w 2007 r. – 3,7829, w I-V 2008 r. – 3,5154.

Źródło: URE.

W tabeli 3.1.3b są przedstawione minimalne i maksymalne opłaty sieciowe dla analogicznych grup odbiorców. Opłaty zostały obliczone na podstawie zatwierdzonych w 2007 r. i 2008 r. taryf największych 14 OSD wyodrębnionych pod względem prawnym z dotychczasowych spółek dystrybucyjnych (z wyłączeniem czterech „lokalnych” OSD, o których mowa w przypisie 15).

²³⁾ Grupy odbiorców zdefiniowane są następująco:

lg = roczne zużycie 24 000 MWh i maksymalne zapotrzebowanie 4 000 kW,

lb = roczne zużycie 50 MWh maksymalne zapotrzebowanie 50 kW,

Dc = zużycie roczne 3 500 kWh z tego 1 300 kWh w trakcie nocy,

Typowe gospodarstwo domowe = dostawy energii (kWh) dla gospodarstw domowych podzielone przez liczbę gospodarstw domowych.

Rozpiętość między minimalnym a maksymalnym poziomem opłat w 2008 r. wzrasta w stosunku do poziomu rozpiętości opłat w 2007 r. W ujęciu procentowym dla opłat w euro wzrost jest znacznie wyższy niż w złotych. Powodem tego jest dynamika kursu walutowego.

Tabela 3.1.3b. Rozpiętości opłat sieciowych

Odbiorca [w j.m.]	Zużycie [w kWh/rok]	Moc [w kW]	Min roczna opłata sieciowa 2007 r. [w euro*]	Min roczna opłata sieciowa 2007 r. [weuro/MW]	Max roczna opłata sieciowa 2007 r. [w euro*]	Max roczna opłata sieciowa 2007 r. [weuro/MW]	Min roczna opłata sieciowa 2008 r. [w euro*]	Min roczna opłata sieciowa 2008 r. [weuro/MW]	Max roczna opłata sieciowa 2008 r. [w euro*]	Max roczna opłata sieciowa 2008 r. [weuro/MW]
Dc	3 500 w tym 1 300 noc	X	132,62	37,89	198,67	56,76	132,41	37,83	207,85	59,39
lb	50	50	2563,71	51,27	4906,16	98,12	2643,23	52,86	5 574,71	111,49
lg	24 000	4 000	306476,80	12,77	565490,67	23,56	260844,10	10,87	518384,85	21,60
Typowy odbiorca domowy	2003,08	X	72,08	35,99	131,15	65,48	97,86	48,85	150,43	75,10

* Średni kurs NBP: w 2007 r. – 3,7829, w I-V 2008 r. – 3,5154.

Źródło: URE.

Bilansowanie

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym określone zostały w 2006 i 2007 r. przez operatorów systemów i zatwierdzone przez Prezesa URE jako część instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (IRiES)²⁴⁾. Uprawnienie do zatwierdzenia części instrukcji umożliwia Regulatorowi rzeczywisty i skuteczny wpływ na kształt stosowanych mechanizmów. Prezes URE ma obowiązek monitorowania funkcjonowania mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami na podstawie informacji i okresowych sprawozdań składanych przez operatorów oraz obserwacji zjawisk występujących na rynku. W przypadku wystąpienia zakłóceń analizuje ich przyczyny, a wnioski z analizy umożliwiają dokonanie oceny funkcjonujących zasad i podejmowanie działań w kierunku zmiany tych zasad. Te uregulowania prawne wyszły naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku w zakresie ustanowienia nadzoru organów państwa w obszarze bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Bowiernie ustanawianie tych zasad tylko przez operatora systemu przesyłowego powodowało dyskryminację określonych grup podmiotów na rynku, co budziło sprzeciw.

Operator systemu przesyłowego prowadzi bilansowanie zgodnie z zasadami zawartymi w wyodrębnionej części Instrukcji (IRiESP – Bilansowanie), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE 10 lutego 2006 r., która była następnie zmieniana. I tak bilansowanie handlowe uczestników rynku odbywa się ponadobszarowo, co oznacza że każdy uczestnik rynku może dowolnie wskazać podmiot odpowiedzialny za bilansowanie niezależnie od obszaru zarządzanego przez operatora systemu dystrybucyjnego. Takie rozwiązanie harmonizuje zasady funkcjonowania rynku krajowego z zasadami funkcjonującymi w innych krajach UE, w szczególności należących do regionu Europy Środkowo-Wschodniej, sprzyjając tym samym integracji rynków.

²⁴⁾ Nowelizacja u-Pe, która weszła w życie 3 maja 2005 r., nałożyła na Prezesa URE obowiązek zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami. Była wynikiem przeniesienia do przepisów krajowych Dyrektywy 2003/54/WE. OSP został zobligowany do opracowania wydzielonej części instrukcji i jej przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia w okresie nie dłuższym niż sześć miesięcy od wejścia w życie znowelizowanej ustawy. W zakresie zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego OSD mają obowiązek ich opracowania i przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia w okresie 60 dni od decyzji dla OSP. Ponadto zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego powinny uwzględniać zasady OSP.

Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym dotyczące zasad bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi powinny zostać opisane w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy.

Rozliczenia za niezbilansowanie na rynku bilansującym odbywają się na podstawie cen rozchylonych, a formuła ich wyznaczania opiera się na cenach średnich ważonych z wykorzystanych ofert przyrostowych i redukcyjnych składanych przez wytwórców. Formuła cen średnich ważonych pozwoliła na zmniejszenie kosztów uczestnictwa w rynku bilansującym, co przyczyniło się do zniesienia podstawowej bariery dostępu do rynku, podnoszonej przez uczestników rynku, jak również stworzyła lepsze warunki dla realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA). W obecnej sytuacji (połowa 2008 r.), gdy na rynku hurtowym jest obserwowany poważny wzrost cen energii elektrycznej, trwają prace nad zmianą tych zasad. Oczekuje się, że proponowana formuła rozliczeń oparta na cenach krańcowych pozwoli uniknąć 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. co umożliwia to tworzenie małych grup bilansujących, w szczególności dla małych odbiorców i znosi tym samym kolejną barierę uczestnictwa w rynku bilansującym podnoszoną przez uczestników rynku.

W 2007 r. zasady bilansowania określone w IRiESP były zmienione czterokrotnie. Zmiany obejmowały:

- modyfikację algorytmu wyznaczania ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych,
- uchylenie rocznego okresu obowiązywania instrukcji (uprzednio bezterminowo),
- wyodrębnienie jednostki graficznej OSD, poprzez którą jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze jego sieci dystrybucyjnej. W okresie przejściowym, tj. do końca 2008 r. funkcje jednostki bilansującej OSD mogą być realizowane w ramach jednostki graficznej odbiorczej należącej do uczestnika rynku bilansującego typu odbiorca sieciowy (tj. przedsiębiorstwa obrotu powstałego w wyniku rozdzielenia działalności operatorskiej i handlowej),
- uszczegółowienie zasad współpracy OSP i OSD w zakresie administrowania bilansowaniem handlowym, w tym zasad i procedur wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających prowadzenie rozliczeń odbiorców detalicznych na podstawie standardowych profili zużycia energii oraz zasad i procedur postępowania w przypadku zaprzestania działalności na rynku bilansującym przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe odbiorców detalicznych,
- dostosowanie do wytycznych Komisji Europejskiej²⁵⁾ oraz do rozporządzenia Ministra Gospodarki²⁶⁾. W świetle tych postanowień operator jest zobowiązany realizować przesył transgraniczny jedynie na podstawie rezerwacji mocy dokonanych w trybie aukcyjnym, stąd też zaistniała konieczność dostosowania zasad udostępniania zdolności przesyłowych dla realizacji kontraktów historycznych.

IRiESD w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami określają jednolite procedury zmiany sprzedawcy, wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także standardy obsługi odbiorców. Umożliwiają one bilansowanie handlowe małych odbiorców detalicznych na podstawie standardowych profili zużycia energii, opracowanych przez OSD i zamieszczonych w zatwierdzanych przez Prezesa URE instrukcjach. Instrukcje określają w sposób szczegółowy role OSD, opisując zadania operatorów pomiarów w zakresie udostępniania i przekazywania informacji niezbędnych w procesie bilansowania. które Funkcje operatorów pomiarów pełnią obecnie OSD. Instrukcje te określają także niezbędne zależności umowne pomiędzy operatorami a innymi uczestnikami rynku, jak również ich zakres.

Wprowadzane zmiany w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych nie mają charakteru zmian systemowych, gdyż takie mogłyby być tylko dokonane w wyniku zmian przepisów obowiązującego prawa (ustawa i rozporządzenia wykonawcze). Niemniej instrukcje operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych) regulują w sposób skrupulatny funkcjonowanie rynku hurtowego oraz detalicznych w obszarze bilansowania i zarządzania ograniczeniami tj. zasady dostępu do sieci. Tym samym warunkują w dużej mierze niezależność działania operatorów systemów elektroenergetycznych, gdyż ograniczają możliwość stosowania nieuzasadnionych wymagań przez operatorów sieciowych. Dotyczy to w szczególności OSD, co w przeszłości skutecznie blokowało proces zmiany sprzedawcy. Obecne uregulowania prawne przyczyniają się do określenia właściwych ram organizacyjnych realizacji prawa dostępu stron trzecich do sieci.

²⁵⁾ Decyzja z 9 listopada 2006 r., zmieniająca załącznik do Rozporządzenia 1228/2003/WE w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. U. UE L 312/59).

²⁶⁾ § 18 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623).

Funkcjonujący w Polsce mechanizm bilansowania opiera się na wykorzystywaniu przez OSP ofert przyrostowych i redukcyjnych składanych przez wytwórców, których urządzenia wytwórcze są centralnie dysponowane przez operatora. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy energii nie biorą aktywnego udziału w bilansowaniu systemu, chyba że OSP zawarł z nimi oddzielne umowy na usługi systemowe. W takim przypadku istotna jest lokalizacja pozyskanej przez OSP mocy elektrycznej, która pozwala na usuwanie ograniczeń sieciowych w systemie, szczególnie w sytuacjach awaryjnych w systemie. Stąd też umowami nie są objęte przedsiębiorstwa obrotu energią, gdyż energia będąca w dyspozycji tych przedsiębiorstw nie posiada cechy konkretnej lokalizacji w systemie. Zakup energii bilansującej z innych państw członkowskich UE może być dokonany tylko od innego OSP i odbywa się na podstawie dobrowolnie zawartych umów bilateralnych pomiędzy operatorami. Dostawa tej energii może mieć miejsce tylko w sytuacjach awaryjnych, po wyczerpaniu wszystkich innych możliwości w KSE. Dotychczas nie dokonano integracji rynków bilansujących, stąd oferty bilansujące mogą być składane tylko przez podmioty uczestniczące w rynku bilansującym administrowanym przez PSE-Operator SA.

Rozliczenia za niezbilansowanie z odbiorcami energii są prowadzone przy zastosowaniu cen rozchylonych CROz oraz CROs, stanowiących mechanizm bodźcowy do jak najbardziej dokładnego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. W tabeli 3.1.3c przedstawiono ogólną charakterystykę zasad bilansowania.

Tabela 3.1.3c. 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	12:00
Możliwość wdrożenia rynku dnia bieżącego i modyfikacji pozycji kontraktowej	Giełda energii oferuje produkty w trybie godzinowym, tak jak to ma miejsce na rynku bilansującym (obecnie rynek dnia następnego)
Typowe opłaty za usługę bilansowania	Dla odbiorców (wyznaczane dla każdej godziny): CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii na Rynku Bilansującym, obliczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia redukcji generacji dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych w godzinie h , pomniejszona o stały składnik ΔK^- CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii z Rynku Bilansującego, obliczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia przyrostu generacji dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych w godzinie h , powiększona o stały składnik ΔK^+

Źródło: URE.

Proces i harmonogram rozliczeń za niezbilansowanie poniżej został zestawiony w sposób tabelaryczny.

Tabela 3.1.3d. Rozliczenia za niezbilansowanie – tryb i harmonogram

Wyszczególnienie	Opis
Okres	Dekada, przy czym miesiąc dzieli się na trzy dekady
Formy	Ilościowe i wartościowe
Cykle	<i>Dobowe</i> – na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej (dostarczonej lub odebranej z RB w dobie n) oraz należności za jej dostawę lub odbiór; wielkości rozliczeniowe dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie $n+1$ jako niezatwierdzone oraz w dobie $n+4$ jako zatwierdzone <i>Dekadowe</i> – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z RB w danej dekadzie, ceny rozliczeniowe dekadowe oraz należności za dostawę lub odbiór energii
Korekty	Wykonywane w cyklach miesięcznych, odnoszące się do rozliczenia dekadowego; terminem płatności korekty jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty; korekty mogą obejmować roczny okres poprzedzający rozliczenie
Fakturowanie	Okresem fakturowania zobowiązań i należności na RB są dekady (okresy rozliczeniowe); każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności tj. 25 dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego

Źródło: URE.

Informacje dotyczące rynku bilansującego są publikowane przez operatora systemu przesyłowego w dobie $n+2$ po realizacji i obejmują:

- podstawowe wskaźniki kosztowe funkcjonowania RB (ilości energii bilansującej planowanej swobodnej, planowanej wymuszonej oraz nieplanowanej),
- podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania RB (średnie ważone ceny energii bilansującej planowanej swobodnej, planowanej wymuszonej oraz ceny rozliczeniowe odchylenia, całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na rynku bilansującym w podziale na koszt bilansowania i koszt usuwania ograniczeń).

Informacje o pracy KSE opracowywane i publikowane przez OSP obejmują Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM) oraz Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD). Ponadto publikowana jest informacja o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych. Powykonawczo publikowane 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 także zasady uczestnictwa w rynku bilansującym (IRiESP) oraz standardy umów. Operator udostępnia także informacje dotyczące wymiany międzysystemowej, takie jak zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe, zgodnie z wymaganiami krajowych i wspólnotowych przepisów prawa.

3.1.4. Efektywny unbundling

Funkcjonalne rozdzielenie pionowo zintegrowanego łańcucha techniczno-technologicznego w działalności elektroenergetycznej – od wytwarzania, poprzez przesył do dystrybucji i handlu (tzw. unbundling) – jest traktowane jako warunek konieczny dla prawidłowo działającego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Realizowanie unbundlingu następowało stopniowo. W tym procesie najważniejszą sprawą jest uzyskanie realnej odrębności przez operatorów systemów sieciowych.

Działający w Polsce na rynku energii elektrycznej operatorzy, którzy znajdują się w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo, powinni być pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności nie związanych z przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej (art. 9d u-Pe). Przy czym, w odniesieniu do OSD, rozdział prawny jest wymagany od 1 lipca 2007 r.²⁷⁾ Obowiązkiem nie podlegają operatorzy, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do ich sieci nie jest większa niż 100 000 lub obsługujący systemy elektroenergetyczne o rocznym zużyciu energii elektrycznej nie przekraczającym 3 TWh w 1996 r., w których mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nimi systemów elektroenergetycznych.

Na obszarze Polski funkcjonuje jeden OSP, którym jest PSE-Operator SA. Od 1 stycznia 2007 r. jest on jednoosobową spółką Skarbu Państwa, zaś od 1 stycznia 2008 r. jest też właścicielem majątku przesyłowego, który uprzednio dzierżawił od PGE SA²⁸⁾. Spółka PSE-Operator SA pro-

²⁷⁾ Opis tej operacji został przedstawiony w części 2.2. Opis sytuacji na rynku gazu i energii elektrycznej – Regulacje i unbundling.

²⁸⁾ Majątek sieciowy umożliwiający PSE – Operator SA wykonywanie funkcji OSP, był użytkowany na podstawie „Umowy dzierżawy przedsiębiorstwa” zawartej z PGE Polską Grupą Energetyczną SA (w skrócie „PGE SA”) 1 lipca 2004 r., której okres obowiązywania upłynął 31 grudnia 2007 r. Jednakże zostały podjęte działania, aby po tym terminie przekazać OSP na własność materialne i niematerialne składniki majątku potrzebne do realizacji jego zadań (pkt 3.3.2. „Programu dla elektroenergetyki”, przyjętego przez Radę Ministrów 28 marca 2006 r.) Zdecydowano o przeprowadzeniu podziału spółki PGE SA, w trybie określonym w art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych (podział przez wydzielenie) w drodze przeniesienia części majątku PGE SA na spółkę PSE-Operator SA. W „Planie podziału” uzgodnionym przez spółkę dzieloną i spółkę przejmującą szczegółowo określono, jaki majątek zostanie przeniesiony do OSP. Jednocześnie należy zauważyć, że ustalono, iż właścicielem linii napowietrznych na wschodnich granicach Polski – tj. linii 220 kV relacji Roś-Białystok i Dobrotwór-Zamość oraz linii 750 kV relacji Chmielnicka-Rzeszów – pozostanie nadal PGE SA.

14 stycznia 2008 r. PSE – Operator SA zawiadomił Prezesa URE o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 9 356 173 000 zł, wynikającą z podziału PGE SA w drodze przeniesienia na spółkę materialnych i niematerialnych składników majątkowych PGE SA, stanowiących odrębne przedsiębiorstwo w rozumieniu art. 551 Kodeksu cywilnego. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki stało się skuteczne 31 grudnia 2007 r.

wadzi działalność przesyłową w oparciu o majątek sieciowy, w skład którego, na dzień 31 grudnia 2008 r., wchodziły m.in. następujące obiekty:

- 233 linie o łącznej długości 12 823 km, w tym:
 - 68 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5 031 km,
 - 165 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7 792 km;
- 98 stacji najwyższych napięć (NN).

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.

Na terenie Polski funkcjonuje 18 OSD, w tym 14 wydzielonych prawnie z dawnych zakładów energetycznych oraz czterech tzw. operatorów lokalnych. Wszyscy wydzieleni prawnie OSD funkcjonują w ramach grup kapitałowych, będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi. Nadzór właścicielski nad OSD sprawuje w większości Skarb Państwa – pośrednio poprzez 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 czterech lokalnych operatorów zastosowano zasadę 100 000 odbiorców, zatem przedsiębiorstwa te nie zostały prawnie rozdzielone.

Obowiązek unbundlingu księgowego dla poszczególnych rodzajów działalności energetycznych ma realne zastosowanie jedynie wobec OSD objętych tzw. zasadą 100 000 odbiorców, ponieważ pozostali OSD zostali poddani rozdziałowi prawnemu, który z istoty rzeczy doprowadził do rozdziału księgowości.

Tabela 3.1.4a. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2007 r.

Wyszczególnienie	Ilość
OSP – rozdział właścicielski	1*
OSD – rozdział właścicielski	0
OSP – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	0
OSP – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	1
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	14
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0

* Od 1 stycznia 2007 r.

Źródło: URE.

Polskie prawo, podobnie jak Dyrektywa 2003/54/WE, nie nakłada na OSD obowiązku rozdziału ze względu na formę własności. Uregulowania upoważniają Prezesa URE jedynie do dokonania oceny kandydata na OSP bądź OSD w toku postępowania administracyjnego w sprawie wyznaczenia na operatora systemu. Zależnie od jej wyników Prezes URE może wyznaczyć operatorem lub odmówić wyznaczenia wnioskującemu podmiotowi. Kompetencje Prezesa URE nie pozwalają natomiast narzucać zasiedziałym spółkom określonego sposobu realizacji procesu przekształceń w celu dostosowania do postanowień u-Pe. Wybór modelu przekształceń, jak i zakres podejmowanych działań oraz odpowiedzialność za działania mające doprowadzić do osiągnięcia modelu docelowego zdefiniowanego w prawie, należy do organów spółek.

Oceniając kandydata w postępowaniu dotyczącym wyznaczenia danego podmiotu do wykonywania funkcji operatora, Prezes URE analizuje jakość dokonanego unbundlingu, czyli stopień wypełnienia wymagań formalno-prawnych. Prezes URE jest bowiem obowiązany dokonać oceny kandydata pod względem (art. 9h ust. 2 ustawy):

- zgodności z przepisami prawa (u-Pe),
- efektywności ekonomicznej, przy równoważeniu interesów stron (art. 1 i 23 u-Pe),
- skuteczności i niezależności w zarządzaniu systemem przesyłowym lub dystrybucyjnym.

Ponadto Prezes URE w stosunku do przedsiębiorstw, niestosujących się do wymagań dotyczących rozdziału księgowości, może zastosować sankcję (art. 56 ust. 1 pkt 8 u-Pe) w postaci

kary pieniężnej wobec tego, który prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy²⁹⁾.

PSE-Operator SA – operator jest prawnie, administracyjnie i zarządczo niezależnym przedsiębiorstwem energetycznym na rynku energii elektrycznej. Operator posiada nazwę i logo przedsiębiorstwa oraz stronę internetową niezależną od innych podmiotów, z którymi był powiązany. W 2007 r. nadal była kontynuowana budowa odrębnej siedziby operatora systemu przesyłowego.

Natomiast w przypadku czternastu OSD wyodrębnionych z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo – rozdzielenia siedziby operatora systemu dystrybucyjnego od siedziby spółki obrotu dokonało – na koniec 2007 r. – dziewięciu, także dziewięciu operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta. Operatorzy są w trakcie tworzenia samodzielnego wizerunku na rynku detalicznym: po wydzieleniu ze spółek dystrybucyjnych posiadają nowe nazwy, odrębne od spółek obrotu. Wszyscy OSD opracowali własne, niezależne strony internetowe. Jednocześnie strony internetowe czterech operatorów podają linki tylko do macierzystych spółek obrotu, a tylko dwie do innych sprzedawców.

Sprawozdawczość

Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne są zobowiązane do prowadzenia księgowości w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla każdego rodzaju prowadzonej działalności, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie. Na przedsiębiorcach ciąży również obowiązek sporządzania i przechowywania sprawozdań finansowych zawierających bilans oraz rachunek zysków i strat za okresy sprawozdawcze, na zasadach i w trybie określonych w przepisach o rachunkowości.

Uchybienie powyższym obowiązkom może skutkować odmową zatwierdzenia taryfy lub też nałożeniem kary pieniężnej.

Ani u-Pe, ani ustawa o rachunkowości nie dają Prezesowi URE upoważnień do zobowiązania przedsiębiorstw do prowadzenia jednolitych zasad odnoszących się np. do alokacji kosztów. Do momentu funkcjonowania operatorów sieciowych w strukturach pionowo zintegrowanych Prezes URE nie dysponował danymi w zakresie proporcji podziału kosztów między nimi a innymi jednostkami biznesowymi przedsiębiorstwa, czy spółkami zależnymi³⁰⁾. Ten stan rzeczy radykalnie zmienia się po zrealizowaniu prawnego wyodrębnienia OSD. Wybrane szczegółowe kwestie są podane w tabeli 3.1.4b.

Tabela 3.1.4b. Unbundling księgowy

Wyszczególnienie	Przesył	Dystrybucja
Rozdzielona księgowość i sprawozdania roczne	tak	tak
Wyznaczenie przez Regulatora szczegółowych zasad bądź wytycznych dot. kompilowania rozdzielonej rachunkowości wraz z konsekwencjami za jej naruszenie	nie	nie
Czy rozdzielone księgi poddawane są osobnemu audytowi prowadzonego przez biegłego rewidenta i do jakiego stopnia audyt ten odpowiada wymogom Regulatora?	tak	tak
Jaką rolę w procesie tym odgrywa osoba odpowiedzialna za zgodność tak prowadzonej rachunkowości z wymogami prawa?	nie dot.	nie dot.
Jakimi sankcjami dysponuje Regulator w stosunku do przedsiębiorstw niestosujących się do wymagań dotyczących rozdziału księgowości i rozdziału zarządczego przedsiębiorstwa?	art. 56 ust. 1 pkt 8 u-Pe*	art. 56 ust. 1 pkt 8 u-Pe*

* Karze pieniężnej podlega ten, kto prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44. Zasady tego artykułu zobowiązują przedsiębiorstwo do prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności.

Źródło: URE.

²⁹⁾ Zasady tego artykułu zobowiązują przedsiębiorstwo do prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności.

³⁰⁾ Prezes URE podjął już próbę uregulowania tej kwestii i wystąpił do Ministra Finansów z prośbą o skorzystanie z uprawnień (por. z art. 83 ust. 2 pkt 6 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694, z późn. zm.) w zakresie ustalenia zakładowych planów kont dla przedsiębiorstw energetycznych w rozumieniu u-Pe. Problem ten nie zyskał jednak zrozumienia w Ministerstwie Finansów.

Od momentu prawnego wydzielenia Operatorów sprawozdania tych przedsiębiorstw dotyczą prawie w całości koncesjonowanej działalności sieciowej. Audyt sprawozdań finansowych przeprowadzany jest przez niezależnych audytorów na zasadach określonych w ustawie o rachunkowości. Regulator nie prowadzi natomiast odrębnego audytu tych sprawozdań.

3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) oraz 23(1) (h)] – rynek energii elektrycznej

Funkcjonowanie rynku energii elektrycznej w Polsce jest w poważnym stopniu zaburzone ze względu na wiele jeszcze istniejących niekorzystnych cech jak np. skonsolidowana struktura podmiotowa, brak zróżnicowanej własności, kontrakty długoterminowe ograniczające wolumen płynnej energii, regulacja cen. Konkurencja na rynku energii elektrycznej jest zatem ograniczona i dlatego istotne są działania stosownych organów państwa (Prezes URE oraz Prezes UOKiK) z zakresu ochrony i promowania konkurencji.

