



Urząd Regulacji  
Energetyki

03

2009

NR 3 (65) 4 maja 2009 ISSN 1506-090X cena 15 zł

# BIULETYN

---

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2008

---

# Zapraszamy na stronę internetową URE: www.ure.gov.pl

## Strona główna

Urząd Regulacji Energetyki

ENERGIA RÓWNOWAGA BEZPIECZEŃSTWO

DLA ODBIORCY ENERGII

DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

16.04.2009  
Polityka energetyczna UE na Europejskim Kongresie Gospodarczym w Katowicach  
Prezes URE wziął udział w Europejskim Kongresie Gospodarczym w dyskusji nad strategicznymi celami polityki energetycznej Unii Europejskiej.

15.04.2009  
O inteligentnych licznikach energii na międzynarodowej konferencji w Warszawie

08.04.2009  
Polski regulator we władzach ERRA

07.04.2009  
Drugi dzień konferencji „Inwestycje i regulacja w energetyce” międzynarodowego stowarzyszenia regulatorów ERRA oraz Prezesa URE

ENERGIA ELEKTRYCZNA

PALIWA GAZOWE

GIEPŁO

PALIWA CIEPŁE

© Urząd Regulacji Energetyki. Wszelkie prawa zastrzeżone. Przy wykorzystywaniu materiałów wymagane jest podanie źródła. Nota dopinająca © do artykułów zamieszczonych na stronie Urzędu Regulacji Energetyki przysługują autorom tych artykułów.

## Podstrona dla odbiorców energii

Urząd Regulacji Energetyki

ENERGIA RÓWNOWAGA BEZPIECZEŃSTWO

DLA ODBIORCY ENERGII

DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

08.04.2009  
Polski Regulator we władzach ERRA

01.04.2009  
IT w energetyce

27.03.2009  
Więcej konkurencji na unijnym rynku energii, więcej praw dla odbiorców. Znamy kształt tzw. trzeciego pakietu energetycznego

20.03.2009  
Firma sprzedająca prąd kończy działalność. Co mogą zrobić odbiorcy?  
Prezes URE pomaga mieszkańcom Śląska.

Jak oszczędzać ENERGIĘ ELEKTRYCZNA?

PATRONATY PREZESA URE

INTELIGENTNE liczniki energii

© Urząd Regulacji Energetyki. Wszelkie prawa zastrzeżone. Przy wykorzystywaniu materiałów wymagane jest podanie źródła. Nota dopinająca © do artykułów zamieszczonych na stronie Urzędu Regulacji Energetyki przysługują autorom tych artykułów.