3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2007 r. kształtowała się na poziomie 159 453 GWh i była niższa o 1,4% w porównaniu do 2006 r. W zakresie produkcji elektrowni zawodowych nastąpiły kilkuprocentowe 2-5% spadki produkcji. Natomiast o około 30% wzrosła produkcja małych niezależnych elektrowni (około 0,6 TWh). Zużycie energii elektrycznej w kraju wykazuje tendencję rosnącą. Wzrost zużycia krajowego jest jednak zaspokojony zmianą salda wymiany z zagranicą, które spadło o około 48%.

Tabela 3.2.1a. Zużycie energii i zapotrzebowanie na moc

Rok	Całkowite zużycie brutto [w TWh]	Moc osiągalna [w GW]	Szczytowe zapotrzebowanie na moc [w GW]
2006	149,8	32,4	24,6
2007	154,2	32,6	24,6

Źródło: URE.

Całkowita moc osiągalna elektrowni krajowych na koniec 2007 r. wynosiła 32,6 GW i nastąpił jej wzrost o 0,6% w stosunku do 2006 r. Szczytowe (maksymalne) zapotrzebowanie na moc kształtowało się na poziomie ponad 24,6 GW. Obecnie w Polsce utrzymuje się nadwyżka mocy osiągalnej nad szczytowym zapotrzebowaniem. Sytuacja może się zmienić ze względu na to, że wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce odbywa się przy wykorzystaniu technologii spalania węgla. W przypadku zmniejszenia ilości przydzielonych wytwórcom pozwoleń na emisję CO₂, może zaistnieć więc konieczność zmniejszenia produkcji w istniejących źródłach. Ograniczenie może też nastąpić z powodu wycofywania urządzeń produkcyjnych z eksploatacji ze względu na ich wiek, wówczas zaistnieje potrzeba budowy nowych źródeł wytwórczych w innych technologiach np. gazyfikacji węgla, źródeł odnawialnych.

Koncentracja

Przedmiotem obrotu na rynku hurtowym jest energia elektryczna w pasmach (pasma to wielkość oferowanej mocy i suma godzin w których jest dostępna). Suma oferowanych pasm pokrywa w pełni zapotrzebowanie krajowe, dlatego nie stwierdzono potrzeby wprowadzania innych produktów. Stąd nie prowadzi się handlu energią elektryczną w podziale na produkcję w podstawie, podszczybie i szczycie.

W 2007 r. nastąpił wzrost koncentracji w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej spowodowany realizacją programu rządowego, polegającego na konsolidacji podmiotów sektora.

Stopień koncentracji rynku wytwórców wyrażony sumą udziałów trzech największych przedsiębiorstw w 2007 r. wynosi CR3 = 50,9 (według mocy zainstalowanej netto) oraz 58,0 (według produkcji netto).

Liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% w mocy zainstalowanej netto wynosi 5, i spadła o 1 w stosunku do roku poprzedniego, natomiast liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% w produkcji netto wynosi tyle samo, co w 2006 r.

Wskaźnik HHI³¹⁾ zarówno w zakresie produkcji netto jak i mocy zainstalowanej netto w dalszym ciągu znajduje się w granicach średniego poziomu koncentracji rynku i wynosi w zakresie mocy zainstalowanej netto 1 312,7 a w zakresie produkcji brutto 1 710,0.

Tabela 3.2.1b. Koncentracja rynku*

Rok	Ilość spółek, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach netto	Ilość spółek, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w produkcji netto	Zainstalowane moce netto trzech największych spółek [w %]	Produkcja netto trzech największych spółek [w %]	Wskaźnik HHI	
					moc zainstalowana netto	produkcja netto
2006	6	5	44,2	52,4	1 002,9	1 366,6
2007	5	5	50,9	58,0	1 312,7	1 710,0

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym.

Źródło: URE.

Regulacyjne usługi systemowe

W polskim systemie elektroenergetycznym podmiotami świadczącymi regulacyjne usługi systemowe (RUS) są elektrownie kondensacyjne. Do scharakteryzowania sytuacji rynkowej w obrocie RUS wykorzystano miernik w postaci przychodów elektrowni za świadczenie tych usług. W tabeli 3.2.1c. przedstawiono dane na temat wartości usług systemowych ogółem świadczonych przez elektrownie systemowe oraz stan dominacji rynkowej w latach 2006-2007.

Tabela 3.2.1c. Charakterystyka rynku regulacyjnych usług systemowych

Rok	Przychód z RUS [w tys. zł]	Liczba wytwórców o udziale w rynku > 5% (wg przychodów z RUS) [w szt.]	Udział w rynku trzech największych wytwórców (wg przychodów z RUS) [w %]	Wskaźnik HHI (wg przychodów z RUS)
2006	620 443,2	7	55,3	1 482,4
2007	617 625,8	6	73,0	2 414,6

Źródło: URE.

Wpływy elektrowni systemowych zanotowane w 2007 r. za świadczenie regulacyjnych usług systemowych zmalały o 2 817,4 tys. zł, tj. o 0,5% w stosunku do roku poprzedniego. W 2007 r. zmniejszyła się o 1 liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5%. Natomiast wskaźnik HHI uległ dużym zmianom i wskazuje na wysoki poziom koncentracji rynku RUS.

³¹⁾ Wskaźnik Herfindahla Hirschmanna określany jest jako suma kwadratów udziałów procentowych w rynku: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005).

Struktura i wielkość obrotu hurtowego

Handel hurtowy energią elektryczną na polskim rynku energii w 2007 r. odbywał się przede wszystkim na podstawie niestandardyzowanych kontraktów bilateralnych (krótko- i średnioterminowych) oraz w ramach KDT. W niewielkim stopniu transakcje zawierane były na Towarowej Giełdzie Energii SA oraz na wirtualnych platformach obrotu energią.

Tabela 3.2.1d. Wielkość sprzedaży (elektrownie systemowe, w TWh)

Rok	Ogółem	W KDT*	W kontraktach dwustronnych	Na rynku spot	Na rynku bilansującym**	Na rynku terminowym
2006	126,11	47,12	70,78	0,19	7,98	0
2007	123,30	38,88	75,42	0,49	8,51	0

* Segment regulowany.

** Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi.

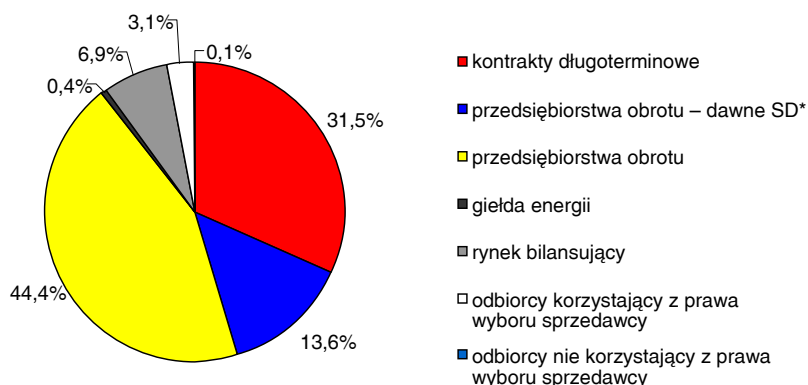
Źródło: URE.

Sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych stanowiła w 2007 r. około 31,5% całkowitej sprzedaży wytwórców systemowych. W porównaniu z poprzednim rokiem wielkość ta zmalała o 17,5%. Największy udział – 44,4% – miała sprzedaż na podstawie kontraktów dwustronnych (do spółek obrotu). Natomiast największa dynamika sprzedaży wystąpiła w segmentach o niskim udziale w rynku, tj. na giełdzie energii – o 157,2% i wśród odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy – o 34,3%.



* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 3.2.1a. Struktura sprzedaży wytwórców systemowych w 2006 r. (Źródło: URE)

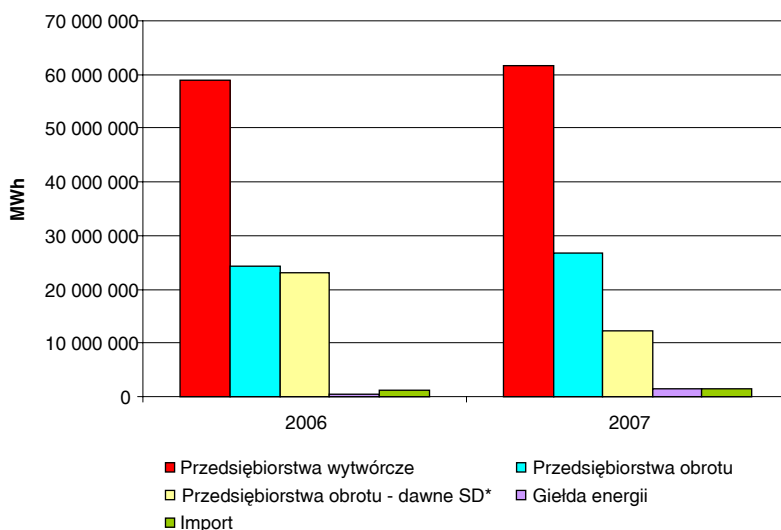


* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 3.2.1b. Struktura sprzedaży wytwórców systemowych w 2007 r. (Źródło: URE)

Rynek kontraktów dwustronnych

Ogólnie w 2007 r. przedsiębiorstwa obrotu kupiły o 7% więcej energii elektrycznej w porównaniu do roku poprzedniego³²⁾. Analiza dynamiki zakupu energii w zależności od źródła zakupu wskazuje, że zwiększyły się obroty między przedsiębiorstwami obrotu (wzrost o 10% w porównaniu do roku poprzedniego). Znacznie wzrósł wolumen zakupionej energii na giełdzie energii (wzrost o 131%) i z importu (wzrost o 40%), choć w dalszym ciągu wolumen energii elektrycznej w tych segmentach jest niewielki. Powyższą sytuację ilustruje rysunek 3.2.1c.

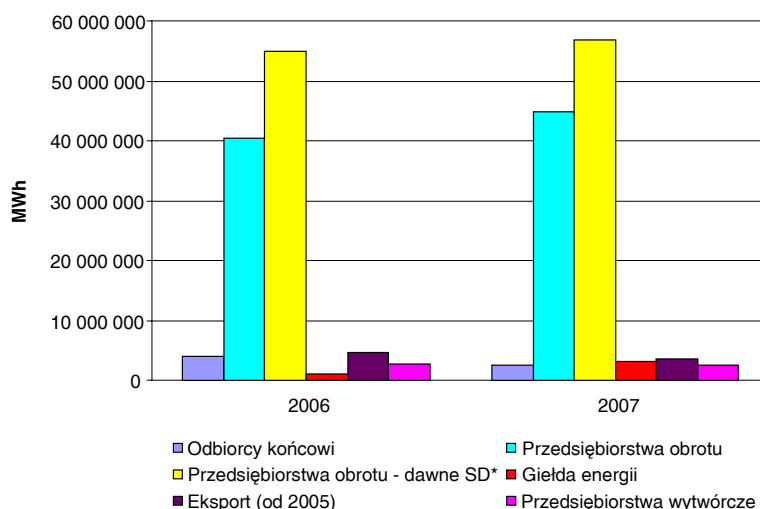


* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 3.2.1c. Źródła zakupu energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu [w MWh] (Źródło: URE)

³²⁾ W URE od kilku lat prowadzone jest badanie funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną. W 2007 r. przebadano 36 jednostek: po raz pierwszy trzy nowe, jedno z analizowanych wcześniej przedsiębiorstw zawiesiło swą działalność, dodatkowo od 1 lipca 2007 r. w dotychczasowych spółkach dystrybucyjnych doszło do rozdzielenia działalności operatorskiej i obrotu – z tego powodu monitoringiem objęto dodatkowo 14 spółek obrotu.

Ogółem w 2007 r. ilość energii sprzedanej przez te przedsiębiorstwa wyniosła 116 TWh³³⁾, co oznacza wzrost o 7 TWh w porównaniu do roku poprzedniego. Przedsiębiorstwa obrotu dokonywały także odsprzedaży energii do przedsiębiorstw wytwórczych, które w ten sposób wywiązują się z zobowiązań umownych, gdy koszt wytwarzania przewyższa koszt zakupu. Ponadto taka transakcja umożliwia „zaoszczędzenie” własnych pozwoleń na emisję CO₂. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu zostały przedstawione na rys. 3.2.1d.



* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 3.2.1d. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu [w MWh] (Źródło: URE)

Rynek giełdowy

Transakcje na Rynku Dnia Następnego (RDN) Towarowej Giełdy Energii SA (TGE SA) stanowiły około 2,2% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jednocześnie wolumen obrotu na tym rynku wzrósł o ok. 47,5% w stosunku do 2006 r. Uprawnione do zawierania transakcji na TGE SA na rynku dnia następnego są 32 przedsiębiorstwa obrotu energią. W 2007 r. transakcje w tym segmencie rynku miały nadal charakter bilansujący (poprawa pozycji przed zamknięciem rynku bilansującego). W ostatnim kwartale 2007 r. coraz częściej dotyczyły energii szczytowej, tj. pokrywającej popyt w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. O zwiększonym zapotrzebowaniu na energię w tym okresie, przy dość stabilnej podaży energii, świadczy m.in. gwałtowny wzrost maksymalnych cen energii na TGE SA, które występują w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

Głównym czynnikiem mającym wpływ na niski wolumen obrotu energią na giełdzie jest sprzedaż prawie całej energii w kontraktach dwustronnych. Uczestnicy rynku mogą korzystać także z usług tzw. wirtualnych platform obrotu energią, takich jak: Platforma Obrotu Energią Elektryczną, Kantor Energii, eSPOT³⁴⁾, przy czym udział platform tego typu w ogólnym wolumenie obrotu ener-

³³⁾ Należy podkreślić, że częściowo mamy do czynienia z obrotem wielokrotnym energią, dlatego wolumenu energii podlegającej obrotowi nie można rozpatrywać w odniesieniu do całkowitego zużycia energii elektrycznej w kraju.

³⁴⁾ *Internetowa Platforma Obrotu Energią Elektryczną – poee* jest wirtualnym placem handlowym przeznaczonym do zawierania różnego rodzaju transakcji kupna/sprzedaży energii i praw majątkowych dla wszystkich producentów energii, spółek dystrybucyjnych i obrotu, a także dla odbiorców energii korzystających z zasady TPA. Platforma ta stwarza idealne warunki dla graczy, którzy szukają prawdziwie rynkowych zasad handlu energią wspartych na supernowoczesnej technologii informatycznej.

Kantor Energii – to elektroniczny system handlu energią elektryczną w formie notowań ciągłych na wszystkie 24 godziny dostaw na „dzień do przodu” w sesji porannej i „dwa dni do przodu” w sesji popołudniowej. Wszystkie transakcje kupna i sprzedaży zawierane są pomiędzy Uczestnikiem a JAC EnTra poprzez wybranie przez Uczestnika rodzaju i godziny transakcji i „kliknięcie” na oferowanej przez EnTra cenie. ►

gią elektryczną jest póki co niewielki. Niemniej obecnie może być porównywalny z obrotami na Towarowej Giełdzie Energii SA.

Kontrakty długoterminowe

W 2007 r. zakończono prace nad ustawą zawierającą zasady pokrywania kosztów osieroconych powstałych w wyniku rozwiązania kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce i rozpoczęto prace wdrożeniowe ustawy³⁵⁾.

Ponadto Komisja Europejska zakończyła (25 września 2007 r.): postępowanie w sprawie stwierdzenia, czy kontrakty długoterminowe są niedozwoloną pomocą publiczną, a także proces notyfikacji ustawy zawierającej program pomocowy dla wytwórców, którzy zdecydują się rozwiązać kontrakt długoterminowy oraz wydała decyzję rozstrzygającą³⁶⁾.

Podstawowe rozwiązania zawarte w ustawie o pokrywaniu kosztów osieroconych to:

- dobrowolne rozwiązanie umów KDT przez strony,
- przychody z tytułu kosztów osieroconych nie równają się dotychczasowym przychodom z KDT,
- wielkość kosztów osieroconych jest uzależniona od cen energii elektrycznej,
- maksymalna wysokość kosztów osieroconych dla wszystkich wytwórców, którzy mogą uczestniczyć w programie (w cenach na 1 stycznia 2007 r.) wynosi 11 577 430 tys. zł,
- dodatkowe koszty dla wytwórców produkujących energię elektryczną w oparciu o gaz ziemny (w cenach na 1 stycznia 2007 r.) wynoszą 1 005 280 tys. zł.

W ramach prac wdrożeniowych 13 września 2007 r. PSE-Operator SA zawiązał spółkę Zarządca Rozliczeń SA.

W ustawie o likwidacji KDT Prezesowi URE powierzono wiele zadań. Niektóre z nich są czynnościami jednorazowymi (jak przekazanie Ministrowi Gospodarki, Zarządcy Rozliczeń SA i PSE-Operator SA informacji o podpisanych umowach rozwiązujących, stwierdzenie oddania jednostki wytwórczej do eksploatacji). Pozostałe mają charakter ciągły, a planowane zakończenie programu pomocowego przypada na 2027 r.

Do najistotniejszych zadań Prezesa URE należą: kalkulacja rocznych kwot zaktualizowanych kosztów osieroconych, przekazywanie informacji o wysokościach koniecznych do wypłacenia zaliczek, kalkulacja stawek opłaty przejściowej, korekty wypłat kosztów osieroconych i monitoring wytwórców.

Ostateczny termin podpisania przez wytwórców – strony kontraktów długoterminowych na zakup mocy i energii elektrycznej – umów rozwiązujących upływał 1 stycznia 2008 r. i do tego dnia wszyscy wytwórcy je zawarli. Umowy rozwiązujące zostały przekazane przez 13 wytwórców, posiadających umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Prezesowi URE w ustawowym terminie. Żaden z tych wytwórców nie zrezygnował z otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych.

eSPOT – jest elektroniczną platformą obrotu przeznaczoną dla skonsolidowanych grup zakładów energetycznych. Jej zastosowanie pozwala zminimalizować niezbilansowanie grupy i zmaksymalizować wolumen obrotu oraz umożliwić wygodne i sprawne zawieranie transakcji na rynku SPOT. Celem platformy eSPOT jest tworzenie łatwych i pewnych w eksploatacji mechanizmów tak, aby jak najmniejszy wolumen był bilansowany poza grupą, w stosunku do mechanizmów bardziej kosztownych, jak Giełda Energii czy ostatecznie Rynek Bilansujący. Platforma ta umożliwia także handel z podmiotami spoza grupy konsolidacyjnej. Dzięki temu poszczególne zakłady energetyczne, a docelowo powstałe w ich miejsce organizacje mogą optymalizować swoje zakupy i sprzedaż energii.

³⁵⁾ Projekt ustawy został przyjęty przez Radę Ministrów 11 grudnia 2006 r. i skierowany do Sejmu RP oraz, za pośrednictwem Prezesa UOKiK-u, do Komisji Europejskiej. Po rozpatrzeniu poprawek Senatu RP, 29 czerwca 2007 r. Sejm RP przyjął ustawę o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Prezydent RP podpisał ustawę 16 lipca 2007 r., a jej tekst został opublikowany 20 lipca 2007 r. (Dz. U. Nr 130, poz. 905). Ustawa weszła w życie 4 sierpnia 2007 r.

³⁶⁾ Decyzja KE [K(2007)4319] w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, stwierdza w szczególności, że kontrakty długoterminowe stanowią pomoc państwa (art. 87 ust. 1 Traktatu WE), a pomoc taka jest niezgodna ze wspólnym rynkiem. Wytwórcy, których kontrakty zostaną rozwiązane poprzez podpisanie umów rozwiązujących do 1 stycznia 2008 r., nabywają uprawnienia do uczestnictwa w programie pomocowym opisanym w ustawie. Rekompensaty przewidziane w ustawie stanowią pomoc państwa (art. 87 ust. 1 Traktatu WE) udzieloną na rzecz wytwórców wymienionych w załączniku nr 2 do ustawy – i taka pomoc państwa jest zgodna ze wspólnym rynkiem zgodnie z metodologią kosztów osieroconych.

Obowiązujące zasady funkcjonowania rynku nie regulują w sposób systemowy zasad aktywnego uczestniczenia odbiorców na rynku hurtowym w procesie bilansowania systemu. Aktywnymi uczestnikami rynku w tym obszarze są wytwórcy systemowi. Pozostali wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną oraz odbiorcy pełnią pasywną rolę na rynku, chyba że ich udział jest konieczny ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE i opiera się na indywidualnie zawartej umowie z OSP.

Rynek hurtowy a wymiana międzysystemowa

W 2007 r. można zaobserwować znaczną zmianę salda handlowej wymiany energii elektrycznej z zagranicą, tj. jego spadek o ponad 50%. Powyższa sytuacja jest wynikiem spadku eksportu o ok. 47% oraz wzrostu importu o ok. 30% w stosunku do poprzedniego roku. Jednocześnie wystąpiły znacznie zwiększone przepływy rzeczywiste energii elektrycznej do Polski z Niemiec oraz Szwecji. Wśród przyczyn tej sytuacji należy wymienić systematycznie zwiększające się krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i pojawiające się okresowo utrudnione możliwości zbilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię. Znaczący wzrost importu energii elektrycznej ze Szwecji jest wynikiem interwencyjnych dostaw w celu zbilansowania północnego obszaru Polski i zapobiegania zagrożeniom bezpieczeństwa pracy KSE. Zmiana salda handlowej wymiany międzysystemowej energii elektrycznej była także spowodowana zmniejszeniem eksportowych zdolności przesyłowych udostępnianych przez OSP. Jest to m.in. konsekwencją stale rosnących, trudno przewidywalnych, rzeczywistych przepływów energii elektrycznej z systemu niemieckiego (będących wynikiem dynamicznie rozwijającej się energetyki wiatrowej na północy tego kraju) oraz stale zmniejszających się rezerw mocy w KSE ze względu na szybko rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Średnie zdolności przesyłowe na importowych przekrojach synchronicznych w okresie zimowym (styczeń-marzec oraz październik-grudzień) wyniosły w 2007 r. 189 MW, w okresie letnim (kwiecień-wrzesień) 172 MW, natomiast średnie – 180 MW. Stopień połączeń międzysystemowych w 2007 r. wyniósł ok. 0,6%, przy dostępnych 31 grudnia 2007 r. mocach wytwórczych w KSE w wysokości ok. 28 500 MW.

Saldo wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz rzeczywiste przepływy energii zostały przedstawione w tabeli 3.2.1e.

Tabela 3.2.1e. Bilans wymiany energii elektrycznej w latach 2003-2007 [w GWh]*

Wyszczególnienie	2003	2004	2005	2006	2007	Dynamika 2007/2006 [w %]	Dynamika 2007/2003 [w %]
Bilans handlowy – saldo	10 161	9 293	11 172	11 014	5 356	48,6	52,7
Eksport	13 222	12 487	14 290	13 434	8 497	63,2	64,3
Import	3 061	3 194	3 119	2 420	3 140	129,8	102,6
Przepływy rzeczywiste							
Wypłynęło z Polski	15 146	14 605	16 188	16 188	13 110	81,0	86,6
w tym do:							
Czech	9 490	9 156	11 167	10 183	9 232	90,7	97,3
Niemiec	282	450	1 046	720	48	6,7	17,0
Słowacji	2 728	2 623	2 792	3 373	3 600	106,7	132,0
Szwecji	2 646	2 376	1 182	1 498	230	15,4	8,7
Wpłynęło do Polski	4 985	5 312	5 002	4 774	7 752	162,4	155,5
w tym z:							
Białorusi	1 226	1 001	874	1 045	0	0,0	0,0
Czech	57	80	63	44	20	45,5	35,1
Niemiec	2 761	3 156	2 264	2 546	4 889	192,0	177,1
Słowacji	0	8	0,320	4	0	0,0	0,0
Szwecji	11	214	817	264	2 211	837,5	20 100,0
Ukrainy	931	853	983	870	631	72,5	67,8

* Dane prezentowane zawierają także wymianę międzysystemową na liniach 110 kV, tj. Wólka Dobryńska-Brześć, Mnisztwo-Trzyniec-Ustroń, Boguszów-Porici, Kudowa-Nachod, Pogwizdów-Darkov.

Źródło: URE.

Korelacje cenowe

Wolumen obrotu na rynku giełdowym stanowi, jak to już było wspomniane, ok. 2,2% sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Ocena korelacji cen na rynkach krajowych, przy tak marginalnym poziomie płynności rynku spotowego w Polsce, może być nieuzasadniona ze względu na możliwość wystąpienia dużego błędu. Poziom cen na rynku polskim w 2007 r. był nadal znacznie niższy niż na rynkach sąsiadujących.

Tabela 3.2.1f przedstawia stopień korelacji dobowych cen referencyjnych bazowych pomiędzy europejskimi rynkami typu spot. Jak wynika z danych, stopień korelacji cen na rynku polskim – i nie tylko – z cenami na rynkach państw sąsiednich jest bardzo niski. Świadczy to o niskim stopniu integracji pomiędzy rynkami krajowymi.

Tabela 3.2.1f. Korelacja dobowych cen referencyjnych bazowych na rynku spot w 2006 r.

	AUT	CZE	DNK	ESP	FIN	FRA	GER	ITA	LITHU	NL	NOR	POL	ROM	SWE
AUT	1.00	0.68	0.52	0.50	0.21	0.91	0.87	0.74	-0.14	0.83	0.07	0.35	0.23	0.15
CZE	0.68	1.00	0.40	0.23	0.23	0.57	0.60	0.53	0.05	0.57	0.20	0.42	0.27	0.23
DNK	0.52	0.40	1.00	0.29	0.71	0.37	0.44	0.49	0.29	0.40	0.64	0.45	0.14	0.73
ESP	0.50	0.23	0.29	1.00	0.12	0.53	0.42	0.30	-0.19	0.39	-0.07	0.16	-0.18	0.01
FIN	0.21	0.23	0.71	0.12	1.00	0.08	0.17	0.25	0.58	0.11	0.89	0.30	0.09	0.95
FRA	0.91	0.57	0.37	0.53	0.08	1.00	0.80	0.66	-0.27	0.81	-0.09	0.25	0.15	0.00
GER	0.87	0.60	0.44	0.42	0.17	0.80	1.00	0.60	-0.14	0.74	0.06	0.30	0.19	0.13
ITA	0.74	0.53	0.49	0.30	0.25	0.66	0.60	1.00	0.02	0.59	0.13	0.41	0.43	0.22
LITHU	-0.14	0.05	0.29	-0.19	0.58	-0.27	-0.14	0.02	1.00	-0.24	0.71	-0.02	0.25	0.67
NL	0.83	0.57	0.40	0.39	0.11	0.81	0.74	0.59	-0.24	1.00	-0.01	0.29	0.10	0.06
NOR	0.07	0.20	0.64	-0.07	0.89	-0.09	0.06	0.13	0.71	-0.01	1.00	0.27	0.12	0.97
POL	0.35	0.42	0.45	0.16	0.30	0.25	0.30	0.41	-0.02	0.29	0.27	1.00	0.14	0.30
ROM	0.23	0.27	0.14	-0.18	0.09	0.15	0.19	0.43	0.25	0.10	0.12	0.14	1.00	0.12
SWE	0.15	0.23	0.73	0.01	0.95	0.00	0.13	0.22	0.67	0.06	0.97	0.30	0.12	1.00

Uwagi:
 - Dania: średnia ponad regionami wschodnim i zachodnim
 - Norwegia: średnia ponad trzema regionami

Źródło: E-Control.

Zmiany własnościowe na rynku

W 2007 r. został zrealizowany kolejny etap konsolidacyjny, w którym, zgodnie z dokumentem rządowym „Program dla elektroenergetyki” utworzono:

- PGE – Polską Grupę Energetyczną SA, w skład której weszły: PSE SA (po wydzieleniu OSP), BOT SA, Elektrownia Dolna Odra SA oraz Spółki Dystrybucyjne: LUBZEL SA, ZEORK SA, Rzeszowski Zakład Energetyczny SA, Łódzki Zakład Energetyczny SA, Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Zamojska Korporacja Energetyczna SA, Zakład Energetyczny Białystok SA,
- Tauron Polska Energia SA, w skład którego weszły: PKE SA, Elektrownia Stalowa Wola SA, EnergiaPro SA, ENION SA,
- ENERGA SA, w skład której weszły: Koncern Energetyczny ENERGA SA i Zespół Elektrowni Ostrołęka SA,
- ENEA SA, w skład której weszły spółki energetyczne ENEA SA i Elektrownia Kozienice.

Wyniki monitoringu rynku energii elektrycznej prowadzone przez Prezesa URE wskazują, że w aktualnej strukturze podmiotowej, po utworzeniu czterech dużych, pionowo zintegrowanych grup energetycznych, może dochodzić do wykorzystywania pozycji dominującej i zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji. Dotyczy to rynku hurtowego a także rynku detalicznego, właściwego dla działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego. Istotnym mankamentem konsolidacji jest fakt jej przeprowadzenia bez uprzedniej zmiany zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej opartych na tzw. „miedzianej płycie”.

Decyzje o konsolidacji doprowadziły do powstania grup kapitałowych, w skład których wchodzi zarówno sprzedawcy energii elektrycznej, jak i operatorzy systemów dystrybucyjnych. Takie powiązania stwarzają niebezpieczeństwo podejmowania przez operatorów należących do tych grup działań antyrynkowych polegających na nierównym traktowaniu użytkowników systemu.

3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

W 2007 r. zużycie energii elektrycznej przez ok. 16 mln odbiorców przyłączonych do sieci 14 operatorów systemów dystrybucyjnych wyniosło ponad 113 600 GWh. Szczegółowe dane w podziale na grupy odbiorców wg kryterium zużycia przedstawia tabela 3.2.2a.

Tabela 3.2.2a. Liczba odbiorców i wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przez OSD w 2007 r.

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh]	Liczba odbiorców w 2007 r.	Energia dostarczona odbiorcom w 2007 r. [w MWh]
> 2000	4 351	51 823 358
50 – 2 000	98 664	23 821 974
< 50	15 941 086	37 954 985
Razem	16 044 101	113 600 317

Źródło: URE.

Największy udział w rynku detalicznym w 2007 r. miało 14 spółek obrotu (tzw. zasiedziały – powstałych w wyniku wydzielenia OSD³⁷⁾), które sprzedały ok. 92,2% energii elektrycznej odbiorcom finalnym przyłączonym do sieci dystrybucyjnych.

Ponadto, w 2007 r. działało 27 aktywnych przedsiębiorstw obrotu, niezależnych właścicielsko od przedsiębiorstw sieciowych, 15 z nich miało powiązania z koncernami międzynarodowymi (tabela 3.2.2a). Całkowity wolumen energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu wzrósł w 2007 r. o ok. 13% w porównaniu z rokiem poprzednim. Działalność tych przedsiębiorstw obrotu nie wiązała się z przejściem istniejących przedsiębiorstw energetycznych – część z nich ma jednak powiązania z przedsiębiorstwami wytwórczymi kupionymi przez przedsiębiorstwa zagraniczne.

Tabela 3.2.2b. Charakterystyka sprzedawców na rynku detalicznym

Rok	Sprzedawcy których udział w rynku przekracza 5%	Liczba sprzedawców całkowicie niezależnych od spółki sieciowej	Udział trzech największych w rynku		
			dużych odbiorców przemysłowych [w %]	średniej wielkości odbiorców przemysłowych i usługowych [w %]	małych odbiorców i domowych [w %]
2005	6	19	45,9	50,7	48,0
2006	6	21	47,5	51,5	48,2
2007	6	27	41,1	47,1	48,8

Źródło: URE.

Jak pokazują dane, w 2007 r. udział trzech największych spółek obrotu zmniejszył się w sprzedaży do dużych odbiorców przemysłowych o 6,4% i wyniósł 41,1% oraz w sprzedaży do średniej wielkości odbiorców przemysłowych i usługowych o 4,4% i wyniósł 47,1%. Niewielki wzrost udziału (o 0,6%) największych spółek obrotu wystąpił w przypadku sprzedaży do małych odbiorców i gospodarstw domowych.

Zestawienie kierunków sprzedaży energii elektrycznej pięciu największych sprzedawców przedstawiono w poniższej tabeli 3.2.2c.

³⁷⁾ W wyniku zaistniałego od 1 lipca 2007 r. prawnego unbundlingu w polskiej elektroenergetyce, na rynku energii elektrycznej pojawiły się wydzielone przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje wyłącznie na obrót energią elektryczną.

Tabela 3.2.2c. Struktura sprzedaży największych sprzedawców (stan na koniec 2007 r.)

Sprzedawcy	Udział w sprzedaży do odbiorców końcowych [w %]		
	≥ 2 GWh	50 MWh – 2 GWh	≤ 50 MWh
ENERGA-Obrót SA	14,2	17,3	18,3
ENEA SA	12,4	16,0	15,3
ENION Energia Sp. z o.o.	14,4	13,8	15,1
EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.	8,8	12,5	10,6
Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.	7,4	5,4	7,8

Źródło: URE.

Zmiana sprzedawcy

Aktywność konsumencka przejawiająca się korzystaniem z prawa wyboru sprzedawcy, które posiadają wszyscy odbiorcy od 1 lipca 2007 r. ciągle jest bardzo niska. Udział dużych i średniej wielkości podmiotów przemysłowych, którzy zmienili sprzedawcę wzrósł nieznacznie. Na koniec 2007 r. odnotowano także pierwszych odbiorców w gospodarstwach domowych którzy zmienili sprzedawcę, lecz ich udział w stosunku do wszystkich gospodarstw domowych jest śladowy (0,001%).

Ilustracją takiego stanu rzeczy są informacje ilościowe zawarte w tabelicy 3.2.2d na temat zmiany sprzedawcy.

Tabela 3.2.2d. Zmiana sprzedawcy

Rok	Odbiorcy, którzy zmienili sprzedawcę – według liczby punktów pomiarowych (1)			Udział odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę – według zużycia energii (2)			Liczba renowowanych umów*
	duże podmioty przemysłowe	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	
2005	59	89	2	15,16	0,000	0,000	57
2006	82	199	10	15,84	0,012	0,000	47
2007	b.d.**	b.d.**	b.d.**	16,95	0,128	0,001	44

* Renegocjacja umowy oznacza zmianę warunków umowy z dotychczasowym sprzedawcą.

** Dane w innym układzie (tabela 3.2.2e).

Źródło: (1) ARE SA, (2) URE.

Ze względu na zmianę sposobu raportowania Agencji Rynku Energii SA w 2007 r., dane dot. odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę zostały przedstawione wg kryterium zużycia energii, bez informacji o liczbie punktów pomiarowych (tabela 3.2.2e). Porównując dane z poszczególnych lat należy zwrócić uwagę na to, że wartości za 2007 r. dotyczą liczby odbiorców, podczas gdy w latach poprzednich dotyczyły liczby punktów pomiarowych.

Tabela 3.2.2e. Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę (stan na koniec roku)

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh]	Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę według zużycia energii	
	duże i średnie podmioty przemysłowe oraz małe przedsiębiorstwa	gospodarstwa domowe
> 2 000	40	–
50 – 2 000	16	–
< 50	7	541
Razem	63	541

Źródło: URE.

Dane pokazują, że nadal tylko część odbiorców widzi korzyści w korzystaniu z autonomii konsumenckiej, głównie dlatego, że w 2007 r. ceny energii elektrycznej i gazu dla wszystkich odbiorców były nadal regulowane. Główną przyczyną małego zainteresowania odbiorców był więc brak wystarczającej liczby konkurencyjnych ofert sprzedaży energii. Istniały także bariery natury prawnej i organizacyjnej, m.in. brak prawnego wydzielenia (w pierwszej połowie 2007 r.) operatorów systemów dystrybucyjnych oraz konsolidacja pionowa przedsiębiorstw energetycznych (wytworzenie i działalność sieciowa).

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej spółek obrotu w ramach TPA w 2007 r. był wyższy tylko o ok. 4,1% w porównaniu z 2006 r. i wynosił 8 815 GWh (7,8% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych zrealizowanych przez spółki dystrybucyjne).

Tabela 3.2.2f. Realizacja zasady TPA

Rok	Liczba odbiorców korzystających z zasady TPA	Energia dostarczona odbiorcom TPA [w GWh]	Procentowy udział energii w TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej
2005	35	7 433	7,0
2006	61	8 469	7,6
2007	604	8 815	7,8

Źródło: URE.

W sumie na koniec 2007 r. odnotowano 604 odbiorców, w tym 541 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. Główną przyczyną małej mobilności odbiorców był brak wystarczającej liczby konkurencyjnych ofert sprzedaży energii. Ten niedostatek rynkowych ofert wynikał głównie z utrzymującej się regulacji cen energii elektrycznej, niedoskonałości funkcjonowania rynku hurtowego oraz braku zainteresowania sprzedawców formułowaniem ofert dla drobnych odbiorców, szczególnie dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Procedura zmiany sprzedawcy

Procedura zmiany sprzedawcy w Polsce jest regulowana w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi opracowywanej przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych i przedstawianej do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

W 2007 r. wyeliminowane zostały pewne problemy ograniczające korzystanie z TPA. Wprowadzone zostały jednolite wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych, jednolita procedura zmiany sprzedawcy, a także standardy obsługi odbiorców. Dodatkowo dla odbiorców, którzy nie mają liczników z odczytami godzinowymi poboru energii, dopuszczono stosowanie tzw. profili zużycia energii, które umożliwiają im korzystanie z nabytych uprawnień, bez konieczności poniesienia dodatkowych kosztów i bez zbędnej zwłoki.

Pierwsza zmiana sprzedawcy, zgodnie z zapisami instrukcji, powinna nastąpić w ciągu 60 dni (za wyjątkiem dwóch OSD, gdzie termin zmiany sprzedawcy dla odbiorców w gospodarstwach domowych wynosił 90 dni), każda kolejna zmiana powinna nastąpić w ciągu 30 dni. Po przyjęciu zgłoszenia faktu zawarcia umowy z nowym sprzedawcą procedurę zmiany przeprowadza OSD, odpowiadając za jej terminową realizację.

Ponadto odbiorcy w gospodarstwach domowych mają możliwość zawarcia umowy kompleksowej ze sprzedawcą energii lub udzielenia wybranemu sprzedawcy pełnomocnictwa do załatwiania spraw związanych ze zmianą sprzedawcy. Wówczas ten nowo wybrany sprzedawca organizuje w imieniu odbiorcy cały proces zmiany sprzedawcy.

W 2007 r. obowiązywało czasowo ograniczenie dla odbiorców z grup taryfowych G i C (gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa), którzy mogli dokonywać nieodpłatnie zmiany sprzedawcy tylko dwa razy w ciągu 12 kolejnych miesięcy.

W 2007 r. zostały wszczęte postępowania w sprawie zatwierdzenia przez Prezesa URE nowych instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych. Do końca roku została zatwierdzona

pierwsza z nich, w której procedura zmiany sprzedawcy została skrócona do 30 dni w przypadku pierwszej zmiany oraz do 14 dnia w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy. Ponadto usunięte zostały ograniczenia w ilości zmian sprzedawcy.

Ceny detaliczne energii elektrycznej

Ceny energii elektrycznej dla odbiorcy z grupy Dc i typowego gospodarstwa domowego wynikają z taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE, obowiązujących w 2007 i 2008 r. Dla zdefiniowanych odbiorców Ig i Ib ceny energii elektrycznej w 2007 r. zostały przyjęte zgodnie z taryfami zatwierdzonymi dla 14 spółek dystrybucyjnych, obowiązującymi w 2007 r., natomiast w 2008 r. ceny wynikają z danych zawartych w Biuletynie Kwartalnym ARE za I kwartał 2008 r.

Tabela 3.2.2g. Poziom cen detalicznych energii elektrycznej i ich struktura

Grupa** [euro/MWh]	Ig		Zmiana [w %]	Ib		Zmiana [w %]	Dc		Zmiana [w %]	Typowe gospodarstwo domowe****		Zmiana [w %]
	2007	2008*		2007	2008*		2007	2008*		2007	2008*	
Cena energii**	37,05	48,55	31,04	38,46	49,97	29,93	40,56	54,65	34,74	40,18	54,53	35,71
Oplaty sieciowe***	17,69	15,38	-13,06	70,66	75,72	7,16	48,43	48,73	0,62	53,46	62,69	17,27
Podatki****	12,04	14,06	16,78	24,01	27,65	15,16	19,58	22,74	16,14	20,60	25,79	25,19
Inne opłaty												
Całkowita cena energii (suma)	66,78	77,99	16,78	133,13	153,34	15,18	108,57	126,12	16,16	114,24	143,01	25,18

Średni kurs NBP: w 2007 r. – 3,7829, w I-V 2008 r. – 3,5154.

- * Cechy grup w 3.1.3.
- ** Cena energii = całkowita cena energii – opłaty sieciowe – podatki – inne opłaty.
- *** Opłaty sieciowe obejmują: koszty operatora systemu, koszty związane z przesyłem i dystrybucją oraz koszty zarządzania ograniczeniami – włączając marżę, wyłączając podatki.
- **** VAT, podatki związane z energią elektryczną, podatki lokalne.
- ***** Gospodarstwo domowe to gospodarstwo zużywające energię w wysokości 2003,08 kWh³⁸⁾.

Źródło: URE.

Wielkości zawarte w tabeli 3.2.2g wynikają z dynamiki aprecjacyjnej kursu złotego wobec euro.

W 2008 r. zmienił się sposób stanowienia cen dla odbiorców końcowych. Od 1 stycznia 2008 r. weszły w życie taryfy dla 14 największych OSD w zakresie stawek opłat za usługi dystrybucyjne, a od 1 lutego 2008 r. wprowadzone zostały taryfy zatwierdzone dla 12 przedsiębiorstw obrotu zawierające ceny energii elektrycznej tylko dla odbiorców grup taryfowych G.

Czasowe utrzymanie obowiązku przedkładania przez przedsiębiorstwa wykonujące zadania sprzedawcy z urzędu taryf w obrocie energią elektryczną dla odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G Prezesowi URE do zatwierdzenia³⁹⁾, powinno być poprzedzone wdrożeniem działań zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i ochronę odbiorców przed nadmiernym ryzykiem, w tym ryzykiem nieuzasadnionego wzrostu cen energii elektrycznej.

³⁸⁾ Określono na podstawie danych za 2007 r. zebranych w sprawozdaniu statystycznym G-10.4k Dział 1 wiersz 8, dzieląc ilość energii dostarczonej odbiorcom w gospodarstwach domowych przez liczbę gospodarstw domowych.

³⁹⁾ Na podstawie art. 10 ust. 2 ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2 u-Pe.

Skargi odbiorców i zapytania ofertowe

Pewnym źródłem informacji o stanie funkcjonowania rynku detalicznego są reakcje odbiorców wyrażane np. skargami o odzwierciedlającymi nieprawidłowości w ciągłości i jakości dostarczania energii, bądź też w formie prośby o udzielenie informacji.

W Urzędzie Regulacji Energetyki jest stanowisko Rzecznika Praw Odbiorców Energii, który takimi sprawami się zajmuje. Ponadto wiele z nich jest bezpośrednio zgłaszanych do oddziałów terenowych URE (dziewięć jednostek na terenie całego kraju).

W 2007 r. w URE zarejestrowano ogółem 593 skargi oraz 819 zapytań ofertowych.

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tabelach 3.2.2h oraz 3.2.2i.

Tabela 3.2.2h. Skargi*

Wyszczególnienie	Fakturowanie	Układy pomiarowe – opomiarowanie	Odlączenie od sieci	Myląca reklama	Praktyki komercyjne	Warunki umowy	Zmiana sprzedawcy	Obsługa odbiorców	Inne
Liczba	50	96	50	0	1	44	2	131	219

* Skargą jest każdy problem/nieprzyjemność z którym spotyka się odbiorca oraz jest on związany, skierowany do dostawcy bądź sprzedawcy energii elektrycznej lub innego podmiotu (przykładowo Regulatora, Rzecznika Praw Odbiorców Energii, innego organu zajmującego się rozpatrywaniem skarg).

Źródło: URE.

Tabela 3.2.2i. Zapytanie ofertowe*

Wyszczególnienie	Fakturowanie	Układy pomiarowe – opomiarowanie	Odlączenie od sieci	Myląca reklama	Praktyki komercyjne	Warunki umowy	Zmiana sprzedawcy	Obsługa odbiorców	Inne
Liczba	174	212	20	0	0	61	96	27	229

* Zapytaniem ofertowym jest zapytanie odbiorcy dotyczące prośby o udzielenie informacji skierowane do dostawcy bądź sprzedawcy energii elektrycznej lub innego podmiotu (przykładowo Regulatora, Rzecznika Praw Odbiorców Energii, innego organu zajmującego się rozpatrywaniem skarg lub organizacji konsumenckiej).

Źródło: URE.

3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym

Dla prawidłowego funkcjonowania konkurencji w elektroenergetyce kluczowe znaczenie mają warunki działania, zarówno przedsiębiorstw wytwórczych, jak i dostawczych, zapobiegające nadużywaniu przez nich pozycji dominującej. Dostępność informacji należy zaś do najistotniejszych czynników wpływających na jakość funkcjonowania rynków konkurencyjnych.

Działalność wytwórców:

- Zasady przejrzystości w zakresie publikacji informacji na temat dostępnych mocy produkcyjnych, okresu od dokonania zamówienia do jego realizacji oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i zapotrzebowania na nie

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.

- Warunki rządzące sprzedażą energii elektrycznej – w zakresie przeprowadzania przetargów na generację wymuszoną i usługi związane z właściwym funkcjonowaniem systemu energii elektrycznej są znane uczestnikom rynku. Warunki te zawiera, zamieszczona na stronie internetowej OSP, instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Energia elektryczna na potrzeby bilansowania systemu jest kupowana w ramach administrowanego przez OSP mechanizmu bilansującego. Mechanizm zakupu opiera się na aukcji jednostronnej, w której aktywną stroną są wytwórcy energii składający oferty jej sprzedaży. Zaś regulacyjne usługi systemowe oraz usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych kupowane są w ramach umów pomiędzy OSP a uczestnikami rynku. Proces kontraktowania tych usług odbywa się w drodze udzielenia zamówienia publicznego⁴⁰⁾.

- Zasady nadzoru rynku: podzielność kompetencji pomiędzy różne organy administracji rządowej:
 - 1) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, 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 Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, 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 celu realizacji uprawnień nadzorczych upoważniony przedstawiciel Komisji ma prawo wstępu do siedziby i do lokalu spółki prowadzącej giełdę lub giełdową izbę rozrachunkową w celu wglądu do ksiąg, dokumentów i innych nośników informacji, zaś na żądanie Komisji lub jej upoważnionych przedstawicieli spółka prowadząca giełdę lub giełdową izbę rozrachunkową jest obowiązana do niezwłoczno sporządzenia i przekazania kopii dokumentów oraz innych nośników informacji.

Podstawowym sposobem realizacji nadzorczych kompetencji Prezesa URE jest ciągły monitoring funkcjonowania systemu i rynku elektroenergetycznego i podejmowanie przewidzianych prawem środków, na przykład uznanie, że określony segment rynku działa na warunkach konkurencyjnych, wobec czego zmniejszają się ograniczenia regulacyjne wobec przedsiębiorców⁴¹⁾. Prezes URE bada też m.in. poziom cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i publikuje wyniki⁴²⁾.

⁴⁰⁾ Stosowne procedury w tym zakresie określa ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2004 r. Nr 19, poz. 177, z późn. zm.).

⁴¹⁾ Uwzględniając zaawansowany proces wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym oraz po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej z 1 lipca 2001 r., wytwórcy energii elektrycznej zostali zwolnieni przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

⁴²⁾ Prezes URE do 31 marca każdego roku ogłasza w Biuletynie URE i na swojej stronie internetowej średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.

- Działania Prezesa UOKiK w odniesieniu do wytwórców

Działania Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw sektora energetycznego, w tym przedsiębiorstw wytwórczych 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.

W 2007 r. Prezes UOKiK nie wydał żadnej decyzji stwierdzającej wykonywanie przez przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej praktyk ograniczających konkurencję.

Wszczęto jedno postępowanie antymonopolowe w związku z podejrzeniem nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwo wytwórcze na lokalnym rynku sprzedaży węgla kamiennego. Przedsiębiorstwu temu zarzucono narzucanie nadmiernie wygórowanych cen węgla oraz ograniczanie produkcji i zbytu węgla brunatnego.

Postępowanie to zostało umorzono z powodu braku pozycji dominującej przedsiębiorstwa.

Ponadto, w 2007 r. wszczęto postępowanie antymonopolowe w związku z podejrzeniem nadużywania pozycji dominującej polegającego na przeciwdziałaniu rozwojowi konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej poprzez:

- stosowanie uciążliwych procedur przyłączania farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej, które mogą utrudniać i bezzasadnie opóźniać uzyskanie warunków przyłączenia do sieci,
- rażące naruszanie określonych w przepisach prawnych terminów wydania warunków przyłączenia oraz określenia zakresu ekspertyzy wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.

Jednocześnie w 2007 r. Prezes UOKiK rozpatrzył 10 wniosków o wydanie zgody na dokonanie koncentracji z udziałem przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

W przypadku 8 spraw Prezes UOKiK wyraził, w oparciu o art. 17 lub art. 18 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, zgodę na koncentrację przedsiębiorstw, uznał bowiem, że w wyniku koncentracji nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej.

Natomiast w odniesieniu do dwóch koncentracji Prezes UOKiK uznał, że przyczynią się one w istotny sposób do ograniczenia konkurencji. W tych przypadkach nie wydano zgody na podstawie art. 17 lub 18 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Jednocześnie koncentracje te spełniały przesłanki wydania zgody na podstawie art. 19 ust. 2 lub 20 ust. 2 tej ustawy, przyczyniając się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Podzielność kompetencji między wymienionymi organami administracji rządowej służy przejrzystości działań poszczególnych organów. Nie wyklucza to jednak potrzeby współdziałania w sprawach dotyczących sektora elektroenergetycznego. Współpraca Prezesa URE z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów polega na przekazywaniu spraw według właściwości, zgłaszaniu naruszeń prawa, zgodnie z zakresem kompetencji urzędów, wymiany informacji i wiedzy, a także uczestnictwa we wspólnych szkoleniach. Podobnie współpraca Prezesa URE z Ministrem Gospodarki opiera się na opiniowaniu projektów ustaw i rozporządzeń, przedstawianiu stanowisk i wniosków w zakresie spraw związanych z elektroenergetyką,

- Funkcjonowanie wirtualnych elektrowni lub innych form obrotu udostępnionymi mocami produkcyjnymi

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

Działalność sprzedawców:

- Zasady przejrzystości działania i stopień dostępności informacji

Zasada ta jest realizowana przez publikację informacji, najczęściej w Internecie. Strony internetowe spółek prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną zawierają głównie informacje o przedsiębiorcy. Kilka z nich prezentuje 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 Towarzystwa Obrót Energiją, 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.

- Struktura kontraktów (w tym dopuszczalność kontraktów długoterminowych obwarowanych restrykcjami lub klauzulami dotyczącymi kar pieniężnych nakładanych w związku z ich przedterminowym rozwiązaniem)

Przedsiębiorstwa obrotu prezentują zazwyczaj swoją ofertę odbiorcom końcowym w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są negocjowane z każdorazowym kontrahentem i różnią 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, miesięczny, półroczny, najdłuższe – do roku. Najczęściej mają postać umowy ramowej, w której zawiera się każdorazowo porozumienie transakcyjne. Występują też umowy sprzedaży z określonej z góry ilości energii. Większość umów zawiera postanowienia regulujące odpowiedzialność stron umowy na wypadek niewywiązania 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 z zakresu polityki ochrony i promowania konkurencji

W związku z planowanym na 1 lipca 2007 r. unbundlingiem operatorów systemów dystrybucyjnych oraz przyznaniem z tym dniem prawa wyboru sprzedawcy ostatniej – najliczniejszej – grupie odbiorców energii, Prezes URE prowadził w ramach posiadanych kompetencji prace zmierzające do zbudowania konkurencyjnych relacji rynkowych i uwolnienia cen energii. W konsekwencji podjętych działań zwolnił sprzedawców energii z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe a w grupie gospodarstw domowych prowadził w dostępnym zakresie działania informacyjno-edukacyjne, których celem była aktywizacja tej części strony popytowej rynku energii elektrycznej. Za podstawę aktywności odbiorcy uznano rzetelną informację na temat jego pozycji na uwolnionym rynku energii, nowych relacjach, prawach i obowiązkach. Prezes URE uruchomił na stronie internetowej urzędu (www.ure.gov.pl) witrynę „Poradnik Otwarcia Rynku”, zawierającą podstawowe informacje dotyczące liberalizacji rynku i praw odbiorców, uczestniczył w konferencjach, opublikował i nadal publikuje informacje o wolnym rynku energii w ogólnodostępnej prasie i własnych wydawnictwach. Od 1 lipca 2007 r. w centrali URE, a następnie także w oddziałach terenowych, uruchomione zostały specjalne linie telefoniczne, pod którymi pracownicy URE udzielają wyjaśnień i porad dotyczących wolnego rynku energii i problematyki związanej ze zmianą sprzedawcy. Prezes URE opracował także i zrealizował program terenowych warsztatów upowszechniających wiedzę o rynku wśród rzeczników konsumentów (październik 2007 r.). Celem spotkań prowadzonych w ramach warsztatów było nie tylko przekazanie wiedzy i informacji o wolnym rynku energii ale także poinformowanie rzeczników konsumentów o nowego rodzaju ryzykach, związanych z ewentualnymi nieuczciwymi praktykami sprzedawców.

4. REGULACJA I POSTĘPY W PROCESIE BUDOWY WSPÓLNOTOWEGO RYNKU GAZU ZIEMNEGO

4.1. Problematyka regulacji

Regulacja w sektorze gazu, biorąc pod uwagę cele i stosowane narzędzia, nie różni się zasadniczo od regulacji w sektorze elektroenergetycznym. Sektor gazu pozostaje w pełni zmonopolizowany. Przy takiej strukturze rynku, nawet po wydzieleniu operatorów systemów dystrybucyjnych, nie ma warunków do zaistnienia realnej konkurencji.

Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej oraz wydobywczej w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG SA (GK PGNiG SA) oznacza utrzymanie *status quo* i z jednej strony nie będzie sprzyjało poprawie efektywności działalności, z drugiej zaś sprzyjało osiągnięciu nieuzasadnionych korzyści monopolistycznych.

Ze względu na to, że rynek gazu jest rynkiem międzynarodowym, uzależnionym w dużej mierze od importu, kwestie bezpieczeństwa dostaw czyli dywersyfikacja źródeł gazu oraz dostęp do magazynów gazu, nabrały w 2007 r. szczególnego znaczenia. W sektorze wprowadzono dodatkowe regulacje polegające na konieczności utrzymywania w magazynach zapasów gazu przez podmioty zajmujące się obrotem gazem z zagranicą. W takiej sytuacji nie było możliwe odejście od administracyjnej regulacji o restrykcyjnym charakterze na rzecz mechanizmów rynkowych.

4.1.1. Zagadnienia ogólne

W 2007 r. do 1 lipca uprawnionych do korzystania z wyboru sprzedawcy było ok. 58 tys. podmiotów co stanowiło blisko 72% otwarcia rynku. Od 1 lipca 2007 r. uprawnienie uzyskały wszystkie gospodarstwa domowe (tabela 4.1.1a).

Tabela 4.1.1a. Odbiorcy uprawnieni do zmiany dostawcy

Okres	Próg uprawniający do zmiany sprzedawcy [w mld m ³ /rok]	Udział zużycia przez podmioty uprawnione w zużyciu ogółem [w %]
do 1 lipca 2007 r.	wszyscy bez gosp. domowych	71
od 1 lipca 2007 r.	wszyscy	100

Źródło: URE.

4.1.2. Zarządzanie i alokowanie zdolności przesyłowych transgranicznych połączeń międzysystemowych i mechanizm zarządzania ograniczeniami sieciowymi

Bieżącą alokacją zdolności przesyłowych oraz zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi połączeń międzysystemowych zajmuje się OGP Gaz-System SA, zapewniając integralność systemu i dotrzymanie wymagań eksploatacyjnych sieci przesyłowej. Aspekty funkcjonowania sieci przesyłowej zostały szczegółowo sprecyzowane w zatwierdzonej przez Prezesa URE drugiej części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) dotyczącej zasad bilansowania i zarządzania ograniczeniami sieciowymi, którą wraz z projektem wzorcowej umowy przesyłowej oraz mapą i katalogiem punktów „wejścia/wyjścia” operator publikuje na stronie internetowej.

W tabeli 4.1.2a zamieszczono informację o występujących w 2007 r. ograniczeniach systemowych i sposobach ich usuwania.

Tabela 4.1.2a. Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi

Miejsce występowania	Charakterystyka ograniczeń	Sposób zapobiegania	Zdolność przesyłowa w miejscu występowania ograniczenia
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-Ploty-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	7 417 tys. m ³ /dobę
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	1 399 tys. m ³ /dobę

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Deficyt zdolności w systemie krajowym wynika z niewystarczających inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowej. W rezultacie rejony kraju dotknięte ograniczeniami sieciowymi charakteryzują się znaczną liczbą odmów przyłączenia do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Ponadto w okresie zwiększonego zapotrzebowania na gaz istnieją problemy z zapewnieniem zapotrzebowania odbiorców już przyłączonych do sieci dystrybucyjnych.

W tabeli 4.1.2b zostały przedstawione informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA.

Tabela 4.1.2b. Połączenia międzysystemowe z operatorami innych systemów

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność przesyłowa* [wmln m ³ /rok]	Rezerwa zdolności przesyłowych na kontrakty długoterminowe [wmln m ³ /rok]	Wykorzystane zdolności przesyłowe [wmln m ³ /rok]	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji
ONTRAS	Niemcy	Lasów	1 072,71	1 072,71	779,20	Polska	doba/godzina
ONTRAS	Niemcy	Gubin	17,52	17,40	3,83	Polska	doba/godzina
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	1,40	1,34	0,26	Polska	doba/godzina
Severomoravske plynarenske	Czechy	Głucholazy	105,12	30,56	0,02	Polska	doba/godzina
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	5 589,60	5 359,54	3 930,05	Polska	doba/godzina
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	188,24	188,24	60,35	Polska	doba/godzina
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	5 475,00	5 047,96	1 876,75	Polska	doba/godzina
EuRoPol GAZ SA	Polska	Włocławek	3 066,00	2 977,30	1 668,77	Polska	doba/godzina
EuRoPol GAZ SA	Polska	Lwówek	2 365,20	2 365,07	989,34	Polska	doba/godzina
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	87,60	87,60	39,02	Niemcy	doba/godzina

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

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Z tabeli 4.1.2b wynika, że na wszystkich wejściach do krajowego systemu przesyłowego udział mocy przesyłowych zarezerwowanych długoterminowo wynosi w większości punktów prawie 100%. Jedyną rezerwą mocy przesyłowych występuje na połączeniu z Czechami w Głucholazach.

Jednak z uwagi na ograniczenia fizyczne (słabo rozbudowany krajowy system przesyłowy w tym rejonie) punkt ten nie jest wykorzystywany. W związku z prawie całkowitą rezerwacją zdolności przesyłowych przez przedsiębiorstwo zasiedziałe w 2007 r. nie istniał obrót zdolnościami przesyłowymi na rynku wtórnym. W związku z tym nie zostały opracowane stawki opłat taryfowych dla mocy przesyłowych na rynku wtórnym.

Zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w „kodeksie sieciowym” w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Zapisy kodeksu przewidują stosowanie zasady *use-it-or-lose-it* do usuwania ograniczeń kontraktowych przez OSP. 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 OGP Gaz-System SA.

W 2007 r. OGP Gaz-System prowadził intensywne prace zmierzające do uruchomienia internetowej platformy informacyjnej. Stopień wypełniania obowiązków informacyjnych nałożonych na OSP był przedmiotem oceny ERGEG. Ustalono, że większość wymogów w tym zakresie jest właściwie wypełniana przez operatora.

Metodologia wyznaczania maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, zgodna z ogólnie obowiązującymi normami, nie była przedmiotem odrębnej oceny Regulatora. Elementy oceny mogą być jednak realizowane w przypadku analizy przesłanek odmowy przyłączenia do sieci oraz zasadności nowych inwestycji sieciowych, jednak w 2007 r. nie było takich przypadków.

Na terytorium Polski nie były tworzone odrębne warunki zawierania kontraktów tranzytowych zgodnie z Artykułem 3(1) Dyrektywy 91/296. Dlatego przedsiębiorstwo SGT EuRoPol Gaz SA, będące właścicielem sieci przesyłowej odcinka „Jamał” 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 w/w podmioty dysponują zdolnością przesyłową gazociągu tranzytowego z uwzględnieniem etapów jego budowy. Umowa na tranzyt gazu przez terytorium Polski obowiązuje do końca 2019 r. W związku z tym w 2007 r. polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego „Jamał” przetransportowano następujące ilości gazu:

- OOO „Gazprom Eksport” – 26,057 mld m³,
- PGNiG SA – 2,657 mld m³.

4.1.3. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Zarządzanie systemem gazowym w Polsce realizowane jest przez jednego operatora systemu przesyłowego (OSP) i 6 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

Od 1 lipca 2005 r. operatorem systemu przesyłowego na terenie całej Polski jest Operator Gazociągów Przesyłowych „Gaz-System” SA⁴³⁾. Długość sieci eksploatowana przez OSP na koniec 2007 r. wynosiła 13 877 km natomiast w związku z przekazaniem od 1 stycznia 2008 r. do OSD części majątku sieciowego – 9 900 km⁴⁴⁾.

Dla pełnej niezależności OSP niezbędne jest posiadanie własnego majątku sieciowego. Obecnie OGP Gaz-System SA etapami wykupuje od PGNiG SA poszczególne elementy leasingowanego systemu przesyłowego. Następuje sukcesywny transfer majątku sieciowego z PGNiG SA do Gaz-System SA na skutek przejęcia aportem od Skarbu Państwa majątku przekazanego przez PGNiG SA w ramach dywidendy rzeczowej z zysku. Zwiększenie majątku następuje również w wyniku prowadzonych przez operatora działań inwestycyjnych⁴⁵⁾.

⁴³⁾ Spółka jest w 100% własnością Skarbu Państwa. Na dzień 31 grudnia 2007 r. była właścicielem ok. 43% majątku przesyłowego. Pozostała część tego majątku – przez nią eksploatowana na podstawie umowy leasingu operacyjnego – należała do PGNiG SA.

⁴⁴⁾ Zgodnie z przyjętym przez Radę Ministrów 20 marca 2007 r. dokumentem pt. „Polityka dla przemysłu gazowego” PGNiG SA został zobowiązany do wyłączenia z umowy leasingowej aktywów właściwych dla systemu dystrybucyjnego i wniesienie ich do operatorów systemów dystrybucyjnych.

⁴⁵⁾ 1 stycznia 2008 r. majątek własny stanowił ok. 52% ogółu majątku eksploatowanego przez Gaz-System SA. Operator kreuje odrębny wizerunek – własne logo i serwis internetowy.

Ponadto pod koniec I półrocza 2007 r. z 6 spółek dystrybucyjnych GK PGNiG SA zostali wydzieleni operatorzy systemu dystrybucyjnego. Ich właścicielem w 100% pozostał PGNiG SA. Łączna długość sieci dystrybucyjnych na koniec 2007 r. wynosiła 121 406,44 km.

Taryfy sieciowe

Tryb zatwierdzania taryf dla paliw gazowych⁴⁶⁾ polega na sprawdzeniu, czy taryfa spełnia wymogi określone w ustawie oraz aktach wykonawczych, tj. rozporządzeniu taryfowym oraz przyłączeniowym. Zgodnie z przepisami, taryfa przedsiębiorstwa zajmującego się działalnością przesyłania lub dystrybucji powinna zapewniać:

- pokrycie kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności, tj. kosztów niezbędnych do poniesienia ze względów techniczno-organizacyjnych lub ekonomicznych w celu prowadzenia przez przedsiębiorstwo działalności, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność,
- pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań,
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem stawek opłat i być zgodna z aktami wykonawczymi do u-Pe, w tym z przepisami rozporządzenia w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf, gdyż – stosownie do postanowień art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego – tylko zgodność taryfy z przepisami tego rozporządzenia uprawnia Prezesa URE do jej zatwierdzenia.

Z uwagi na to, że obowiązujące w 2007 r. rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi nie było dostosowane do postanowień u-Pe w kształcie wprowadzonym nowelizacją z 4 marca 2005 r., jak również zmian, które dokonały się na polskim rynku gazowym przez cały 2007 r. kluczowe przedsiębiorstwa sektora gazowego, tj. PGNiG SA, Gaz-System SA oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych stosowali taryfy zatwierdzone w marcu 2006 r. w zakresie cen gazu zostały skorygowane (w grudniu 2006 r.), w których stawki opłat były stawkami grupowymi. Jedynym przedsiębiorstwem, które stosowało inne stawki niż grupowe był System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA⁴⁷⁾.

Rodzaj zbieranych informacji

Jakkolwiek do października 2007 r. nie ukazało się rozporządzenie Ministra Gospodarki, które umożliwiłoby Prezesowi URE zatwierdzenie taryf operatorom sieci oraz PGNiG SA to zważywszy na:

- planowany przez PGNiG od 1 stycznia 2008 r. znaczny wzrost kosztów działalności obrotu, wynikający ze wzrostu kosztów zakupu gazu z importu, spowodowanego wzrostem cen produktów ropopochodnych, w oparciu o które ustalane są ceny importowe oraz
- wyłączenie od 1 stycznia 2008 r. majątku, o znacznej wartości, zarządzanego przez Gaz-System i przekazanie go operatorom systemu dystrybucyjnego, co prowadzi do spadku kosztów własnych operatora przesyłowego i wzrostu tych kosztów u operatorów dystrybucyjnych.

Prezes URE, mając nadzieję, iż w trakcie trwającego postępowania administracyjnego – na drodze szybkiej ścieżki legislacyjnej – wydane zostanie nowe rozporządzenie taryfowe określił swoje oczekiwania w zakresie przedkładanych wniosków taryfowych. Dane, których wymagał od przedsiębiorstw sieciowych, były następujące:

- długość sieci w podziale na ciśnienia,
- liczba i moc stacji redukcyjnych,
- wartość majątku trwałego przedsiębiorstwa, w tym majątku sieciowego,
- 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,

⁴⁶⁾ Zgodnie z art. 47 u-Pe.

⁴⁷⁾ W 2007 r. SGT EuRoPol GAZ SA stosował stawki dystansowe.

- 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.

Powyższe dane zbierane były za ostatni rok sprawozdawczy (tj. rok poprzedzający rok ustalenia taryfy, dla którego sprawozdanie finansowe zostało zbadane zgodnie z przepisami o rachunkowości) oraz dotyczyły wielkości planowanych na rok obowiązywania taryfy przedkładanej do zatwierdzenia.

Ponieważ w 2007 r. rozporządzenie taryfowe jednak nie ukazało się, postępowania o zatwierdzenie taryf ustalonych przez ww. przedsiębiorstwa nie zostały zakończone.

Sposób dokonywania oszacowania zbieranych informacji

Podstawową gwarancją rzetelności danych za rok sprawozdawczy jest oświadczenie o ich prawdziwości, obwarowane groźbą kary więzienia do lat 3 w przypadku podania informacji nieprawdziwych. Wymienionym sankcjom podlegają osoby upoważnione do reprezentowania przedsiębiorstwa przed organem regulacji. Niezależnie od tego bada się, czy dane finansowe przedstawiane we wniosku taryfowym za rok sprawozdawczy nie przekraczają odpowiadających wielkości ze sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa oraz są zbieżne z danymi przedstawianymi w monitoringu prowadzonym przez organ regulacji raz na kwartał. Zaznaczyć przy tym należy, że sprawozdania finansowe 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, jak i trendami z lat wcześniejszych. Ponadto, głównie w grupach taryfowych o znacznej liczbie odbiorców (powyżej 100), badane są zachowania trendów średniej ilości przesłanego gazu na jednego odbiorcę i średniej wielkości zamówionej mocy na jednego odbiorcę. Dodatkowo porównywane są zgodności bilansów gazu oraz zamówionych mocy planowanych przez operatorów systemów gazowych i przedsiębiorstwa obrotu gazem.

Narzędzia dokonywania oceny potencjału w zakresie poprawy efektywności

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

Okres regulacji

Z uwagi na brak znowelizowanych rozporządzeń wykonawczych w 2007 r. do u-Pe oraz zmian jakie miały miejsce na rynku gazowym (polegających na rozdzieleniu działalności obrotu i dystrybucji, połączeniu obrotu hurtowego z detalicznym oraz na przekazaniu części majątku z działalności w zakresie przesyłania do dystrybucji) zaplanowano roczny okres obowiązywania taryfy.

Opłaty sieciowe

W tabeli 4.1.3a przedstawiono opłaty za świadczone, w ramach umowy kompleksowej, usługi sieciowe dla trzech grup odbiorców o określonej charakterystyce poboru gazu wysokometanowego. Zaznaczyć przy tym należy, że opłaty te dla 2007 r., ustalone zgodnie z postanowieniami

obowiązującego wówczas rozporządzenia taryfowego, pokrywały koszty przesyłania tego gazu sieciami SGT EuRoPol Gaz SA, podczas gdy opłaty ustalone na podstawie stawek wprowadzonych od 25 kwietnia 2008 r., zgodnie z nowym rozporządzeniem taryfowym (weszło w życie 20 lutego 2008 r.) – kosztów tych nie pokrywają. Są one bowiem pokrywane opłatami za gaz jako towar. Podkreślić również trzeba, że w podstawie kalkulacji stawek sieciowych ujęte są koszty magazynowania gazu w instalacjach własnych przedsiębiorstwa realizującego dostawę gazu w ramach umowy kompleksowej. Stawki sieciowe dla odbiorców gazu przyłączonych do sieci dystrybucyjnych pokrywają koszty przesyłania tego gazu siecią przesyłową OGP Gaz-System SA.

Tabela 4.1.3a. Opłaty sieciowe dla gazu ziemnego wysokometanowego (netto)

Symbol odbiorcy	Zużycie [w GJ/rok]	Współ. obciążenia [w h]	Opłata sieciowa ustalona na podstawie stawek opłat obowiązujących				
			zakres	w 2007 r.		od 25 kwietnia 2008 r.	
				[w euro]	[w euro/GJ]	[w euro]	[w euro/GJ]
I4-1	418 600	4 000	min	408 645,63	0,98	401 774,66	0,96
			max	518 589,69	1,24	649 180,96	1,55
I1	418,6	–	min	1 206,73	2,88	1 587,45	3,79
			max	1 353,84	3,23	1 848,23	4,42
D3	8,37	–	min	239,75	2,86	310,51	3,71
			max	272,25	3,25	367,55	4,39

Średni kurs NBP: w 2007 r. – 3,7829, w maju 2008 r. – 3,4069.

Źródło: URE.

Opłaty przedstawione w tabeli 4.1.3b za użytkowanie sieci ustalone są na podstawie stawek opłat z zatwierdzonej taryfy OSP i stawek z taryf OSD (min i max). W praktyce nie mają one zastosowania w odniesieniu do konkretnego odbiorcy, ponieważ aktualnie jedynym użytkownikiem zarówno sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych jest PGNiG SA. Ponadto operatorzy sieci dystrybucyjnych posiadają z Gaz-System SA jedynie umowy operatorskie. Oznacza to, że PGNiG SA, na potrzeby odbiorców przyłączonych do sieci OSD nabywa usługi przesyłowe. A zatem zarówno opłaty za użytkowanie sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej pokrywają uzasadnione koszty własne ponoszone przez operatorów sieci, gwarantując im zwrot z zaangażowanego kapitału.

Tabela 4.1.3b. Opłaty za użytkowanie sieci (netto)

Symbol odbiorcy	Zużycie [w GJ/rok]	Zakres	2007 r.		od 25 kwietnia 2008 r.	
			[w euro]	[w euro/GJ]	[w euro]	[w euro/GJ]
I4-1	418 600,0					
Na sieci przesyłowej			340 851,41	0,81	351 710,63	0,84
Na sieci dystrybucyjnej		min			184 299,77	0,44
		max			343 491,46	0,82
I1	418,6	min			1 050,07	2,51
		max			1 232,08	2,94
D3	83,7	min			213,80	2,55
		max			271,54	3,24

Średni kurs NBP: w 2007 r. – 3,7829, maj 2008 r. – 3,4069.

Źródło: URE.

W taryfie PGNiG SA – zatwierdzonej w marcu 2006 r. i obowiązującej w 2007 r. – ustalone były co prawda stawki za magazynowanie, ale w rzeczywistości odpowiadały one kosztom magazynowania gazu w instalacjach magazynowych będących własnością PGNiG SA na rzecz obsługiwanych przez nie odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej.

Należy podkreślić, że PGNiG SA nie świadczyło (i w dalszym ciągu tego nie robi!!!) usług magazynowych a jedynie wykorzystywało własne magazyny w celu zapewnienia obsługiwanych przez siebie odbiorcom bezpieczeństwa dostaw w okresie wzmożonego zapotrzebowania na paliwo gazowe.

Średnia stawka opłat za magazynowanie (lub *de facto* koszt magazynowania we własnych instalacjach) w 2007 r. wyniósł 10,59 zł/1000 m³. Natomiast w taryfie PGNiG SA zatwierdzonej w 2008 r. nie znalazły się stawki opłat za magazynowanie, gdyż zdaniem firmy zdolności magazynów, których jest właścicielem, zezwalają jedynie na ich wykorzystanie dla własnych potrzeb. Koszt utrzymania tych magazynów – stosownie do postanowień obowiązującego rozporządzenia taryfowego – jest podstawą kalkulacji stawek sieciowych.

Rola organu regulacji w procesie dokonywania oceny efektywności funkcjonowania sieci

Z uwagi na fakt, że Prezes URE nie zatwierdza metodologii stanowienia przez przedsiębiorstwa taryf, lecz zatwierdza ustalone przez te przedsiębiorstwa taryfy, jego rola sprowadza się do zaakceptowania przedsiębiorstwu takich przychodów, aby mogło ono zapewnić 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.

Należy przy tym zaznaczyć, że Ocena funkcjonowania sieci dokonywana jest już w trakcie projektów uzgadniania planów rozwojów na kolejne lata, w których Prezes URE analizuje celowość poniesienia planowanych nakładów w kontekście rozwoju sieci i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Źródłem finansowania inwestycji uznanych za uzasadnione są przychody taryfowe. Ponadto symptomem sprawności dostarczania paliwa gazowego do odbiorców jest także wskaźnik średniego czasu przerw w dostawach. W taryfach przedsiębiorstw sieciowych zostały zawarte postanowienia odnoszące się do wysokości bonifikat z tytułu jakości świadczonych usług, w tym z tytułu ograniczenia wielkości mocy umownej oraz niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Natomiast zasady ustalania bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych gazu określa taryfa przedsiębiorstwa realizującego umowę kompleksową.

W 2007 r. średni czas przerw w dostawach w przeliczeniu na odbiorcę został obliczony na podstawie informacji zebranych z przedsiębiorstw prowadzących działalność sieciową – tabela 4.1.3c.

Tabela 4.1.3c. Przerwy w dostawach gazu

Rok 2007	Przerwy**		
	czas trwania [w min.]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [w min./odb.]
Awarie	46 707 750,0	89 218	523,8
Prowadzone prace planowe	78 061 416,0	153 083	510,0

Źródło: URE.

Bilansowanie

Bilansowanie systemu gazowego⁴⁸⁾ w 2007 r. było realizowane przez spółkę OGP Gaz-System SA na zasadach określonych przez Prezesa URE w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (IRiESP), zatwierdzonej 21 czerwca 2006 r..

Mechanizm bilansowania w sieci OSP przewiduje fizyczne bilansowanie w oparciu o pojemności akumulacyjne systemu przesyłowego oraz pojemności magazynowe zarezerwowane przez OSP na cele bilansowania⁴⁹⁾. 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 (tzw. ZUP-ów) z trafności nominacji. Nominacje składane są na każdy fizyczny punkt wejścia i wyjścia osobno (1365 punktów wyjścia i 58 punktów wejścia).

IRiESP przewiduje opłaty za niezbilansowanie, za niezgodność z nominacją oraz za niedotrzymanie parametrów jakościowych przesyłanego paliwa. Wyróżnia się dwa rodzaje opłat z tytułu niezbilansowania: za niezbilansowanie dobowe i za niezbilansowanie narastające w okresie miesiąca. Niezbi-

⁴⁸⁾ Bilansowanie powadzone jest w cyklu dobowym i miesięcznym.

lansowanie jest ustalane dla każdego podmiotu osobno, przy czym bierze się pod uwagę łączny obszar systemu przesyłowego tj. sumaryczną ilość wprowadzoną do systemu i odebraną z systemu przez zamawiającego usługę przesyłową w danej dobie/miesiącu. W związku z agregacją niezbilansowania w całym obszarze zarządzanym przez operatora systemu przesyłowego, łączenie pozycji niezbilansowanych może być rozpatrywane jako łączenie niezbilansowań cząstkowych danego podmiotu. Łączenie pozycji niezbilansowanych różnych podmiotów nie zostało przewidziane.

Opłaty za niezgodność z nominacją są naliczane dla każdego podmiotu osobno. Są one ustalane odrębnie dla każdego z punktów wejścia i wyjścia dla danego podmiotu dla danej doby. Stosowane opłaty są obliczane jako iloczyn wysokości odchylenia, współczynnika i ceny referencyjnej gazu (CRG) wynikającej z ceny nabywania gazu przez OSP.

Ponadto wyróżnia się opłaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych przesyłanego paliwa. Ocenianymi parametrami są ciepło spalania, zawartość siarkowodoru, par rtęci, siarki całkowitej oraz ciśnienie. Opłaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych są ustalane odrębnie dla każdego z punktów wejścia i wyjścia oraz dla każdego okresu niedotrzymania osobno.

Zestawienie informacji o mechanizmie bilansowania i opłatach przedstawione są w tabeli 4.1.3d.

Tabela 4.1.3d. 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
OPŁATY: niezbilansowanie dobowe	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
maksymalna narastająca ilość niezbilansowania (MNIN)	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
opłata za niedotrzymanie dobowej nominacji powyżej limitów	Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przypadku przekroczenia limitu 10%
opłaty i bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych przesyłanego paliwa	Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przypadku niedotrzymania ciepła spalania i innych parametrów jakościowych

Źródło: URE.

Sposób kalkulacji stawek opłat za niezbilansowanie dobowe poza limitami został wyznaczony na podstawie kosztów jednostkowych magazynowania w PMG Mogilno (zatłaczanie/odbiór, wyna-

jem mocy i pojemności) oraz kosztów przesyłania gazu bilansującego w systemie przesyłowym (z uwzględnieniem karnego charakteru opłat w przypadku bilansowania poza wyznaczonymi limitami opisanymi w tabeli).

Metoda kalkulacji stawek opłat za niezbilansowanie narastające (miesięczne) poza limitem oraz niedotrzymanie nominacji na punkcie wejścia lub wyjścia została wyznaczona na podstawie wyniku porównania taryf operatorów systemów przesyłowych w UE, przy czym zostały przyjęte najniższe z zaobserwowanych stawek.

Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a podmiotami zamawiającymi usługę przesyłową (ZUP-ami) odbywa się na zasadach określonych w umowie przesyłowej i IRiESP. W 2007 r. nie wdrożono systemu wymiany informacji drogą elektroniczną, który – zgodnie z założeniami – ma być oparty na standardzie elektronicznej wymiany dokumentów EDI w wersji opracowanej dla gazownictwa o nazwie EDIG@S. Obecnie podstawową formą wymiany informacji są dokumenty w formie pisemnej.

W 2007 r. OSP, na stronie internetowej, podawał do publicznej wiadomości informacje dotyczące oferowanych usług i stosowanych warunków, wraz z informacjami technicznymi o zdolnościach przesyłowych.

Bilansowanie usługi przesyłowej w sieci OSP prowadzone jest na czterech obszarach związanych z rodzajami gazu w sieci:

- system gazu E bilansowany jest jako jeden obszar i sieci dystrybucyjne poszczególnych operatorów dystrybucyjnych zasilane są z tej sieci, nie istnieją podobszary bilansowe w tym obszarze sieci,
- system gazu Lw podzielony jest na dwa podobszary z uwagi na brak połączeń pomiędzy tymi sieciami oraz niezależne punkty wejścia,
- system gazu Ls bilansowany jest jako jeden obszar zasilany z jednego punktu wejścia.

OGP Gaz-System SA dokonuje bilansowania zgodnie z zasadami zawartymi w IRiESP i podpisanymi umowami przesyłowymi.

Ze względu na podział na obszary i rodzaje gazu nie ma możliwości przeniesienia niezbilansowania z jednego rodzaju gazu do drugiego. Nie było również ofert z innych obszarów ani państw członkowskich.

Największy sprzedawca hurtowy na rynku gazu – PGNiG SA ma podpisane umowy kompleksowe ze swoimi klientami oraz umowę o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego (dla wszystkich swoich odbiorców) z OGP Gaz-System SA. W ramach tej umowy możliwa jest wymiana na pozycji niezbilansowania poszczególnych odbiorców. W chwili obecnej IRiESP nie przewiduje takiej możliwości w ramach różnych umów przesyłowych.

4.1.4. Model rynkowy

W przyjętym modelu rynkowym nie występują różnice w ustalaniu przychodu regulowanego stanowiącego podstawę kalkulacji taryfy operatora systemu przesyłowego i taryfy przedsiębiorstwa zajmującego się tranzytem gazu ziemnego. Obowiązujące rozporządzenie taryfowe daje przedsiębiorstwu energetycznemu możliwość wyboru rodzaju dwóch stawek: grupowych i dystansowych. Kalkulowanie stawek przesyłowych zgodnie z modelem „entry-exit” możliwe będzie dopiero po zmianie przepisów rozporządzenia dotyczącego metodologii kalkulacji taryf.

Operator Systemu Przesyłowego w celu zapobiegania powstawaniu ograniczeń systemowych:

- planuje i realizuje rozbudowę systemu przesyłowego,
- zawiera umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego obejmujące postanowienia dotyczące sposobu postępowania w przypadku niewykorzystania zarezerwowanej przepustowości,
- eksploatuje system przesyłowy oraz steruje jego ruchem w sposób zmniejszający prawdopodobieństwo powstania ograniczeń systemowych,
- monitoruje parametry techniczne i jakościowe przesyłanego paliwa gazowego,
- planuje prace w systemie tak aby nie powodować ograniczeń, a jeśli wystąpienie ograniczeń w związku z prowadzonymi pracami jest konieczne, dokłada starań, aby skutki ograniczeń spowodowanych planowanymi pracami były możliwie jak najmniejsze,
- opracowuje procedury działań na wypadek wystąpienia w systemie przesyłowym sytuacji awaryjnej,
- wprowadza dodatkowe opłaty,
- prowadzi rynek wtórny zdolności przesyłowych.

Rynek wtórny zdolności przesyłowych jest wspierany przez OSP, który za pośrednictwem swojej strony internetowej umożliwia wymianę informacji między podmiotami dysponującymi niewykorzystanymi zdolnościami przesyłowymi, a tymi, które są zainteresowane ich nabyciem. Platforma wymiany informacji została wdrożona przez operatora w 2007 r.

Moce w systemie przesyłowym są alokowane zgodnie z zasadą „kto pierwszy ten lepszy” (*first come first served*), co oznacza przydział zdolności przesyłowych wg kolejności zgłoszeń. W celu przeciwdziałania fizycznym ograniczeniom systemowym operator planuje i realizuje rozbudowę systemu przesyłowego. Dotychczas nie zostały wydane akty prawne, określające narzędzia, jakie ma wykorzystać operator w celu miarodajnego określania zapotrzebowania na zdolności przesyłowe. Procedury „*open season*” i planowania długoterminowego mogą być wykorzystane, jednak nie są one narzucone obecnymi regulacjami.

Brak jest również regulacji dopuszczających możliwość zorganizowania przetargu w sytuacji, gdy operator nie chce inwestować. Nie istnieją również regulacje odnośnie specyficznych kryteriów wstępnych warunkujących powstanie inwestycji. Mechanizmy takie jak: minimalna długość kontraktu, gwarantowane wynagrodzenie inwestycji poprzez taryfy, zobowiązanie się sprzedawcy gazu z uwzględnieniem klauzul „*take or pay*” i depozytów mogą mieć zastosowanie w indywidualnych przypadkach, po dokonaniu uzgodnień między operatorem a podmiotem zainteresowanym usługą przesyłową, jeśli ich wykorzystanie nie jest sprzeczne z przepisami prawa.

4.1.5. Efektywny unbundling

Od 2005 r. jedyną działalnością OSP⁵⁰⁾ jest działalność operatorska. Jako niezależne przedsiębiorstwo OGP Gaz-System SA posiada odrębną siedzibę, natomiast Krajowa Dyspozycja Gazu zlokalizowana jest w wydzielonej części budynku zajmowanego przez przedsiębiorstwo zajmujące się wydobyciem i obrotem gazem (PGNiG SA).

Pod koniec czerwca 2007 r. nastąpił rozdział działalności obrotu i dystrybucji w spółkach dystrybucyjnych GK PGNiG SA⁵¹⁾. Od tego czasu operatorzy dystrybucyjni, których właścicielem w 100% jest PGNiG SA, prowadzą wyłącznie działalność dystrybucji paliwami gazowymi. Przedsiębiorstwa, których obowiązek wydzielenia operatora nie dotyczy – mają obowiązek rozdziału księgowości w odniesieniu do poszczególnych rodzajów działalności (art. 44 u-Pe).

Sprawozdania finansowe przedsiębiorstw gazowniczych są przedmiotem audytów wykonywanych przez certyfikowanych audytorów. Z dotychczasowej analizy sprawozdań finansowych wynika, że w stosunku do różnych przedsiębiorstw audyt prowadzony był przez różne podmioty. Sprawozdania finansowe operatorów składające się z bilansu, rachunku strat i zysków oraz informacji dodatkowej – publikowane są Monitorze Polskim B, który jest dziennikiem urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej.

Według stanu na 31 grudnia 2007 r. liczba pracowników zatrudnionych (w przeliczeniu na pełne etaty) przez OSP wynosiła 1 995. Zmiana struktury zatrudnienia po 1 stycznia 2008 r. (liczba pracowników zmalała do 1 844 osób) związana była z przejściem przez OSD części majątku sieciowego (wzrost liczby zatrudnionych z 13 455 do 13 606 osób). W pozostałych przedsiębiorstwach gazowniczych, które nie mają obowiązku wydzielenia operatorów dystrybucyjnych liczba zatrudnionych w działalności dystrybucyjnej wyniosła 219 osób.

⁵⁰⁾ OSP posługuje się również własnym logo, stroną internetową – www.gaz-system.pl. oraz pracownicy posiadają własne adresy email z członem nazwy firmy.

⁵¹⁾ Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych należących do grupy kapitałowej PGNiG SA posługują się tym samym logo co spółka matka zajmująca się wydobyciem i obrotem gazem (PGNiG SA). Każda ze spółek posiada jednak własną, niezależną stronę internetową a pracownicy posiadają własne adresy e-mailowe z członem nazwy operatora.

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

4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej⁵²⁾

W 2007 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 152,3 TWh/rok, z czego 30,8% pochodziło ze źródeł krajowych, których całkowite zdolności wydobywcze wyniosły 47,2 TWh/rok⁵³⁾. Produkcja krajowa dopełniana było dostawami z importu, który wyniósł 102 TWh/rok z kolei tranzyt paliwa gazowego przesyłanego polskim odcinkiem gazociągu „Jamał” wyniósł 285,8 TWh/rok.

W porównaniu z 2006 r. całkowite zużycie gazu spadło o 0,1%, import o 7,4% natomiast wydobycie krajowe o 0,02%.

Techniczne możliwości polskiego systemu gazowego zostały przedstawione w tabeli 4.2.1a.

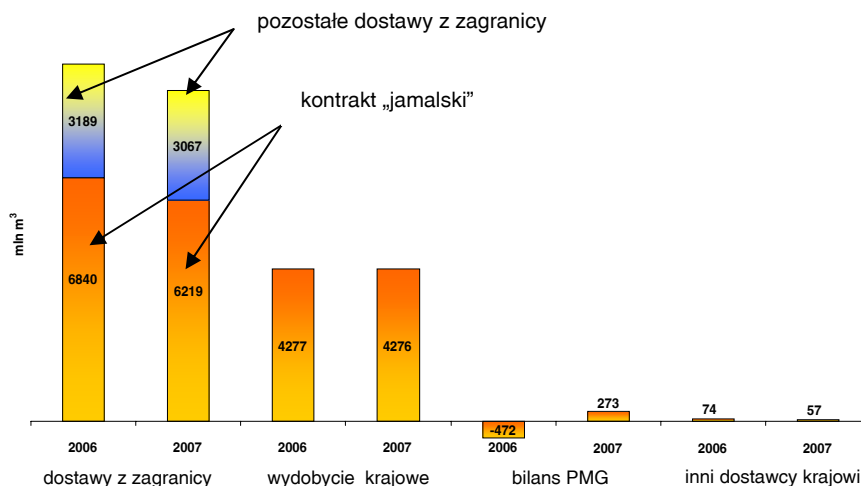
Tabela 4.2.1a. Zdolności importowe, eksportowe i wydobywcze w 2007 r.

Zdolności importowe [w TWh/godz.]	Zdolności importowe [w TWh/rok]	Zdolności eksportowe [TWh/godz.]	Zdolności eksportowe [w TWh/rok]	Wolne moce przesyłowe w imporcie [w TWh/godz.]	Zdolności wydobywcze [w TWh/doba]
0,023	201,48	0,00011	0,964	0,001218	0,135

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System SA i PGNiG SA.

W 2007 r. dostawy zagraniczne obejmowały import z Rosji, Ukrainy i krajów środkowoazjatyckich oraz wymianę handlową z krajami sąsiednimi (Niemcy i Czechy) w ramach umów średnioterminowych. Największą część importu stanowiły dostawy z Rosji realizowane w ramach długoletniego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG SA a Gazprom Export. W 2007 r. na jego podstawie zakupiono 6 219,2 mln m³, co stanowi prawie 67% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski. Łączna wielkość dostaw, realizowanych w ramach umów średnioterminowych, wyniosła 3 067,4 mln m³, co stanowiło 33% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Strukturę dostaw gazu w 2007 r. przedstawia rysunek 4.2.1a.



Rysunek 4.2.1a. Źródła pochodzenia gazu ziemnego w Polsce w latach 2006-2007 (Źródło: URE na podstawie danych PGNiG SA)

100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajduje się w posiadaniu PGNiG SA (tabela 4.2.1b). Spółka w ramach dwustronnej umowy udostępnia 50 mln m³ 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.

⁵²⁾ Zdefiniowanego jako miejsce dokonywania transakcji przez innych niż odbiorcy końcowi uczestników rynku.

⁵³⁾ Około 98% działalności wydobywczej realizowane jest przez PGNiG SA.

Tabela 4.2.1b. Podziemne magazyny gazu

Lp.	Nazwa	Rodzaj	Pojemność czynna [w mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [w mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [w mln m ³]	Stan na 31.12.2007 [w mln m ³]
1	Wierzchowice	szcerpane złoża gazu	575,00	542,10	500,72	374,99
2	Brzeźnica	szcerpane złoża gazu	65,00	76,87	47,31	32,44
3	Strachocina	szcerpane złoża gazu	150,00	153,91	101,51	80,24
4	Swarzów	szcerpane złoża gazu	90,00	65,23	37,01	53,76
5	Husów	szcerpane złoża gazu	400,00	416,94	327,58	284,53
6	Mogilno	kawerny solne	380,17	260,38	229,02	340,18
	Razem		1 660,17	1 515,42	1 243,15	1 166,14

Źródło: PGNiG SA.

Polski rynek gazu – niezmiennie od kilku lat – charakteryzuje się wysokim poziomem koncentracji. Udział aktywnych, niezależnych uczestników rynku – 12 przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót gazem – jest znikomy i nie przekracza 2% (tabela 4.2.1c).

Tabela 4.2.1c. Liczba i udziały rynkowe największych przedsiębiorstw w 2007 r.

Liczba przedsiębiorstw o udziale w danym rynku gazu ziemnego przekraczającym 5%	Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [w %]	Udział trzech największych przedsiębiorstw obrotu [w %]	Liczba przedsiębiorstw zagranicznych (zarówno z innych krajów WE jak i spoza) aktywnych na rynku	Udział w rynku przedsiębiorstw zagranicznych (zarówno z innych krajów WE jak i spoza) [w %]
1	100	97,4	12	1,34

Źródło: URE.

Obrót gazem realizowany jest wyłącznie w ramach kontraktów terminowych. Transakcje handlowe są zasadniczo tożsame z fizycznymi przepływami gazu w systemie. Nie funkcjonuje giełda gazu oraz obrót paliwem gazowym w węzłach (hubs). Ponadto w formie skroplonej gazu ziemnego sprzedaje się niewielkie ilości – ok. 21,5 tys. m³ natomiast zdolności magazynowe wynoszą ok. 180 ton.

Całkowite zdolności przesyłowe trzech połączeń z operatorem niemieckim wynoszą zaledwie 1 177,83 mln m³, z czego całkowitą rezerwację nominacji na punktach „wejścia” posiada PGNiG SA. Importowe zdolności przesyłowe wykorzystane były w 63,68%, co oznacza, że istnieją możliwości importu gazu przez nowych uczestników rynku spoza GK PGNIG SA.

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

W 2007 r. nie nastąpiły żadne fuzje ani przejęcia w polskim sektorze gazu.

Taryfy hurtowe

Rynek hurtowy gazu ziemnego, ze względu na jego strukturę – praktycznie jeden sprzedawca – nie może być uznany za rynek konkurencyjny, wobec czego ceny na tym rynku kształtowane są decyzjami taryfowymi Prezesa URE⁵⁴). Krajowy monopolista w zakresie wydobycia, importu i obrotu gazem, tj. PGNiG w 2007 r. stosował taryfę zatwierdzoną w marcu 2006 r. i skorygowaną w zakresie cen paliw gazowych od 1 stycznia 2007 r. o 9,9%.

Wzrost ceny gazu ziemnego wysokometanowego (o cieple spalania 39,5 MJ/m³)⁵⁵) wynikał wyłącznie ze wzrostu – w stosunku do cen stanowiących podstawę kalkulacji taryfy obowiązującej do 31 grudnia 2006 r. – cen importowych tego gazu oraz z konieczności uwzględnienia kosztów wynikających z obowiązku utrzymywania w rezerwie magazynowej 3% gazu pochodzącego z importu, które to koszty do tego czasu nie były ujmowane w kalkulacji taryfy. Wzrost cen importowych spowodowany był przede wszystkim zmianą formuł cenowych, według których rozliczany jest gaz pochodzący z kontraktu „jamalskiego” oraz z tzw. zakupów „spotowych”. Natomiast wzrost cen gazów zaazotowanych (o cieple spalania 32,8 i 28,9 MJ/m³), pochodzących ze źródeł krajowych, wynikał z konieczności nie pogarszania relacji między jednostkami ciepła uzyskiwanymi ze spalania tych gazów a jednostką ciepła uzyskiwaną ze spalania gazu wysokometanowego. Taki sposób ustalania cen równoważy interesy odbiorców zaopatrywanych w gaz pochodzący wyłącznie z tanich źródeł krajowych z interesem odbiorców zaopatrywanych w gaz pochodzący zarówno ze źródeł krajowych, jak i z importu, a jednocześnie skutkuje niższym wzrostem cen gazu wysokometanowego niż ten, który wynikałby ze wzrostu kosztów jego zakupu i konieczności utrzymania rezerwy magazynowej.

Pozostałe elementy składające się na średnią cenę dostawy z sieci przesyłowej paliwa gazowego, tj. uwzględniające opłaty za usługi: przesyłania, magazynowania i nawaniania nie uległy zmianie. Zatem średnie ceny dostawy gazu ziemnego wysokometanowego w 2007 r., w stosunku do średnich cen z 31 grudnia 2006 r., wzrosły od 8,0 do 8,8% (przy czym najwyższy wzrost dotyczył największych odbiorców, tj. zakładów azotowych i dużych elektrociepłowni, dla których opłaty za gaz jako towar są znacznie wyższe niż za usługę przesyłową. Natomiast podwyżki cen gazów zaazotowanych skutkowały wzrostem średnich cen dostaw od 7,5 do 8,8%.

4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego

Dominującą pozycję w sektorze, i tym samym na rynku, nadal zajmuje Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna, w skład której wchodzi przedsiębiorstwo Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG SA) oraz sześciu operatorów dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za dostarczanie gazu do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

W wyniku prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej, od 1 lipca, spółki gazownictwa zostały przekształcone w OSD, a działalność handlowa została zintegrowana w PGNiG SA.

W 2007 r. najliczniejszą grupę odbiorców stanowili klienci indywidualni (gospodarstwa domowe) – 99,6% odbiorców PGNiG SA. Ich udział w wolumenie sprzedaży wyniósł 26,3%. Największy udział w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (61,5%), wśród których dominowały zakłady azotowe oraz firmy rafineryjne i petrochemiczne. Ponadto PGNiG SA sprzedaje gaz do OGP Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2007 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) OGP Gaz-System SA oraz operatorów dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG SA wynosiły 264,77 mln m³.

⁵⁴) W taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE ustalane są jedynie ceny paliw gazowych, które dostarczane są odbiorcom za pomocą sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Natomiast te z nich, które sprzedawane są bezpośrednio ze źródeł bądź dostarczane są za pomocą gazociągu bezpośredniego ustalane są w drodze umowy stron. Wynika to z postanowień u-Pe.

⁵⁵) Ceny danego rodzaju gazu ziemnego (wysokometanowego o cieple spalania 39,5 MJ/m³ oraz dwóch rodzajów gazów zaazotowanych, o cieple spalania 32 i 28,8 MJ/m³) dla wszystkich odbiorców pobierających ten gaz z sieci przesyłowej (a więc nie tylko hurtowych) są identyczne.

Tabela 4.2.2a. Wielkość i struktura sprzedaży do odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Sprzedaż ogółem		W tym:			
	wolumen [w TWh]	[w %]	sprzedaż z systemu przesyłowego i bez- pośrednio ze źródeł		sprzedaż Spółek Gazownictwa PGNiG SA	
			wolumen [w TWh]	[w %]	wolumen [w TWh]	[w %]
Razem GK PGNiG SA (1-6)	147,06	98,66	103,11	69,17	43,95	29,49
1. Przemysł, z tego	91,74	61,55	75,65	50,75	16,09	10,79
Zakłady azotowe	26,06	17,48	26,06	17,48	0,00	0,00
Elektrownie i elektrociepłownie	10,99	7,37	10,77	7,22	0,22	0,15
Ciepłownie	2,59	1,74	1,32	0,89	1,27	0,85
Mali odbiorcy (o zużyciu do 10 970 000 kWh/rok)	8,92	5,98	4,28	2,87	4,63	3,11
Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 10 970 000 kWh/rok do 274 250 000 kWh/rok)	20,09	13,48	12,79	8,58	7,29	4,89
Duży odbiorcy (o zużyciu powyżej 274 250 000 kWh/rok)	23,10	15,50	20,43	13,71	2,67	1,79
2. Handel i usługi, z tego	14,12	9,48	6,52	4,37	7,60	5,10
Mali odbiorcy (o zużyciu do 10 970 000 kWh/rok)	12,59	8,45	5,68	3,81	6,92	4,64
Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 10 970 000 kWh/rok do 274 250 000 kWh/rok)	1,53	1,03	0,84	0,57	0,69	0,46
Duży odbiorcy (o zużyciu powyżej 274 250 000 kWh/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Gospodarstwa domowe	39,30	26,37	19,33	12,97	19,97	13,40
4. OGP Gaz-System	0,75	0,50	0,75	0,50	0,00	0,00
5. OSD	0,85	0,57	0,85	0,57	0,00	0,00
6. Pozostali odbiorcy	0,29	0,19	0,00	0,00	0,29	0,19
Sprzedaż pozostałych spółek	2,00	1,34	-	-	-	-

Źródło: URE.

Poza GK PGNiG SA na rynku działa również kilkadziesiąt innych podmiotów zajmujących się odsprzedażą gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA odbiorcom końcowym, za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych.

Podmioty te stanowią lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność dystrybucyjną i obrotu. Do największych zaliczają się m.in.: ENESTA SA, G.EN. Gaz Energia SA, Media Odra Warta Sp. z o.o., KRI SA i EWE energia Sp. z o.o.

Tabela 4.2.2b. Udział w rynku detalicznym

Rok	Liczba niezależnych sprzedawców	Liczba spółek posiadających udział 5% lub większy w rynku detalicznym odbiorców uprawnionych**	Łączny udział trzech największych spółek w dostawach dla:			
			elektrowni gazowych [w %]	dużych odbiorców przemysłowych [w %]	średnich odbiorców przemysłowych i komercyjnych [w %]	małych przedsiębiorstw oraz gospodarstw domowych [w %]
2007	76***	1	100	100	100	100
2008*	72***	1	100	100	100	100

* Najbardziej aktualne dane.

** Finalny rynek detaliczny podzielony został na uprawnionych i nieuprawnionych, a udział obliczony został na podstawie wielkości zużycia przez odbiorców uprawnionych.

*** Liczba ważnych koncesji na obrót gazem, poza koncesjami na rzecz spółek GK PGNiG SA.

Źródło: URE.

Rynek detaliczny w Polsce jest silnie skoncentrowany. Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej i wydobywczej w ramach GK PGNiG SA oznacza utrzymanie *status quo* i osiągnięcie przez monopolistę nieuzasadnionych korzyści. Dlatego też w tych warunkach rynkowych trudno mówić o realnych możliwościach zmiany sprzedawcy.

Tabela 4.2.2c. Zmiana sprzedawcy

Rok	Udział odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę [%]								Udział renege-cyjnych umów** [w %]
	według punktów pomiarowych				według zużycia energii				
	elek-trownie gazowe	duże podmioty przemysłowe	średnie podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	elekrownie gazowe	duże podmioty przemysłowe	średnie podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008*	0	0	0	0	0	0	0	0	0

* Najbardziej aktualne dane.

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

Źródło: URE.

Taryfy detaliczne

Jednorazowa zmiana cen paliw gazowych na rynku detalicznym nastąpiła 1 stycznia 2007 r. Podobnie jak w przypadku stawek przesyłowych również stawki dystrybucyjne pozostały na tym samym poziomie. Stąd też wzrost średnich cen dostawy gazu ziemnego dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wahał się od 4,0 do 8,8%. Najmniejsza zmiana cen dotyczyła grup taryfowych, w których rozliczani byli odbiorcy z gospodarstw domowych.

Tabela 4.2.2d. Struktura średnich jednostkowych opłat za dostawę gazu ziemnego wysokometanowego [w euro/GJ]

	Zakres	I4-1		I1		D3		Typowe gospodarstwo domowe	
		2007 r.	2008 r.*	2007 r.	2008 r.*	2007 r.	2008 r.*	2007 r.	2008 r.*
Opłata za gaz***	min	5,21	6,68	5,37	6,96	5,54	7,15	6,31	7,99
	max	5,29	6,68	5,56	6,96	5,76	7,15	6,48	7,99
Opłaty sieciowe****	min	0,98	0,96	2,88	3,79	2,87	3,71	3,30	4,53
	max	1,24	1,55	3,23	4,41	3,25	4,39	3,77	5,02
Podatki*****	min	1,36	1,68	1,82	2,36	1,85	2,39	2,12	2,75
	max	1,44	1,81	1,93	2,50	1,98	2,54	2,26	2,86
Inne opłaty*****	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Całkowita opłata za dostawę gazu	min	7,55	9,32	10,07	13,11	10,26	13,25	11,73	15,27
	max	7,97	10,04	10,73	13,87	10,99	14,08	12,51	15,87

Wartość kaloryczna	2007 r.	39,5000
	2008 r.*	39,5000
Opłaty za magazynowanie*****	2007 r.	0,0700
	2008 r.*	-
Średni kurs NBP	2007 r.	3,7829
	2008 r.*	3,4069

* Obowiązujące od 25 kwietnia 2008 r.

** Grupy odbiorców zdefiniowane są następująco:

I4 = roczne zużycie rzędu 418,6 TJ,

I1 = roczne zużycie rzędu 0,4186 TJ,

D3 = roczne zużycie rzędu 83,7 GJ.

Typowe gospodarstwo domowe = dostawy gazu (m³) dla gospodarstw domowych podzielone przez liczbę gospodarstw domowych. W 2007 r. tak zdefiniowany odbiorca pobrał 548 m³ gazu wysokometanowego, a zatem jego roczne zużycie wyniosło 21,646 GJ.

*** Koszt gazu = całkowita cena – opłaty sieciowe – podatki – inne opłaty.

- **** Opłaty sieciowe zawierają koszty pomiarów, nie zawierają podatków i opłat publicznoprawnych.
- ***** VAT, podatki związane z gazem, podatki lokalne.
- ***** Opłaty publicznoprawne i inne obowiązkowe obciążenia niepodatkowe, pobierane od odbiorców lub dostawców.
- ***** Średnia wartość dla kraju (całkowity koszt wykorzystanych magazynów w kraju podzielony przez całkowite zużycie).

Typowe gospodarstwo domowe zużywa 548 m³ (21,646 GJ) gazu.

Źródło: URE.

Ceny gazu zawarte w tabeli 4.2.2d wynikają z taryf regulowanych. W 2007 r. 31 006 odbiorcom wstrzymano dostarczanie paliw z powodu niepłacenia rachunków.

Skargi i zapytania ofertowe

Zestawione w tabelach 4.2.2e-f skargi i zapytania ofertowe odbiorców gazu kierowane są do wydzielonego w strukturze URE stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, bądź do oddziałów terenowych Urzędu. Sprawy odbiorców gazu są analogicznie rozpatrywane, jak odbiorców energii elektrycznej. Ich tryb szerzej został opisany w rozdziale 3.2.2.

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tabelach 4.2.2e-f.

Tabela 4.2.2e. Skargi

Wyszczególnienie	Fakturowanie	Układy pomiarowe – opomiarowanie	Odłączenie od sieci	Myląca reklama	Praktyki komercyjne	Warunki umowy	Zmiana sprzedawcy	Obsługa odbiorców	Inne
Liczba	29	3	7	0	0	9	0	7	996

Źródło: URE.

Tabela 4.2.2f. Zapytanie ofertowe

Wyszczególnienie	Fakturowanie	Układy pomiarowe – opomiarowanie	Odłączenie od sieci	Myląca reklama	Praktyki komercyjne	Warunki umowy	Zmiana sprzedawcy	Obsługa odbiorców	Inne
Liczba	100	4	0	0	0	14	2	17	29

Źródło: URE.

W zestawieniach spraw zwraca uwagę stosunkowo duża liczba spraw umieszczonych w pozycji „Inne”. Szczególnie duża liczba odmów przyłączenia do sieci gazowych ma miejsce na obszarach, na których nie ma rozbudowanych w dostatecznym stopniu sieci dystrybucyjnych. W pozycji „Fakturowanie” umieszczone zostały przypadki dotyczące poprawności wystawienia faktur, stosowanych stawek i cen oraz dotyczących zasad taryfowania. Pozycja „Obsługa odbiorcy” obejmuje sprawy dotyczące zarówno złej obsługi odbiorców, jak i niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanego gazu.

4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym

Obecny stan organizacyjny rynku gazu jest skutkiem praktycznie nienaruszonej dominacji tzw. przedsiębiorstwa zasiedziałego, czyli PGNiG SA i stanem infrastruktury gazowniczej, który wymaga zmian: nie tylko znacznej rozbudowy sieci w kierunku zmiany rozpyłów gazu, ale przede wszystkim odpowiedniego opomiarowania całego systemu. Dopiero to umożliwi otwarcie się Wy-

soka koncentracja podaży na krajowym rynku gazu wynika także z ograniczonego dostępu odbiorców do innych źródeł gazu aniżeli tych pochodzących od PGNiG SA. Dlatego warunki działania, które ograniczyłyby pozycje przedsiębiorstw dominujących na rynku są tak istotne.

Przedsiębiorstwa wydobywcze i importerzy:

- Zasady przejrzystości w zakresie publikacji informacji na temat dostępnych mocy produkcyjnych, okresu od dokonania zamówienia do jego realizacji oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i zapotrzebowania na nie

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.

- Dostępność gazu dla przedsiębiorstw „niezasiedziały, nowych uczestników rynku, dostępu do transakcji SWAP

Ze względu na to, że ok. 98% działalności wydobywczej realizowane jest przez PGNiG SA, przyjęte zasady kalkulacji taryf dla paliw gazowych (średnioważona kosztów zakupu gazu z importu i kosztów krajowego wydobycia), charakter umów importowych, które PGNiG SA podpisał z Gazpromem – dostępność gazu dla przedsiębiorstw „nie zasiedziały” lub nowych podmiotów na rynku hurtowym jest mocno ograniczona. W praktyce nie stosuje się również transakcji SWAP.

- Zasady nadzoru rynku: podzielnosc kompetencji pomiędzy różne organy administracji rządowej:

- 1) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który jest podstawowym organem nadzorującym m.in. rynek paliw gazowych. Prezes URE realizuje zadania z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji,
- 2) Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, 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 gazowniczym.

Podzielnosc kompetencji między wymienionymi organami administracji rządowej służy przejrzystości działań poszczególnych organów. Nie wyklucza to jednak potrzeby współdziałania w sprawach dotyczących sektora gazowego. Współpraca Prezesa URE z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów polega na przekazywaniu spraw według właściwości, zgłaszaniu naruszeń prawa, zgodnie z zakresem kompetencji urzędów, wymiany informacji i wiedzy, a także uczestnictwa we wspólnych szkoleniach. Podobnie współpraca Prezesa URE z Ministrem Gospodarki opiera się na opiniowaniu aktów prawnych zgłaszanych w procesie legislacyjnym oraz postulowanie wprowadzania zmian w obowiązującym prawodawstwie, z uwzględnieniem potrzeby rozwoju mechanizmów rynkowych.

Działania Prezesa URE

Podstawowym sposobem realizacji nadzorczych kompetencji Prezesa URE jest ciągły monitoring funkcjonowania systemu i rynku gazowego i podejmowanie przewidzianych prawem środków.

Spośród działań Prezesa URE o charakterze administracyjno-prawnym, szczególne znaczenie dla rozwoju konkurencji w 2007 r. miało:

- wyznaczenie operatorów sieci dystrybucyjnych; tym samym zakończył się proces prawnego oddzielenia działalności sieciowej i dystrybucyjnej od obrotu i została zlikwidowana jedna z barier korzystania z zasady TPA,
- rozpoczęcie procesu zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej operatora systemu przesyłowego; zainicjowano wprowadzanie mechanizmów korzystnych z punktu widzenia rozwoju rynku, więcej informacji w tym zakresie zawarto w części poświęconej IRIESP.

W obszarze działań nie regulowanych przez prawo administracyjne, Prezes URE w 2007 r. wielokrotnie postulował zmianę przepisów na rzecz rozwoju konkurencji w gazownictwie oraz przedstawiał pozytywne aspekty wynikające z rozwoju konkurencji. Zgłaszane były postulaty dotyczące obszarów uznawanych przez Prezesa URE za szczególnie istotne dla rozwoju konkurencji, tj.:

- wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowania, wprowadzenie obligatoryjności operatorstwa oraz sankcji; wprowadzenie uprawnień dla Prezesa URE do wyznaczania operatorów w sytuacji, gdy właściwy podmiot nie wystąpi z wnioskiem, lub możliwość nałożenia kary pieniężnej w takiej sytuacji,
- podjęcie działań na rzecz utworzenia rynku usług magazynowania gazu, wydzielenia działalności magazynowej i wyznaczenia operatora magazynowego,
- konieczność wydania rozporządzenia określającego szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego, do wydania którego delegację ustawową zawiera art. 9 ust. 1 u-Pe; określenie w rozporządzeniu wszelkich mechanizmów decydujących o modelu funkcjonowania rynku gazu,
- konieczność wdrożenia rozwiązań wynikających z Rozporządzenia 1775/2005/WE, w szczególności bilansowania systemu przesyłowego w jednostkach energii,
- konieczność zapewnienia warunków do zmiany sprzedawcy wszystkim odbiorcom mającym od 1 lipca 2007 r. prawo do faktycznego zmiany sprzedawcy,
- potrzeba zmiany ustawy o zapasach, w celu wyeliminowania rozwiązań negatywnie wpływających na rozwój konkurencji i możliwość rozbudowy infrastruktury gazowniczej, w tym połączeń transgranicznych; wejście w życie ustawy o zapasach uwidocznilo problemy związane z dostępnością pojemności magazynowych, przekładające się na dostęp przedsiębiorstw do krajowego rynku gazu.

Działania w zakresie promowania konkurencji w gazownictwie wymagają zdecydowanego wzmocnienia. Tym celom ma służyć m.in. realizowany przez Prezesa URE projekt finansowany ze środków przejściowych Unii Europejskiej, pt. „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”. Przewiduje on m.in. realizację działań związanych z otwarciem rynku gazu, które nastąpiło 1 lipca 2007 r. W ramach planowanego komponentu mają być realizowane następujące opracowania, których rezultatem będzie zwiększająca się liczba podmiotów korzystających z możliwości wyboru dostawcy paliw gazowych:

- ocena kryteriów, wytycznych i zasad realizacji programu uwalniania rynku gazu,
- analiza ekonomiczna potencjalnych opcji dywersyfikacji dostaw gazu, obejmująca ocenę opłacalności budowy terminala skroplonego gazu ziemnego (LNG),
- analiza warunków wstępnych zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf w handlu gazem,
- analiza możliwości wdrożenia wirtualnego handlu gazem w polskim systemie gazowym,
- analiza możliwości zaistnienia konkurencji na rynku sprzedaży gazu,
- opracowanie metodologii rozliczeń niezbilansowania dla małych odbiorców,
- opracowanie standardów opomiarowania i transmisji danych ułatwiających skuteczną zmianę sprzedawcy,
- oszacowanie kosztów zmiany sprzedawcy, które będą poniesione przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

Do końca 2007 r. trwały prace nad przygotowaniem dokumentacji przetargowej dla wszystkich komponentów.

Działania Prezesa UOKiK

W 2007 r. Prezes UOKiK prowadził jedno postępowanie w sprawach praktyk ograniczających konkurencję. W decyzji kończącej to postępowanie uznano za ograniczającą konkurencję praktykę

polegającą na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi. Przejawem powyższej praktyki było stworzenie konsumentom uciążliwych warunków dochodzenia swoich praw poprzez stosowanie procedury załatwiania reklamacji prawidłowości działania gazomierza, w ramach której przed wykonaniem kontroli metrologicznej tego urządzenia pobierana jest od konsumentów kaucja pieniężna w wysokości równej kosztom wykonywania tego badania. Jednocześnie w decyzji stwierdzono zaniechanie stosowania tej praktyki.

Nie wydano żadnej decyzji z zakresu koncentracji z udziałem przedsiębiorstw działających na rynku gazu ziemnego.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 8 postępowań wyjaśniających, które dotyczyły przedsiębiorstw z sektora gazowego, w tym 4 w sprawie naruszenia zbiorowych interesów konsumentów. Żadne z postępowań nie dało podstawy do wszczęcia postępowania antymonopolowego.

* * * * *

Polska nie ma żadnych doświadczeń we wdrażaniu „programu uwalniania gazu z kontraktów długoterminowych”. Prezes URE, jak i Prezes UOKiK nie mają uprawnień by drogą decyzji administracyjnej nałożyć taki środek na jakiegokolwiek przedsiębiorstwo energetyczne.

Dostawy paliwa gazowego (w tym dopuszczalność kontraktów długoterminowych obwarowanych restrykcjami lub klauzulami dotyczącymi kar pieniężnych)

Obecna struktura polskiego 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.

Wnioski i dostępność informacji

W 2007 r. nie odnotowano znaczących postępów w zakresie liberalizacji rynku gazu. Na taki stan rzeczy miały wpływ następujące czynniki:

- brak rozporządzeń wykonawczych do u-Pe w zakresie taryf i funkcjonowania systemu gazowego; zapisy tych rozporządzeń powinny ostatecznie zdecydować o modelu rynku gazu w Polsce; ich brak wywarł w 2007 r. negatywny skutek na wdrażanie rozwiązań w zakresie rozwoju konkurencji,
- wejście w życie ustawy z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasad postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, która nałożyła na przedsiębiorstwa importujące gaz z zagranicy, obowiązek utrzymywania zapasów paliwa gazowego w magazynach usytuowanych na terytorium Polski; w związku z deficytem pojemności magazynowych i brakiem dostępu do usługi magazynowania, nałożenie na podmioty sprowadzające gaz obowiązku utrzymywania zapasów paliwa gazowego zablokowało możliwość wejścia na rynek nowych sprzedawców,
- wdrożenie programu restrukturyzacji grupy kapitałowej PGNiG SA według którego, w lipcu 2007 r., przy okazji rozdzielenia działalności dystrybucyjnej i obrotowej na poziomie sześciu spółek dystrybucyjnych, dokonano centralizacji obrotu w ramach grupy kapitałowej; wskutek takiego działania zlikwidowano nawet potencjalną możliwość konkurowania między spółkami obrotu Grupy Kapitałowej PGNiG SA; wymieniony program był wewnętrznym dokumentem spółki i nie podlegał akceptacji organów administracji; tym samym Prezes URE nie mógł się wypowiedzieć na jego temat,

- przyjęcie przez Radę Ministrów dokumentu z 20 marca 2007 r. „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego”, wskazującego, że warunkiem koniecznym dla urynkwienia polskiego gazownictwa jest w pierwszej kolejności dywersyfikacja źródeł gazu zgodnie z wcześniejszymi uchwałami Rady Ministrów; do czasu wykonania decyzji zawartych w tych uchwałach, dotyczących budowy terminalu gazu skroplonego (LNG) na terytorium RP i dostaw gazu do Polski z innych źródeł, rozbudowy magazynów gazu, tworzenie jakichkolwiek połączeń międzysystemowych byłoby sprzeczne z założeniami tej Polityki.

Przyjęty 20 marca 2007 r. przez rząd dokument – „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego”, wytyczał zmiany w polskim sektorze wskazując na konieczność dywersyfikacji dostaw gazu i tym samym przesuwał w czasie proces liberalizacji rynku.

5. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii stanowi podstawowy filar bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo to zostało zdefiniowane w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.”⁵⁶⁾ jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od wielu czynników. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznych czynników danego kraju, jak i od sytuacji na rynkach światowych. Ważnym elementem jest zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii.

Podstawowy nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną sprawuje Minister Gospodarki, natomiast Prezes URE prowadzi monitorowanie systemu elektroenergetycznego⁵⁷⁾.

5.1. Energia elektryczna [Artykuł 4]⁵⁸⁾

Charakterystyka rynku i jego perspektywy w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa dostaw

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. 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.

Sytuacja na rynku energii elektrycznej oraz prognozowany przez OSP rozwój zapotrzebowania na moc przedstawiono w tabeli 5.1.a.

Tabela 5.1a. Popyt szczytowy oraz dostępne dyspozycyjne moce wytwórcze w latach 2000-2009

Rok	Popyt szczytowy [w GW]	Moce dostępne (dyspozycyjne) [w GW]
2000	22,29	26,64
2001	22,87	26,32
2002	23,21	26,87
2003	23,29	27,59
2004	23,11	27,98
2005	23,47	27,80
2006	24,64	27,13
2007	24,61	26,90
2008*	25,70	31,12
2009*	26,90	30,88

* Prognoza.

Źródło: PSE-Operator SA.

Według danych Ministerstwa Gospodarki poziom mocy wytwórczych zainstalowanych w systemie wyniesie ma 36 684 MW w 2010 r. oraz 38 973 MW w 2015 r.

Z danych zawartych w powyższej tabeli wynika, że w 2007 r. zmniejszyła się, w stosunku do lat poprzednich, różnica pomiędzy dostępnymi mocami dyspozycyjnymi a popytem szczytowym.

⁵⁶⁾ „Polityka energetyczna Polski do 2025” – dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r.

⁵⁷⁾ Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20f u-Pe.

⁵⁸⁾ Niniejszy rozdział może zawierać odniesienia do stosownych projekcji rynkowych OSP.

Tendencja ta była zauważalna także w pierwszym kwartale 2008 r. Podkreślić należy, że problemy wynikające z:

- konsolidacji podmiotów w ramach grup energetycznych,
 - niskiego stanu zapasów węgla,
 - oraz ograniczeń w dopuszczalnej emisji CO₂, NO_x, SO_x oraz pyłów,
- będą w najbliższych latach pogłębiały niedobór mocy wytwórczych dostępnych dla rynku, przyczyniając się tym samym do obniżenia poziomu bezpieczeństwa i niezawodności dostaw.

W 2007 r. kontynuowano następujące inwestycje wytwórcze:

- nowy blok na węgiel kamienny o mocy 460 MW – Elektrownia Łagisza II. Inwestycja realizowana w TAURON Polska Energia SA przez wchodzący w jej skład Południowy Koncern Energetyczny SA. Rozruch próbny planowany jest na grudzień 2008 r., natomiast jednostka zostanie przekazana do eksploatacji 31 marca 2009 r.,
- nowy blok na węgiel brunatny o mocy 833 MW (w szacunkach nawet 850 MW) – Elektrownia Bełchatów II. Inwestycja będzie realizowana przez podmiot wchodzący w skład grupy kapitałowej PGE SA – BOT Górnictwo i Energetyka SA. Budowa inwestycji rozpoczęła się w 2006 r. Będzie to najnowocześniejszy i największy blok energetyczny w Polsce. Synchronizacja bloku z KSE przewidziana jest w lutym 2010 r.

23 listopada 2007 r. nastąpiła pierwsza synchronizacja z siecią elektroenergetyczną i rozpoczęto próby odbiorowe bloku o mocy 464 MW w Elektrowni Pątnów II SA. Inwestycja ta była zrealizowana przez inwestora strategicznego. Obiekt został wyposażony w najnowocześniejsze instalacje ochrony atmosfery, w tym instalacje mokrego odsiarczania spalin i ma się charakteryzować wysoką sprawnością wytwarzania energii.

W 2007 r. PSE-Operator SA zawarł z Megawatt Polska Sp. z o.o. umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej farmy elektrowni wiatrowych Kukowo-Dargoleza o mocy 240 MW. Ponadto w 2007 r. OSP określił warunki przyłączenia do sieci przesyłowej dla następujących mocy wytwórczych:

- 1) farma wiatrowa Osieki o mocy 42 MW (Elektrownia Wiatrowa Gniewino Sp. z o.o.),
- 2) farma wiatrowa Zbiornik Górny o mocy 48 MW (Elektrownia Wiatrowa Gniewino Sp. z o.o.),
- 3) farma wiatrowa Chwiram o mocy 120 MW (Windpol Sp. z o.o.).

Dodatkowo w 2007 r., PSE-Operator SA uzgodnił warunki przyłączenia dla jednostki wytwórczej Ośrodka Centralnego PMG „Wierzchowice” – Elektrownia parowo-gazowa z podziemnym magazynem gazu w Wierzchowicach o mocy 15 MW w okresie letnim i 38 MW w okresie zimowym (obiekt przyłączony do sieci EnergiaPro Koncern Energetyczny SA).

Kolejne uzgodnienia dotyczyły przyłączenia dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci o napięciu 110 kV na łączną moc 1 751,1 MW.

Inwestycje, o których mowa powyżej – o łącznej mocy 3 958 MW, co stanowi ok. 14,7% mocy dyspozycyjnych w 2007 r. – są niewystarczające do zapewnienia długookresowego bezpieczeństwa energetycznego Polski ze względu na przyszłe wyłączenia z eksploatacji bloków wytwórczych, które nie będą wypełniały coraz surowszych norm ochrony środowiska oraz bloków wycofywanych z tytułu ich wyeksploatowania. Według Agencji Rynku Energii SA w latach 2006-2030 wycofane, z ww. powodów, zostaną moce wytwórcze o wielkości ok. 15 000 MW.

Z informacji uzyskanych od OSP wynika, że w 2007 r. z eksploatacji wycofany został jedynie turbozespół nr 3 o mocy 32 MW, w Elektrociepłowni Czechnica opalanej węglem kamiennym. Ponadto 1 stycznia 2008 r. wycofano z eksploatacji dwie jednostki wytwórcze, kondensacyjne o mocy osiągalnej 120 MW każda w EL. Konin (opalanej węglem brunatnym).

Produkcja energii elektrycznej opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym (tabela 5.1b) i zgodnie z dotychczasowymi założeniami polityki energetycznej w najbliższych latach nie ulegnie zmianie.

Tabela 5.1b. Struktura zużycia paliw podstawowych w elektroenergetyce zawodowej w 2007 r.

Paliwo	Udział w produkcji [%]
Węgiel kamienny	63,13
Węgiel brunatny	32,63
Gaz ziemny	3,02
Biomasa i biogaz	1,22

Źródło: ARE SA.

W odniesieniu do nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych, powiedzieć należy, że w 2007 r. ich poziom zwiększył się o ok. 42 MW w stosunku do 2006 r. (tabela 5.1c). Największe przyrosty nowych mocy odnotowano w elektrowniach wiatrowych. W 2007 r. nie stwierdzono żadnego przypadku wycofania z eksploatacji źródeł odnawialnych.

Tabela 5.1c. Moce zainstalowane w OZE

Rodzaj OZE	2006 r.	2007 r.	2008 r.*
	Moc zainstalowana [w MW]	Moc zainstalowana [w MW]	Moc zainstalowana [w MW]
Elektrownie biogazowe	42,986	45,699	50,12
Elektrownie biomasowe	264,790	255,390	257,49
Elektrownie wiatrowe	239,510	287,909	338,74
Elektrownie wodne (w tym szczytowo-pompowe)	934,031	934,779	935,12
Razem	1 481,317	1 523,777	1 581,475

* Stan na 30 maja 2008 r.

Źródło: URE.

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. Realizowane przez OSP działania inwestycyjne w zakresie krajowej sieci przesyłowej służą realizacji dwóch podstawowych celów: zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zwiększaniu swobody handlu energią elektryczną, w tym także na wspólnym rynku (połączenia międzysystemowe). OSP podejmuje decyzje inwestycyjne na podstawie prowadzonych cyklicznie analiz i ocen kryteriów technicznych, dotyczących przede wszystkim niezawodności i jakości dostaw oraz ocen efektywności planowanych przedsięwzięć.

Zadania inwestycyjne uwzględniane są w planie rozwoju krajowej sieci przesyłowej. Projekt planu rozwoju opracowany przez OSP na lata 2006-2020 na podstawie przeprowadzonych analiz, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Koszty wynikające z inwestycji przedstawionych w uzgodnionym projekcie planu są podstawą do uwzględniania ich jako element kosztów uzasadnionych, przyjętych do kalkulacji taryfy przesyłowej OSP.

Poniżej zostały przedstawione **zadania inwestycyjne** ujęte w projekcie planu rozwoju PSE-Operator SA na lata 2006-2020.

Inwestycje **zakończone** w 2007 r.:

- 1) modernizację linii 220 kV łączących stacje Łagisza, Halemba i Byczyna z jednoczesnym dostosowaniem do pracy jednego toru w układzie gwiazdowym,
- 2) przyłączenie stacji 220/110 kV Biskupice do sieci przesyłowej,
- 3) modernizacja stacji 220/110 kV Gdańsk I,
- 4) modernizacja stacji 220/110 kV Chełm,
- 5) zainstalowanie dodatkowego ATR w stacji 220/110 kV Wanda (woj. małopolskie).

Inwestycje **rozpoczęte oraz planowane**:

- I. Inwestycje służące poprawie pewności zasilania, a co za tym idzie poprawa niezawodności i pewności pracy, oraz redukcji strat mocy w KSP realizowane w latach 2007-2010:
 - 1) Instalacja dławików kompensacyjnych w KSP (okres realizacji: 2008-2011),
 - 2) Instalacja trzeciego ATR 220/110 kV w stacji Pabianice (okres realizacji: 2010),
 - 3) Budowa linii 400 kV od stacji Ostrów do linii Rogowiec-Trębaczew, wprowadzenie linii 400 kV Rogowiec-Joachimów do stacji Trębaczew (okres realizacji: 2004-2008),
 - 4) Budowa linii 400 kV Pasikowice-Wrocław Południe-Świebodzice z wykorzystaniem korytarza istniejącej linii 220 kV Świebodzice-Klecina (okres realizacji: 2006-2011),

- 5) Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Morzyczyn, wprowadzenie linii 400 kV Krajnik-Dunowo, instalacja ATR 400/220 kV (okres realizacji: 2006-2009),
 - 6) Instalacja drugiego ATR 220/110 kV w stacji Lubocza (okres realizacji: 2009),
 - 7) Włączenie stacji 220/110 kV Towarowa w ciąg linii 220kV Miłosna-Mory (okres realizacji: 2010),
 - 8) Budowa 2-torowej linii 400 kV w relacji Pątnów-Grudziądz z jednym torem pracującym czasowo na napięciu 220 kV (okres realizacji: 2008-2015),
 - 9) Budowa 2-torowej linii 400 kV w relacji Plewiska-Piła-Krzewina-Dunowo z jednym torem pracującym czasowo na napięciu 220 kV, budowa rozdzielni 400 kV w stacji Piła Krzewina (okres realizacji: 2009-2015),
 - 10) Budowa linii 400 kV Kozienice-Siedlce-Miłosna, budowa stacji 400/110 kV Siedlce (okres realizacji: 2007-2015),
 - 11) Budowa linii 400 kV Rogowiec-Pabianice-Pątnów, budowa rozdzielni 400 kV w stacji Pabianice (okres realizacji: 2007-2015),
 - 12) Budowa stacji 400/110 kV Wołomin (okres realizacji: 2009-2015),
 - 13) Budowa linii 400 kV w relacji Rogowiec-Ołtarzew, budowa rozdzielni 400 kV w stacji Janów (okres realizacji: 2009-2015).
- II. Inwestycje w latach 2007-2009 służące m.in. wyprowadzeniu mocy z dwóch nowych bloków energetycznych w Elektrowni Pątnów oraz Elektrowni Łagisza:
- 1) Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Pątnów, instalacja ATR 400/220 kV (okres realizacji: 2008),
 - 2) Budowa linii 400 kV Kromolice-Pątnów, budowa stacji 400/110 kV Kromolice (okres realizacji: 2006-2009),
 - 3) Rozbudowa i modernizacja węzła Łagisza wraz z przyłączeniem bloku elektrowni Łagisza na napięciu 400 kV do KSP (okres realizacji: 2007-2009).
- III. Inwestycje służące m.in. współpracy z systemem elektroenergetycznym Słowacji i likwidacją barier swobodnego handlu energią elektryczną na rynku wewnętrznym i na rynku międzynarodowym – po realizacji inwestycji m.in. układu Polska-Litwa:
- 1) Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Buczyna, wprowadzenie linii 400 kV Tarnów-Tuczna, instalacja ATR 400/220 kV (okres realizacji: 2006-2009) – Słowacja,
 - 2) Budowa 2-torowej linii 400 kV Ostrołęka-Miłosna oraz rozdzielni 400 kV w stacji Ostrołęka (okres realizacji: 2007-2015) – Litwa.
- IV. Inwestycje na potrzeby farm wiatrowych:
- 1) Instalacja drugiego ATR 400/110 kV w stacji Słupsk (okres realizacji: 2010),
 - 2) Budowa stacji 400/110 kV Dargoleza z ATR 400/110 kV, wprowadzenie linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec (okres realizacji: 2009-2010),
 - 3) Budowa linii 220 kV Glinki-Reclaw-Morzyczyn budowa rozdzielni 220 kV w stacji Reclaw (okres realizacji: 2008-2013),
 - 4) Instalacja drugiego ATR 400/110 kV w stacji Dunowo (okres realizacji: 2010),
 - 5) Instalacja ATR 400/110 kV w stacji Krajnik (okres realizacji: 2010).
- V. Likwidacja barier swobodnego handlu energią elektryczną poprzez poprawę warunków dostarczania mocy do sieci:
- 1) Instalacja 12 dodatkowych ATR NN/110 w KSP (okres realizacji: 2007-2010),
 - 2) Budowa stacji 400/110 kV Skawina (okres realizacji 2007-2015).
- VI. Inwestycje związane z rozwojem połączeń międzysystemowych:
- 1) Przedsięwzięcia inwestycyjne związane z wymianą mocy Polska-Niemcy:
 - Instalacja przesuwników fazowych w stacji Krajniki na 2-torowej linii 220 kV Krajnik-Vierraden;
 - Budowa 2-torowej linii 400 kV w relacji Krajnik-Morzyczan z jednym torem pracującym czasowo na napięciu 220 kV;
 - Modernizacja ciągu liniowego 400 kV Krajnik-Morzyczan-Dunowo;
 - Przelączenie 2-torowej linii Krajnik-Vierraden na napięcie 400 kV;
 - Instalacja przesuwników fazowych w stacji Krajniki na 2-torowej linii 400 kV Krajnik-Vierraden;
 - Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Baczyna;
 - Budowa 2-torowej linii 400 kV w relacji Krajnik-Baczyna z jednym torem pracującym czasowo na napięciu 220 kV;
 - Wprowadzenie linii 400 kV Krajnik-Plewiska do stacji Baczyna;
 - Budowa 2-torowej linii 400 kV (z podwieszonym jednym torem) w relacji Baczyna-Piła Krzewina;

- Budowa 2-torowej linii 400 kV Baczyna-granica RP;
- Budowa 2-torowej linii 400 kV w relacji Żydowo-Gdańsk Błonia z jednym torem pracującym czasowo na napięcie 220 kV,
- 2) Przedsięwzięcia inwestycyjne związane z wymianą mocy Polska-Słowacja:
 - Wprowadzenie istniejącej linii 400 kV Tucznawa-Rzeszów do stacji Buczyna;
 - Modernizacja linii 400 kV Łagisza-Tucznawa i obu torów linii 400 kV Tucznawa-Buczyna;
 - Modernizacja linii 220 kV Moszczenica-Wielopole, Podborze-Moszczenia;
 - Budowa 2-torowej międzysystemowej linii 400 kV w relacji Buczyna-Varin,
- 3) Przedsięwzięcia inwestycyjne związane z wymianą mocy Polska-Ukraina:
 - Budowa wstawki prądu stałego 2 x 600 MW w stacji Rzeszów;
 - Modernizacja linii 750 kV Rzeszów-Chmielnicka,
- 4) Przedsięwzięcia inwestycyjne związane z wymianą mocy Polska-Litwa:
 - I. Wariant PL:

rozwój sieci przesyłowej w obszarze północno-wschodnim kraju – potrzeby krajowe

 - Budowa stacji elektroenergetycznej 400/110 kV Stanisławów na trasie linii 400 kV Miłosna-Narew;
 - Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji Narew;
 - Rozbudowa stacji Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV;
 - Budowa 1-torowej linii 400 kV Narew-Ostrołęka;
 - Budowa 2-torowej linii 400 kV Stanisławów-Ostrołęka;
 - II. Wariant PL-LT:

rozwój sieci przesyłowej w obszarze północno-wschodnim kraju – połączenie Polska-Litwa

 - Rozbudowa stacji Ełk o rozdzielnię 400 kV;
 - Budowa stacji elektroenergetycznej 400/110 kV położonej pomiędzy stacjami Ostrołęka-Narew;
 - Budowa 2-torowej linii 400 kV od stacji Ełk do nowej stacji;
 - Budowa 2-torowej linii transgranicznej 400 kV od stacji Ełk do granicy państwa (w kierunku stacji Alytus na Litwie) oraz stacji konwerterowej.

Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznych

Nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym u-Pe należy do zadań Ministra Gospodarki. Do zadań Prezesa URE należy zaś monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Prezes URE wykonuje swoje zadania m.in. na podstawie informacji opracowywanych i przekazywanych przez operatora systemu przesyłowego, w tym średnio- i długoterminowych ocen stanu bezpieczeństwa pracy KSE. Na podstawie informacji dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii Minister Gospodarki opracowuje politykę energetyczną państwa, której celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska.

Rola organów regulacyjnych w procesie inwestycji oraz wsparcie budowy nowych mocy

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.

Obecne prawodawstwo przewiduje zastosowanie systemu wsparcia jedynie w przypadku możliwości powstania deficytu mocy wytwórczych w kraju. Zgodnie z art.16a u-Pe, w przypadku stwierdzonej przez ministra właściwego do spraw gospodarki możliwości wystąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na energię elektryczną, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych. Rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych, umożliwiających budowę nowych mocy wytwórczych,

będą określone w odrębnych przepisach. Jako kryteria oceny ofert na budowę nowych mocy wytwórczych w ustawie wymienia się⁵⁹⁾:

- politykę energetyczną państwa,
- bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego,
- wymagania dotyczące ochrony zdrowia i środowiska oraz bezpieczeństwa publicznego,
- efektywność energetyczną i ekonomiczną przedsięwzięcia,
- lokalizację budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej,
- rodzaje paliw przeznaczonych do wykorzystania w nowych mocach wytwórczych energii elektrycznej.

W Polsce nie występują obecnie sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, sprzyjające podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii i elektrociepłowni, polegające na partycypacji w nakładach inwestycyjnych w 50% przez OSD lub OSP. Pozostali wytwórcy ponoszą opłatę kalkulowaną na podstawie 100% nakładów. W celu realizacji inwestycji przedsiębiorstwo energetyczne musi uzyskać niezbędne pozwolenia związane budową jednostki wytwórczej, a w przypadku dużych źródeł wytwarzania – także wykonać ocenę wpływu tego źródła na środowisko naturalne. Ponadto niezbędne jest uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, poprzedzonej często promesą koncesji.

Współpraca z krajami trzecimi

Wymiana międzysystemowa z krajami trzecimi w 2007 r. była realizowana jedynie na połączeniu transgranicznym z Ukrainą i wyniosła 631 GWh. Wielkość ta dotyczy importu energii elektrycznej i obejmuje także realizację dostaw linią 110 kV Zamość – Dobrotwór. Połączenia międzysystemowe z krajami trzecimi nie są udostępniane dla uczestników rynku na zasadach rynkowych, przy czym wielkość importu energii z krajów trzecich stanowiła ok. 0,4% całkowitego krajowego zużycia energii brutto. W związku na niewielką skalę importu energii z krajów trzecich mają one ograniczone konsekwencje socjalne i środowiskowe.

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

Prognozy zużycia gazu

W 2007 r. udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych stanowił w Polsce około 13% łącznego zużycia energii, co pozostaje znacznie poniżej średniej unijnej, która wynosi ok. 25%. Jednakże przewiduje się, że rola gazu ziemnego w polskim bilansie energetycznym kraju będzie wzrastać wraz z rozwojem gospodarczym kraju. Poza tym wzrost zużycia gazu ziemnego jako alternatywnego – wobec węgla – źródła energii uważany jest za istotny składnik przyjętego przez Polskę planu mającego na celu wypełnienie zobowiązań, wynikających z regulacji UE dotyczących wykorzystania źródeł energii i ochrony środowiska naturalnego.

Zgodnie z dokumentem opracowanym przez Agencję Rynku Energii SA pt. „Aktualizacja długoterminowej prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię oraz wyznaczenie prawdopodobnego poziomu potrzeb energetycznych gospodarki do roku 2030 – Wariant podstawowy” zakładany średnioroczny wzrost zapotrzebowania wynosi 1,92% w okresie 2006-2010, 1,55% w okresie 2011-2015 i 1,16% w okresie 2016-2020. W rezultacie zakłada się, że zapotrzebowanie na gaz ziemny w kolejnych latach osiągnie następujące wielkości – tabela 5.2a.

⁵⁹⁾ W przygotowaniu jest rozporządzenie ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawie przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną, które powinno zawierać przepisy szczegółowe w tym zakresie.

Tabela 5.2a. Prognozy zużycia gazu ziemnego w Polsce w latach 2008-2017

Jednostka miary	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
mld m ³	14,45	14,73	15,01	15,24	15,48	15,72	15,96	16,21	16,40	16,59
Mtoe	13,63	13,89	14,16	14,38	14,60	14,83	15,06	15,29	15,47	15,65

Gaz ziemny – gaz ziemny wysokometanowy oraz zaazotowany w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

m³ (metr sześcienny normalny) – jednostka rozliczeniowa oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1 m³ przy ciśnieniu 101,325 kPa i temperaturze 15°C.

Źródło: ARE SA.

Przewidywany wzrost przesyłu paliwa gazowego w systemie przesyłowym do końca 2010 r. pokrywany będzie tylko dostawami z istniejących punktów „wejścia” do krajowego systemu. Dopiero w 2011 r. nastąpi zwiększenie możliwości przesyłowych istniejącego punktu w Lasowie. Uruchomienie całkiem nowych punktów „wejścia” do systemu gazowniczego związane jest z realizacją budowy terminala LNG i gazociągu podmorskiego „Baltic Pipe” (2012-2013).

Równoważenie bilansu paliw gazowych w systemie i rozptywy gazu

Ze względu na charakterystyczną dla systemu gazowniczego nierównomierność zapotrzebowania na gaz, wynikającą głównie ze zróżnicowania w bilansie i udziału gazu stosowanego do celów grzewczych, niezbędne jest zastosowanie środków regulacji pozwalających w każdym okresie pokryć zapotrzebowanie na gaz. W polskim systemie gazowniczym najbardziej efektywnymi są: podziemny magazyn gazu w Mogilnie oraz akumulacja systemu. Stosowanie innych środków regulacji jest mniej efektywne i prowadzi do wzrostu kosztów eksploatacji całego systemu.

Gaz ze źródeł krajowych oraz z importu w zasadzie dostarczany jest równomiernie w ciągu całego roku, co powoduje, że w okresach wiosenno-letnich system gazowniczny dysponuje nadwyżkami gazu, który zatłaczany jest do podziemnych magazynów gazu i stanowi dodatkowe źródło gazu w szczycie zapotrzebowań w okresie jesienno-zimowym.

Z powodu dość wysokich temperatur w okresie jesienno-zimowym 2006/2007 nie wystąpiło zwiększone zapotrzebowanie na paliwo gazowe i nie było przypadków zakłócenia dostaw i trudności z dostarczeniem gazu do odbiorców. 1 stycznia 2007 r. wszystkie podziemne magazyny gazu dysponowały maksymalną pojemnością i mocą dobową dostaw. Dopiero pod koniec stycznia nastąpiło ochłodzenie i wzrosło zapotrzebowanie na gaz. Szczytowy odbiór gazu wystąpił dopiero 24 lutego 2007 r. i wyniósł 54,2 mln m³/dobę.

Perspektywy zwiększenia wydobycia krajowego

Aktualna prognoza PGNiG SA zakłada utrzymanie wydobycia krajowego na poziomie 4,5 mld m³ gazu ziemnego w 2008 r. W 2007 r. zakończono zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Jasionka (etap I) oraz połączono złoża Jasionka I Stobierna-Terliczka gazociągiem przesyłowym. Wydobycie gazu wysokometanowego z tego złoża osiągnęło 150 mln m³. Koniec inwestycji planowany jest na 2009 r. wraz z zagospodarowaniem złoża Jasionka I (etap II). W 2009 r. przewiduje się włączenie do eksploatacji złoża Cierpisz, Luchów, Wola Różaniecka, Kaleje oraz Sędziszów. Bardzo ważnym zadaniem inwestycyjnym będzie zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Lubiatów-Miedzychód-Grotów – do 2012 r. Ponadto do 2009 r. planowane jest zakończenie zagospodarowywania złóż Rudka, Sarzyna, Jeżowa, Zalesie i Pantalowice gdzie obecnie opracowywana jest dokumentacja inwestycyjna bądź rozpoczęto prace budowlano-montażowe.

Inwestycje zwiększające wzrost bezpieczeństwa dostaw surowca

Do 2012 r. GK PGNiG SA planuje zwiększenie posiadanych pojemności magazynowych o 1,15 mld m³, czyli do pojemności 2,81 mld m³. Jednym z elementów realizacji tego zamierzenia jest zwiększe-

nie pojemności jedyne w Polsce magazynu gazu, znajdującego się w kawernach solnych w Mogilnie. Po wybudowaniu dwóch kawern pojemność czynna magazynu w Mogilnie wzrośnie w przybliżeniu o 100 mln m³ (w warunkach normalnych). Ponadto Spółka planuje budowę dwóch podziemnych magazynów gazu zaazotowanego w Daszewie oraz w Bonikowie. Dzięki temu będzie możliwa optymalizacja dostaw gazu ziemnego w podsystemie gazu zaazotowanego oraz pokrycie zwiększonego zapotrzebowania na gaz zaazotowany w tych regionach.

Podjęta w grudniu 2006 r. decyzja GK PGNiG SA o budowie terminalu importowego LNG na polskim wybrzeżu, w rejonie Świnoujścia, w zamierzeniu pozwolić ma na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację dostaw gazu ziemnego. Z przyjętych przez przedsiębiorstwo założeń wynika, że początkowa zdolność terminalu będzie wynosić 2,5 mld m³ rocznie a w zależności od popytu roczna przepustowość będzie podwyższona do 5,0 mld m³. Docelowa zdolność przeładunkowa terminalu ma wynieść 7,5 mld m³. Pierwsze dostawy LNG planowane są na 2012 r.

Obecnie w fazie planistycznej i modelowania finansowego są dwa projekty inwestycyjne PGNiG SA: projekt „Skanled”, który obejmuje budowę gazociągu z terminalu gazowego w Karsto (Norwegia) do Szwecji i Danii oraz powiązany z tym zadaniem projekt „Balic Pipe”, który dotyczy budowy gazociągu łączącego duński i polski system gazowniczy. Oddanie gazociągu do użytku planowane jest początek 2013 r. z możliwością przesyłania docelowo 3 mld m³ gazu rocznie.

Dopełnieniem tych projektów infrastrukturalnych było zakończenie w 2007 r. procesu zakupu 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd na norweskim szelfie kontynentalnym. Wielkość tych złóż – łącznie ze złożem Idun – szacowana jest na 37,9 mld m³ gazu ziemnego.

Inwestycje będące w realizacji i planowane – gazociągi polskiego systemu przesyłowego

Większość projektów została ujęta w dokumencie „Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko – Narodowa Strategia Spójności 2007-2013”⁶⁰⁾. Budowa tych połączeń służyć będzie likwidacji ograniczeń oraz umożliwi w przyszłości rozprowadzanie gazu z projektowanego terminalu importowego LNG. Przewiduje się, że dofinansowanie tych inwestycji odbędzie się ze środków uzyskanych z Unii Europejskiej.

Mają to być następujące inwestycje sieciowe:

- 1) dokończenie gazociągu Włocławek-Gdynia (zakończenie budowy do 2010/2011),
- 2) Magistrała Szczecin-Gdańsk (budowa magistrali północnej – zak. budowy do 2011 r.),
- 3) Gazociąg KPMG Mogilno-Odolanów (zakończenie budowy do 2011/2014),
- 4) Gazociąg Gustorzyn-Rembelszczyzna (zakończenie budowy do 2011/2020),
- 5) Gazociąg Szczecin-Lwówek (z węzłem w Goleniowie – zakończenie budowy do 2012/2014),
- 6) Gazociąg Świnoujście-Szczecin (zakończenie budowy do 2011 r.).

Standardy bezpieczeństwa dostaw

Zgodnie z ustawą o utrzymywaniu zapasów gazu ziemnego i zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw⁶¹⁾ przedsiębiorstwa obrotu oraz importerzy zobowiązani są do utrzymywania zapasów paliwa gazowego na terytorium Polski w ilości odpowiadającej 30 dniom przywozu gazu ziemnego w okresie dwunastu miesięcy liczonych od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca danego roku. Wielkość zapasów weryfikowana jest przez Prezesa URE w oparciu o prognozę przywozu na najbliższy rok. Ponadto przedsiębiorstwa te zobowiązane są do przygotowania odpowiednich procedur na wypadek zagrożeń w ciągłości dostaw oraz wczesnego zawiadomienia OSP.

⁶⁰⁾ Dokument przyjęty przez Radę Ministrów Rada Ministrów przyjęła 29 listopada 2006 roku projekt Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013, który – zgodnie z projektem Narodowych Strategicznych Ram Odniesienia na lata 2007-2013 (NSRO) – stanowi jeden z programów operacyjnych będących podstawowym narzędziem do osiągnięcia założonych w NSRO celów przy wykorzystaniu środków Funduszu Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego.

⁶¹⁾ 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).

- Przewidziano trzy fazy działań w sytuacji poważnego zaburzenia dostaw:
- pierwsza faza – reakcje przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego oraz operatorów systemów gazowych;
 - druga faza – jeżeli środki pierwszej fazy okazałyby się niewystarczające, państwa członkowskie powinny podjąć środki zmierzające do złagodzenia skutków tych zaburzeń. Ma temu służyć kompetencja ministra właściwego do spraw gospodarki odnośnie uruchomienia zapasów obowiązkowych oraz wnioskowanie do Rady Ministrów o wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które mogą być uruchomione równocześnie lub w sposób sekwencyjny. Określono rodzaje podmiotów objętych ograniczeniami w poborze gazu ziemnego. Kryterium stanowi wielkość mocy umownej, w ten sposób wykluczono możliwość objęcia ograniczeniami gospodarstw domowych i małych i średnich przedsiębiorstw;
 - trzecia faza – środki na poziomie wspólnotowym.

Ustawa określa zasady i tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zadania przedsiębiorstw w tym zakresie oraz zasady dokonywania rozliczeń. Wprowadza również obowiązki sprawozdawcze dotyczące informowania organów administracji o poziomie utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz uprawnienia do przeprowadzania kontroli i weryfikacji stanu zapasów.

W ocenie Prezesa URE przy wprowadzeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych pominięta została kwestia deficytu pojemności magazynowych w krajowym systemie gazowym, w stosunku do potrzeb narzucanych ustawą. Nie przewidziano również możliwości zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych w przypadku rozpoczynania działalności w zakresie przywozu gazu. O stosowne zwolnienie może ubiegać się podmiot już prowadzący działalność ale dodatkowo musi spełnić dwa wymogi: liczba jego odbiorców nie może przekroczyć stu tysięcy a sprzedaż gazu ziemnego w ciągu roku nie może wynieść ponad 50 mln m³.

Takie rozwiązanie prawne negatywnie wpływa na możliwość rozpoczęcia i rozwoju działalności w zakresie sprzedaży gazu, a tym samym na rozwój konkurencji. W 2007 r. Prezes URE poinformował Ministra Gospodarki o wskazanych implikacjach i przedstawił propozycję nowelizacji ww. ustawy.

Pojemności magazynowe

Posiadane obecnie pojemności magazynowe pozwalają PGNiG SA na zapewnienie rezerw gazu ziemnego na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach oraz na wyrównywanie sezonowej nierównomierności poboru. Jednakże, aby w pełni zaspokoić potrzeby związane z obsługą nietypowych wzrostów szczytowego zapotrzebowania, niezbędna jest rozbudowa powierzchni magazynowej. Techniczne możliwości funkcjonujących magazynów przedstawia tabela 5.2b.

Tabela 5.2b. Pojemności magazynowe

Eksploatacja PMG							
	Wierzchowice	Brzeźnica	Strachocina	Swarzów	Husów	Mogilno	Razem
Pojemność czynna [mln m ³]	575,000	65,000	150,000	90,000	400,000	380,170	1 660,170
Stan magazynu na dzień 01.10.2007 r. [mln m ³]	575,000	65,000	149,987	90,000	400,001	380,170	1 660,158
Stan magazynu na dzień 28.02.2008 r. [mln m ³]	203,050	7,838	46,512	13,694	158,396	298,331	727,821
Moc odbioru [mln m ³ /dobę]	4,8 – 0,42	0,84 – 0,22	1,24 – 0,76	1,0 – 0,3	5,76 – 0,8	20,64 – 1,0	

Źródło PGNiG SA.

Zakres kontraktów długoterminowych

W chwili obecnej PGNiG SA importuje gaz w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz trzech kontraktów średnio-terminowych na dostawy – odpowiednio z Niemiec i krajów Azji Środkowej:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z 25 września 1996 r. z OOO „Gazprom Eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 r. W 2007 r. roczna ilość kontraktowa wynosiła wg GOST 7 810 mln m³ (7 273,5 mln m³ wg PN),
- umowy na import gazu z 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do dnia 1 października 2016 r. W ciągu pierwszych dwóch lat dostawy wyniosą do 500 mln m³ rocznie, natomiast w okresie od 1 października 2008 r. do 1 października 2016 r. dostawy gazu będą realizowane w ilości 400 mln m³ rocznie,
- umowy podpisanej z ROSUKRENERGO AG na import gazu środkowoazjatyckiego. Dostawy rozpoczęły się 1 stycznia 2007 r. w ilości 2,5 mld m³ (wg GOST) i będą realizowane do 1 stycznia 2010 r. włącznie z możliwością przedłużenia okresu dostaw o kolejne 3 lata.

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. W 2007 r. roczna ilość kontraktowa wynosiła wg GOST do 9,00 mln m³ (8,3 mln m³ wg PN).

Zachęty do podejmowania nowych inwestycji

Regulacje krajowe przewidują odpowiedni zestaw działań (zachęt) dla podejmowania nowych inwestycji. U-Pe zawiera mechanizm pozwalający Prezesowi URE zwolnienie przedsiębiorstw z obowiązków świadczenia usług na zasadach TPA oraz przedkładania taryf do zatwierdzenia. Zwolnienie dotyczy usług świadczonych w oparciu o nową infrastrukturę i jest udzielane po spełnieniu szeregu warunków wymienionych w ustawie.

W definicji zachęty do podejmowania nowych inwestycji mieści się również współfinansowanie funduszami pomocowymi pochodzącymi z Unii Europejskiej. Decyzją z 7 grudnia 2007 r. Komisja Europejska zatwierdziła Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Wielkość środków unijnych zaangażowanych w realizację programu wynosi prawie 28 mld euro. W ramach programu realizowanych będzie 15 priorytetów, z których dwa obejmują sektor gazowy: są to priorytet IX – Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna – 1 403,0 mln euro oraz priorytet X – Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii – 1 693,2 mln euro.

Inny mechanizm został zawarty w ustawie o utrzymywaniu zapasów gazu ziemnego, który umożliwi pokrycie 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%.

Jednakże w ocenie Prezesa URE skala utrudnień w realizacji nowych inwestycji kilkakrotnie przewyższa liczbę bodźców. Istniejące bariery zwiększają koszty – ostatecznie przenoszone na odbiorców końcowych – wydłużają czas realizacji inwestycji lub też mogą doprowadzić do zaniechania ich realizacji.

Przykładem może być sposób naliczania podatku od nieruchomości. Jest on naliczany od początkowej wartości inwestycji, a nie od stopnia jej wykorzystania. W efekcie inwestor musi odprowadzać znaczące kwoty, niezależnie od ilości transportowanego gazu danym odcinkiem sieci. Ponadto utrudnienia zawarte są w ustawie o drogach publicznych. Przewidziano znaczące opłaty za umieszczanie urządzeń infrastruktury technicznej w gruntach, a także za zajęcie pasa drogi na czas budowy. Regułą jest zakaz lokalizowania w pasie drogi obiektów budowlanych i umieszczanie urządzeń nie związanych z potrzebami zarządzania drogami i potrzebami ruchu drogowego, a zgoda zarządcy drogi jest udzielana w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Również w samym procesie inwestycyjnym występują przeszkody wynikające z prowadzenia wielu procedur lokalizacyjnych dla jednej inwestycji w przypadku budowy linii przesyłowej przebiegającej przez tereny kilku starostw i gmin.

Prezes URE stale podejmuje inicjatywy mające na celu stopniowe eliminowanie wskazanych barier, m.in. poprzez informowanie organów administracji odpowiedzialnych za poszczególne obszary.

Regulacje krajowe dotyczące tzw. „nowej infrastruktury”

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją, czy też magazynowaniem paliw gazowych są zobowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom (od 1 lipca 2007 r. również odbiorcom w gospodarstwie domowym) oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych – na zasadzie równoprawnego traktowania – świadczenie usług przesyłania, dystrybucji oraz magazynowania paliw gazowych. Jednakże przepisy ustawy dopuszczają sytuacje, w których możliwe jest zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku świadczenia tego rodzaju usług. Prezes URE, na uzasadniony wniosek zainteresowanego przedsiębiorstwa energetycznego (art. 4i u-Pe), może zwolnić takie przedsiębiorstwo z obowiązków świadczenia usług w określonym zakresie oraz 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 może udzielić 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.

Prezes URE⁶²⁾ udziela koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych oraz wyznacza⁶³⁾ na wniosek właściciela instalacji magazynowania paliw gazowych, operatorów systemów magazynowania paliw gazowych. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych jest obowiązane⁶⁴⁾ zapewniać odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych. Jednakże przepisy ustawy (art. 4h ust. 1) przewidują sytuacje, w których możliwe jest czasowe zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się magazynowaniem gazu ziemnego z obowiązku świadczenia takich usług lub czasowe ograniczenie tego obowiązku. Decyzję taką podejmuje Prezes URE – na uzasadniony wniosek zainteresowanego przedsiębiorstwa – po przeprowadzeniu odrębnego postępowania, o którym mowa w art. 4h ust. 2-8 ustawy.

Wnioski

Przedstawiona fotografia sytuacji w sektorze gazowym jednoznacznie dowodzi, iż dzisiejszy jej stan, z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, można uznać za satysfakcjonujący.

Analiza sytuacji finansowej przedsiębiorstw energetycznych sektora gazu wykazała wzrost przychodów. W przypadku przesyłu i sprzedaży odnotowano poprawę wyniku finansowego w porównaniu do lat poprzednich. W przypadku dystrybucji w związku ze zmianą zasad rachunkowości odnotowano pogorszenie wyniku finansowego. W ocenie Regulatora sytuacja ekonomiczna sektora zapewnia możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych. Odnotowano również podejmowanie działań nakierowanych na wykorzystanie unijnych środków pomocowych przy realizacji inwestycji.

W zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny niezwykle istotną funkcję spełnia infrastruktura przesyłowa, dystrybucyjna i magazynowa. W 2007 r. sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń, należy mieć jednak świadomość, że dalsze poprawne funkcjonowanie systemu przesyłowego musi zostać wsparte realizacją szeregu inwestycji zmierzających do likwidacji ograniczeń systemowych, w szczególności dotyczących obszaru północno-zachodniej części Polski. Ponadto konieczne jest zwiększenie pojemności magazynowych systemu.

⁶²⁾ Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 u-Pe.

⁶³⁾ Zgodnie z art. 9h u-Pe.

⁶⁴⁾ Zgodnie z art. 4c u-Pe.

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

Usługi publiczne obejmują dobra publiczne, w odniesieniu do których niemożliwe jest wykluczenie kogokolwiek z korzystania z nich. Są to dobra, od których oczekujemy określonej jakości – niezależnie od liczby osób z nich korzystających (każdy nowy konsument nie narusza uprawnień pozostałych).

Świadczenie usług o charakterze użyteczności publicznej – stan prawny

Kwestie związane z obowiązkami z tytułu świadczenia usług o charakterze publicznym i ochrony konsumentów (m.in. gwarancje bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny tychże dostaw, a także surowców; respektowanie zobowiązań z zakresu ochrony środowiska naturalnego oraz poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstw) zostały uregulowane zarówno w przepisach u-Pe⁶⁵⁾, jak i – w sposób pomocniczy – w przepisach z zakresu ochrony konsumentów⁶⁶⁾.

Nad prawidłowym wykonaniem i przestrzeganiem zobowiązań z tego tytułu czuwa minister właściwy ds. gospodarki, Prezes URE oraz w pewnym zakresie Prezes UOKiK.

Realizacja obowiązków dotyczących świadczenia usług o charakterze użyteczności publicznej – wybrane aspekty

Doskonalenie zarządzania usługami publicznymi dokonuje się poprzez zwiększanie powszechnej dostępności oraz poprawę jakości świadczonych usług. Powszechna dostępność oraz poprawa jakości jest efektem wielu działań podejmowanych przez Prezesa URE. Istotne są m.in. regulacje wymuszające transparentność działań przedsiębiorstw energetycznych oraz indywidualne działania interwencyjne wobec konkretnych przedsiębiorstw na skutek skarg i informacji odbiorców:

- Znakowanie pierwotnych źródeł energii elektrycznej

Wszyscy przedsiębiorcy posiadający odnawialne źródła energii (OZE) są zobligowani do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (niezależnie od wielkości mocy zainstalowanej). Wiarygodność pochodzenia energii elektrycznej z tego rodzaju źródeł jest potwierdzana 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 następujące technologie wytwarzania:

- z elektrowni wodnych oraz wiatrowych;
- ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu;

⁶⁵⁾ Wdrożenie do polskiego systemu prawnego wymagań w tym zakresie (również kryteriów Aneksu A dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE) nastąpiło w 2005 r. Ustawa z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 62, poz. 552). W Raporcie Krajowym Prezesa URE z 2005 r. zostały to szczegółowo przedstawione. Raport został opublikowany w *Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze komisji europejskiej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, styczeń 2006.

⁶⁶⁾ 21 kwietnia 2007 r. weszła w życie ustawa z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.), która zastąpiła dotychczas obowiązującą pod tą samą nazwą ustawę z 15 grudnia 2000 r. Wzajemne relacje przepisów u-Pe oraz ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów nie uległy jednak zmianie. Postanowienia ostatniego z wymienionych aktów prawnych z uwagi na swój ogólny charakter, a tym samym z uwagi na klasyfikację w systemie aktów prawnych jako *lex generalis*, znajdują zastosowanie tylko w takim zakresie, w jakim ochrona odbiorcy w konkretnej sytuacji faktycznej nie może być wyczerpująco realizowana w drodze zastosowania sektorowych regulacji szczególnych, tj. przepisów wielokrotnie już powoływanej u-Pe oraz przepisów do niej wykonawczych – przykładowo sytuacja taka występuje, zgodnie z obecną linią orzeczniczą Sądu Najwyższego, m.in. w przypadku stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne niedozwolonych warunków umownych w kontraktach już zawartych (praktyki monopolistyczne), którym przeciwdziała w drodze swych władczych rozstrzygnięć Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

- ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych;
- z pomocą wspólnego spalania paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

System koncesjonowania odnawialnych źródeł energii oraz świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych stanowi odpowiednik „zielonych certyfikatów”. Jednocześnie umożliwia jednoznaczny identyfikację energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne wytwórców i wprowadzanej do KSE.

Świadectwa pochodzenia wydawane są przez Prezesa URE na podstawie wniosku wytwórcy (posiadacza koncesji), potwierdzonego przez operatora systemu elektroenergetycznego w zakresie wielkości produkcji za dany okres⁶⁷⁾.

- Kryteria Aneksu A dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE

Większość z kryteriów zamieszczonych w tych Aneksach została wprowadzona jako rozwiązania rangi ustawowej. Niemniej jednak szczegółowość tych kryteriów powoduje, że efektywne ich stosowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne będzie możliwe dopiero po wprowadzeniu odpowiednich zapisów do rozporządzeń wykonawczych u-Pe.

W 2006 r. trwały prace legislacyjne nad odpowiednimi rozporządzeniami, których przepisy uszczegóławiałyby obowiązki przedsiębiorstw energetycznych wobec konsumentów w zakresie świadczenia usług publicznych (art. 9 u-Pe). Prezes URE aktywnie uczestniczył w tych pracach. W ich efekcie uchwalono m.in. rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92)⁶⁸⁾ oraz rozporządzenie z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.)⁶⁹⁾. Wskazane akty prawne szczegółowo regulują takie kwestie jak parametry jakościowe energii elektrycznej i nośnika ciepła, standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji, ustalają rodzaje dopuszczalnych przerw w dostarczaniu energii, podawania do publicznej wiadomości wskaźników dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej lub ciepła, okresu tych przerw oraz terminu powiadomienia o nich odbiorców, przyjmowania od odbiorców reklamacji dotyczących dostarczania energii elektrycznej z sieci; udzielania bonifikat w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, kontroli prawidłowości funkcjonowania układów pomiarowo – rozliczeniowych.

- Sytuacja odbiorców wrażliwych

Sprawy te nie są uregulowane w polskim prawie energetycznym, przepisy u-Pe nie zawierają definicji odbiorców „wrażliwych” (w tym „odbiorcy słabego ekonomicznie”). Poza ogólnymi przepisami dotyczącymi pomocy społecznej nie ma szczególnych regulacji przy pomocy mechanizmów taryfowych. Niewątpliwie jest to sprawa, która wymaga rozstrzygnięcia a o jej zakresie pośrednio można wnioskować z ilości odłączeń odbiorców energii spowodowanych niepłaconiem rachunków. Sytuacja odbiorców wrażliwych w 2007 r. nie uległa diametralnej zmianie w odniesieniu do 2006 r., tym niemniej zauważyć wypada, że problematyka ta jest przedmiotem intensywnych prac podjętych przez Prezesa URE w 2008 r., które to prace z pewnością będą kontynuowane także w aspekcie legislacyjnym. Warto zwrócić uwagę na działającą na mocy Zarządzenia Nr 01/08 Przewodniczącego Zespołu Sterującego do Spraw Realizacji „Programu dla elektroenergetyki” z 15 lutego 2008 r. grupę roboczą, której głównym celem funkcjonowania jest opracowanie projektów aktów prawnych mających zapewnić odbiorcom słabym ekonomicznie właściwy poziom ochrony na rynku energii elektrycznej, a także wyposażenie Prezesa URE w odpowiednie narzędzia regulacyjne na takim rynku⁷⁰⁾ – grupa ta zajmie się opracowaniem zmian do u-Pe, uzasadnieniem projektowanych przepisów oraz oceną skutków tego rodzaju regulacji.

⁶⁷⁾ Dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia, dane odnoszą się do ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia i dotyczą ilości energii mierzonej na zaciskach generatora (ogniwa fotowoltaicznego, ogniwa paliwowego) lub wyznaczanej według specjalnego algorytmu (procedura rozliczeń) w przypadku energii elektrycznej pochodzącej ze wspólnego spalania paliw kopalnych z biomasą lub biogazem.

⁶⁸⁾ Rozporządzenie to weszło w życie 16 lutego 2007 r.

⁶⁹⁾ Rozporządzenie to weszło w życie 16 czerwca 2007 r., z wyjątkiem § 23, który wszedł w życie 1 stycznia 2008 r.

⁷⁰⁾ Zarządzenie to zostało wydane na podstawie § 6 ust. 2 Zarządzenia NR 55 Prezesa Rady Ministrów z 13 kwietnia 2006 r., w sprawie Zespołu Sterującego do Spraw Realizacji „Programu dla Elektroenergetyki”.

Dane na temat odłączeń odbiorców spowodowanych niepłaceniem rachunków

Tabela 6a. Ilość odłączeń odbiorców

Rok	Energia elektryczna		
	ilość odłączeń	ilość odbiorców ogółem	[w %]
2004	236 012	15 661 600	1,5
2005	239 289	15 761 619	1,5
2006	190 936	15 817 289	1,2
2007	165 984	16 064 750	1,0

Źródło: URE.

Informacje na temat poziomu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, które podlegają regulacji

W 2007 r. funkcjonowały dwa sposoby stanowienia cen dla odbiorców końcowych:

- 1) taryfy regulowane, zatwierdzone przez Prezesa URE dla 14 spółek dystrybucyjnych. Zatwierdzone taryfy zawierały ceny energii elektrycznej w części obrotowej oraz stawki opłat za dostawę w części dystrybucyjnej,
- 2) ceny energii elektrycznej oferowane na rynku konkurencyjnym odbiorcom uprawnionym do skorzystania z zasady TPA. Odbiorcy korzystający z zasady TPA mieli możliwość „powrotu” do taryfy regulowanej w części zakupu energii elektrycznej (obrotu).

Tabela 6b. Ceny sprzedaży energii elektrycznej w spółkach dystrybucyjnych dla odbiorców taryfowych

Wyszczególnienie	Rok					
	2006			2007		
	Średnia cena sprzedaży	W tym:		Średnia cena sprzedaży	W tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata przesyłowa		opłata za energię elektryczną	opłata przesyłowa
[w euro/MW]						
Ogółem odbiorcy	71,70	34,53	37,17	74,24	38,96	35,25
z tego: odbiorcy na WN (grupy A)	51,16	32,06	19,09	53,57	36,83	16,75
odbiorcy SN (grupy B)	59,49	32,78	26,70	62,08	37,45	24,63
odbiorcy na nN (grupy C)	87,68	35,20	52,49	89,63	39,42	50,21
odbiorcy grup G	85,62	37,42	48,20	90,22	41,86	48,36
w tym: gosp. domowe i rolne	85,73	37,48	48,26	90,28	41,82	48,46

Ceny 2006 r. obliczone wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 3,8951zł.

Ceny 2007 r. obliczone wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 3,7829 zł.

Źródło: ARE SA.

Po 1 lipca 2007 wszyscy odbiorcy mają prawo wyboru sprzedawcy. Dla tych odbiorców, którzy nie dokonają takiego wyboru pozostaje taryfa „sprzedawcy z urzędu”.

W 2008 r. zmienił się sposób stanowienia cen dla odbiorców końcowych. Od 1 stycznia 2008 r. weszły w życie taryfy dla 14 OSD w zakresie stawek opłat za usługi dystrybucyjne, a od 1 lutego 2008 r. wprowadzone zostały taryfy zatwierdzone dla 12 przedsiębiorstw obrotu zawierające ceny energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G.

Średnie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w grupach „G”, łącznie z usługą dystrybucyjną od 1 lutego 2008 r. wzrosły średnio o 11,6%. Wzrost ten w poszczególnych spółkach jest zróżnicowany w zakresie od 9,2% do 15,1%.

Ceny energii w obrocie wzrosły średnio o 23,1%, ze zróżnicowaniem od 19,5% do 29,7%. Podkreślenia wymaga, że zgodnie z brzmieniem § 5 ust. 3 i 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki

z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128, poz. 895, z późn. zm.), od 2008 r. stawka opłaty abonamentowej jest przypisana do działalności dystrybucyjnej, nie ma natomiast takiej stawki w taryfie przedsiębiorstwa obrotu (dotychczas stawka abonamentowa przypisana była do działalności obrotu). W związku z powyższym ocena wzrostu kosztów obrotu jest wynikiem porównania kosztów wynikających z cen energii zatwierdzonych na 2008 r. oraz cen energii obowiązujących w 2007 r.

Procedura sprawdzania i uaktualniania poziomu cen w relacji do poziomu cen rynkowych

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 6c. Regulacja cen dla odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Energia elektryczna			Gaz			
	najwięksi odbiorcy (wg ilości kupowanej energii)	małe i średnie przedsiębiorstwa	bardzo małe przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe	elektrociepłownie i elektrownie gazowe	najwięksi odbiorcy	średni odbiorcy przemysłowi oraz dystrybutorzy	bardzo małe przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe
Regulacja taryf (T/N)	T	T	T	T	T	T	T
% odbiorców taryfowych	85	100	100	100	100	100	100
Możliwość powrotu do taryfikacji regulowanej	T	T	T	T	T	T	T

Źródło: URE.

W poniższych tabelach przedstawiono poziom cen dla odbiorców w podziale na uprawnionych i nie uprawnionych do korzystania z prawa zmiany sprzedawcy. Ocena wartości informacyjnej danych porównywanych w latach 2005-2006 jest problematyczna ze względu na dużą zmienność kursu walutowego. Miarodajne jest tylko porównanie między grupami w jednym roku.

Tabela 6d. Ceny sprzedaży energii elektrycznej w spółkach dystrybucyjnych dla odbiorców taryfowych

Wyszczególnienie	Rok					
	2005			2006		
	Średnia cena sprzedaży	W tym:		Średnia cena sprzedaży	W tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata przesyłowa		opłata za energię elektryczną	opłata przesyłowa
[w euro/MW]						
Ogółem odbiorcy	67,77	33,07	34,69	71,70	34,53	37,17
z tego: odbiorcy na WN (grupy A)	48,26	30,05	18,21	51,16	32,06	19,09
odbiorcy SN (grupy B)	56,48	31,26	25,22	59,49	32,78	26,70
odbiorcy na nN (grupy C)	84,03	34,37	49,65	87,68	35,20	52,49
odbiorcy grup G	79,65	35,85	43,80	85,62	37,42	48,20
w tym: gosp. domowe i rolne	79,65	35,80	43,84	85,73	37,48	48,26

Ceny 2005 r. obliczone wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 4,02 zł.

Ceny 2006 r. obliczone wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 3,8951zł.

Źródło: ARE SA.

Tabela 6e. Zakup energii elektrycznej przez odbiorców korzystających z TPA

Rok	Odbiorcy charakterystyka	Ilość energii zakupionej przez odbiorców korzystających z zasady TPA [w MW]	Średnia cena energii dla odbiorców korzystających z zasady TPA [w euro/MW]	Średnia cena energii wynikająca z taryfy [w euro/MW]
2005	Odbiorcy na WN	4 184 775,00	29,61	30,05
2006	Odbiorcy na WN	2 804 637,00	32,13	32,06

Ceny 2005 r. obliczone wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 4,02 zł.

Ceny 2006 r. obliczone wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 3,8951 zł.

Źródło: ARE SA.

Działalność polegająca na wytwarzaniu paliw gazowych nie wymaga uzyskania koncesji. Od dnia wejścia w życie znowelizowanej u-Pe przedsiębiorstwa te nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia, co ma bezpośredni związek z wolnorynkowym kształtowaniem cen tego surowca. W pozostałym zakresie ceny paliw gazowych podlegają regulacji i przedstawiają się następująco:

Tabela 6f. Ceny dostawy m³ gazu ziemnego [w euro/m³]

Wyszczególnienie		2004	2005	2006
Cena – dostawy ogółem	Sieć przesyłowa*	0,14	0,15	0,20
	Sieć dystrybucyjna**, z tego:	0,22	0,22	0,29
	Odbiorcy o mocy do 10 m ³ /h	0,24	0,24	0,32
	Odbiorcy o mocy powyżej 10 m ³ /h	0,20	0,20	0,26
Cena w obrocie	Sieć przesyłowa*	0,11	0,12	0,18
	Sieć dystrybucyjna**, z tego:	0,13	0,13	0,19
	Odbiorcy o mocy do 10 m ³ /h	0,14	0,14	0,21
	Odbiorcy o mocy powyżej 10 m ³ /h	0,12	0,12	0,18
Stawka przesyłowa	Sieć przesyłowa*	0,02	0,02	0,03
	Sieć dystrybucyjna**, z tego:	0,09	0,09	0,10
	Odbiorcy o mocy do 10 m ³ /h	0,10	0,10	0,12
	Odbiorcy o mocy powyżej 10 m ³ /h	0,08	0,08	0,08

* O ciśnieniu powyżej 0,5 MPa – zgodnie z podziałem obowiązujących od 3 maja 2005 r.

** O ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa.

Ceny netto 2004 r. wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 4,53 zł.

Ceny netto 2005 r. wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 4,02 zł.

Ceny netto 2006 r. wg średniego rocznego kursu NBP: 1 euro = 3,8951 zł.

Źródło: URE.

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),
- 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 ustawy, tj. rozporządzeń, które precyzują tzw. elementy konieczne tego rodzaju kontraktów. W 2007 r. Prezes URE nie podejmował żadnych szczególnych działań związanych z zagadnieniem

przejrzystości umów. Powyższe wynika przede wszystkim z faktu, iż prawodawstwo polskie przewiduje w tym zakresie stosunkowo wysoki poziom ochrony. 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 Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Naruszenie powyższych zakazów może zostać zakwalifikowane jako nadużycie pozycji dominującej na rynku względnie jako przejaw porzucenia ograniczającego 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 (nieдозwolone 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. W 2007 r. Prezes URE rozstrzygnął 62 spraw z zakresu umów na dostawy energii elektrycznej.

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 koncesji⁷¹⁾.

Ponadto w 2007 r. zostały opublikowane 23 Komunikaty i Stanowiska Prezesa URE. Publikując zajęte przez siebie stanowiska Prezes URE starał się wpływać na zachowanie podmiotów funkcjonujących na rynku energii, niejednokrotnie inicjował kierunek potrzebnych działań lub wskazywał, które z nich uważa za niepożądane. Służyły one najczęściej przekazywaniu informacji ważnych dla wszystkich uczestników rynku energii. W wielu z nich informowano na temat zmian cen i stawek opłat za poszczególne nośniki energii. Istotnym elementem komunikacji była w 2007 r. (i nadal pozostaje) oficjalna strona internetowa Urzędu na której publikowane są także inne informacje związane z regulacją sektora energetycznego w Polsce, co sprzyjało nie tylko zasadzie przejrzystości działań podejmowanych przez Prezesa URE, ale także doprowadziło do upowszechnienia wiedzy na temat rynku energii i rządzących nim reguł wśród odbiorców indywidualnych, znajdując stosowne odzwierciedlenie w zakresie obrony przez odbiorców swych praw w procesie zawierania umów z przedsiębiorstwami energetycznymi. Działania te spotkały się zarówno z aprobatą dużych przedsiębiorstw energetycznych, jak i indywidualnych odbiorców energii.

2 lipca 2007 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki rozpoczęła także działanie telefoniczna linia informacyjna obsługiwana przez pracowników Urzędu. Jej głównym celem jest udzielanie odbiorcom fachowych i rzetelnych informacji na temat szeroko pojętych zagadnień związanych z liberalizacją rynku energii i jego funkcjonowaniem, w tym w szczególności na temat zagadnień związanych ze zmianą dotychczasowego sprzedawcy.

⁷¹⁾ Np. zapis o konieczności wcześniejszej informacji o zmianie cen przez przedsiębiorstwa energetyczne, których taryfy podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, zamieszczany jest w taryfach tych przedsiębiorstw.