# SPIS TREŚCI

|   |    |   |     |
|---|----|---|-----|
| Wprowadzenie .....  | 2  | 3.2. Regulacja .....  | 54  |
| Część I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA .....  | 3  | 3.2.1. Koncesjonowanie .....  | 54  |
| Część II. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE  |    | 3.2.2. Taryfowanie ciepła .....   | 55  |
| 1. Elektroenergetyka .....  | 6  | 3.2.2.1. Podstawy ustalania taryf dla ciepła .....                                  | 55  |
| 1.1. Ogólna sytuacja .....  | 6  | 3.2.2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła .....                                       | 55  |
| 1.2. Regulowanie .....  | 6  | 3.2.3. Pozostała działalność OT dot. ciepłownictwa .....                            | 55  |
| 1.2.1. Koncesje .....   | 7  | 4. Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty .....                            | 57  |
| 1.2.2. Taryfy dla energii elektrycznej .....  | 8  | 4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych .....   | 57  |
| 1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych (OSP) i dystrybucyjnych (OSD) .....   | 10 | 4.1.1. Ogólna charakterystyka rynku .....   | 57  |
| 1.2.4. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej .....   | 12 | 4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania .....                                       | 57  |
| 1.2.5. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego .....   | 12 | 4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych .....                   | 59  |
| 1.2.6. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych .....   | 13 | 4.2.1. Podstawy prawne .....  | 59  |
| 1.3. Bezpieczeństwo .....   | 13 | 4.2.2. Biokomponenty .....  | 60  |
| 1.3.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych .....                                | 13 | 4.2.3. Biopaliwa ciekłe .....   | 61  |
| 1.3.2. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej .....                              | 15 | 5. Inne zadania Prezesa URE .....   | 61  |
| 1.3.3. Kontrola zapasów paliw .....   | 15 | 5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych .....                | 61  |
| 1.3.4. Monitorowanie i ocena funkcjonowania systemu elektroenergetycznego .....   | 15 | 5.1.1. Kontrola stosowania taryf .....  | 61  |
| 1.4. Dostęp do sieci energetycznej .....  | 17 | 5.1.2. Działania interwencyjne .....  | 61  |
| 1.4.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci .....  | 17 | 5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych .....                                     | 62  |
| 1.4.2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego .....   | 18 | 5.3. Nakładanie kar pieniężnych .....   | 63  |
| 1.4.3. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu .....   | 18 | 5.4. Statystyka publiczna .....   | 65  |
| 1.4.4. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców .....  | 20 | Część III. PROMOWANIE KONKURENCJI I WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY                    |     |
| 1.4.5. Realizacja wymagań i kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 1228/2003 PE i Rady ..... | 21 | 1. Cel i zadania Regulatora .....   | 67  |
| 1.4.6. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego .....   | 23 | 2. Działania na rzecz likwidacji barier konkurencji .....                           | 69  |
| 1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT .....  | 23 | 2.1. Procedury zmiany sprzedawcy .....  | 69  |
| 1.6. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP) .....   | 25 | 2.2. Badanie sprawozdań z realizacji przedsięwzięć .....                            | 70  |
| 1.6.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia .....  | 26 | 2.3. Stanowisko w sprawie stosowania trybów podstawowych zamówień .....             | 70  |
| 1.6.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji .....                    | 27 | 2.4. Regulacja cen energii elektrycznej – stan i przesłanki podjętych decyzji ..... | 71  |
| 1.6.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych .....   | 28 | 3. Upowszechnianie praw konsumenta energii i wiedzy o rynku .....                   | 71  |
| 1.6.4. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji .....       | 29 | 3.1. Działalność edukacyjno-informacyjna i promocyjna .....                         | 72  |
| 2. Gazownictwo .....  | 29 | 3.2. Stanowiska i Komunikaty Prezesa URE .....                                      | 72  |
| 2.1. Struktura i stan rynku – ocena Regulatora .....  | 29 | 3.3. Konferencje, debaty i panele dyskusyjne .....                                  | 72  |
| 2.1.1. Bilans produkcji, importu i zużycia gazu .....   | 29 | 3.4. Patronaty Prezesa URE .....  | 73  |
| 2.1.2. Stan konkurencji .....   | 29 | 3.5. Działalność wydawnicza .....   | 74  |
| 2.1.2.1. Rynek hurtowy .....  | 30 | 3.6. Współpraca ze środkami masowego przekazu .....                                 | 74  |
| 2.1.2.2. Rynek detaliczny .....   | 31 | 4. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii .....                            | 75  |
| 2.1.3. Wnioski .....  | 31 | 4.1. Formy działania Rzecznika .....  | 75  |
| 2.2. Regulowanie .....  | 32 | 4.2. Charakterystyka spraw, jakimi zajmował się Rzecznik w 2008 r. .....            | 75  |
| 2.2.1. Koncesje .....   | 32 | 4.3. Komunikacja i działalność informacyjna Rzecznika .....                         | 77  |
| 2.2.2. Taryfy .....   | 34 | 4.4. Współpraca z innymi urzędami, organizacjami i instytucjami konsumenckimi ..... | 77  |
| 2.2.2.1. Zasady cenotwórstwa .....  | 34 | 4.5. Inne strefy aktywności Rzecznika .....   | 77  |
| 2.2.2.2. Taryfy 2008 .....  | 36 | 5. Ochrona odbiorcy .....   | 77  |
| 2.2.3. Wyznaczenie operatorów .....   | 38 | 5.1. Prace nad problematyką odbiorców wrażliwych .....                              | 78  |
| 2.2.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego .....  | 39 | 5.2. Prace nad zagadnieniami społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw .....     | 80  |
| 2.2.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego .....   | 39 | 5.3. Działania na szczeblu lokalnym .....   | 80  |
| 2.2.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych .....   | 40 | 5.4. Współpraca z innymi instytucjami .....   | 81  |
| 2.2.7. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci .....  | 41 | 5.5. Udział w szkoleniach, seminariach, konferencjach, spotkaniach .....            | 81  |
| 2.2.8. Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych .....                        | 41 | 6. Strefa odbiorcy .....  | 82  |
| 2.2.9. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców .....  | 42 | Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU   |     |
| 2.3. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego .....  | 43 | 1. Organizacja urzędu .....   | 82  |
| 2.3.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych .....                                | 43 | 2. Zatrudnienie i kwalifikacje .....  | 83  |
| 2.3.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu gazowego .....  | 44 | 3. Budżet .....   | 84  |
| 2.3.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci .....   | 44 | 3.1. Dochody .....  | 84  |
| 2.3.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji ..... | 44 | 3.2. Wydatki .....  | 85  |
| 2.3.5. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego .....                | 45 | 4. Kontrola wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2007 r. ....              | 86  |
| 2.3.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań .....                         | 46 | 5. Projekty finansowane z funduszy strukturalnych i innych .....                    | 86  |
| 2.3.7. Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dot. ewidencji księgowej .....                    | 46 | 6. Współpraca z zagranicą .....   | 88  |
| 2.3.8. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych .....   | 47 | Część V. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE  |     |
| 3. Ciepłownictwo .....  | 50 | 1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE .....                                   | 89  |
| 3.1. Stan i struktura rynku .....   | 50 | 2. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne ..... | 90  |
| 3.1.1. Lokalny charakter rynku .....  | 50 | Aneks 1. Elektroenergetyka (II.1) .....   | 92  |
| 3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła .....   | 51 | Aneks 2. Gazownictwo (II.2) .....   | 102 |
| 3.1.2.1. Podażowa strona rynku .....  | 51 | Aneks 3. Promowanie konkurencji... (III) .....                                      | 108 |
| 3.1.2.2. Odbiorcy ciepła .....  | 53 | Aneks 4. Działalność regulacyjna oddziałów terenowych URE .....                     | 111 |

## BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

WYDAWCA Urząd Regulacji Energetyki ADRES REDAKCJI 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (0-22) 661 62 22, fax (0-22) 661 62 24  
ŁAMANIE, DRUK, KOLPORTAŻ PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83. Oddano do druku 22 kwietnia 2009 r.  
Nakład: 1500 egz. ISSN 1506-090X Cena 15 zł (w tym 0% VAT) FOTO materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich.  
Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (0-22) 661 62 22 NUMER KONTA BANKOWEGO do wpłat za prenumeratę:  
NBP 0/0 Warszawa 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE) www.ure.gov.pl

Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługują autorom tych artykułów.

# WPROWADZENIE

**N**iniejszy dokument zawiera sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego też Regulatorem, za 2008 r. Podstawowe kwestie, jakie zostały ujęte w Sprawozdaniu, odnoszą się do sposobu realizacji prawnych obowiązków Prezesa URE, nałożonych na ten organ państwa przez ustawę – Prawo energetyczne, z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych.

Powierzenie Prezesowi URE wdrożenia i nadzorowania procesu liberalizacji rynku energii, podporządkowanego takim nadrzędnym przesłankom jak bezpieczeństwo energetyczne i wysoka konkurencyjność gospodarki Polski, a także pomyślność Jej obywateli jest odpowiedzialną misją. W praktyce działań regulacyjnych Prezes URE i jego współpracownicy starali się ją konsekwentnie wypełniać.

Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Kontekst regulacji w 2008 r. dowodnie pokazał, że – ze względu na efekty konsolidacji w elektroenergetyce i recentralizacji obrotu w gazownictwie dla energetyki i jej rynków – skuteczność regulacji wymaga wielu nowych unormowań i zróżnicowanych działań, o co intensywnie zabiegał Prezes URE występując z wieloma inicjatywami. Wśród tych inicjatyw należy wymienić zwłaszcza opracowanie „Mapy drogowej uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym” oraz powołanie *Zespołu do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Odbiorców Wrażliwych Społecznie*, który przygotował projekt modelu pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie oraz założenia do projektu zmian legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia programu. Ponadto w 2008 r. pod przewodnictwem Wiceprezesa URE i z aktywnym udziałem urzędu, działała powołana przez Ministra Gospodarki, międzyresortowa *Grupa Robocza do opracowania projektów aktów prawnych zapewniających odbiorcom słabym ekonomicznie właściwy poziom ochrony na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej oraz nadających Prezesowi URE odpowiednią rolę i narzędzia regulacyjne na takim rynku*. Wyniki prac prowadzonych przez tę Grupę również wskazują, że tylko nowe uprawnienia Prezesa URE mogą pomóc w tym, aby nominalne otwarcie rynku przekształciło się w realne, a prawo do wolnego wyboru sprzedawcy stało się dobrą praktyką.

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.

Nieco inaczej niż w latach wcześniejszych przedstawiono działania regulacyjne: zróżnicowano podejście w odniesieniu do poszczególnych podsektorów energetyki oraz wyróżniono osobną część poświęconą kwestiom promowania konkurencji na rynkach energii i wzmacnianiu pozycji odbiorcy paliw i energii. Dzięki temu bardziej zrozumiałą jest dobór różnych sposobów i narzędzi regulacyjnych w zależności od charakteru materii regulacyjnej. Promowanie konkurencji oparte jest w coraz większym zakresie na działaniach typu perswazyjnego niż *stricte* administracyjnych, którymi posługuje się Regulator przy wypełnianiu podstawowych obowiązków. Wiele wskazuje na to, że ten sposób oddziaływania Regulatora będzie zyskiwał na znaczeniu i w tym celu Prezes URE zainicjował w ubiegłym roku szereg przedsięwzięć mających na celu włączenie w działania URE środowisk akademickich, eksperckich, stowarzyszeń branżowych i konsumenckich. Powołany został *Zespół ds. Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych*, którego prace zakończono opracowaniem szczegółowego raportu. Ponadto we współpracy z organizacjami i instytucjami specjalizującymi się w promocji SOB rozpoczęto projekty badawcze nad aktualnym poziomem zaangażowania sektora energetycznego w obszar społecznej odpowiedzialności biznesu, w celu wypracowania najskuteczniejszych metod promocji zachowań prokonsumenckich u przedsiębiorstw energetycznych. Dla wzmocnienia pozycji odbiorców paliw i energii powołana została *Strefa Odbiorcy* – inicjatywa Prezesa URE, w ramach której identyfikowane są bariery, z jakimi na rynku stykają się odbiorcy oraz wypracowane są metody rozwiązywania problemów. W 2008 r. URE zintensyfikowało działania edukacyjne adresowane zwłaszcza do odbiorców energii oraz instytucji i organizacji chroniących interesy konsumentów. Wśród działań edukacyjnych warto wymienić zwłaszcza zaangażowanie oddziałów terenowych URE prowadzących cykle warsztatów szkoleniowych dla samorządów lokalnych, Ośrodków Pomocy Społecznej, organizacji konsumenckich oraz Rzeczników Konsumentów.

Przedkładany Ministrowi Gospodarki dokument jest jedenastym sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie – Prawo energetyczne.

# CZĘŚĆ I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA

I. Rok 2008 był jedenastym rokiem funkcjonowania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej Prezesem URE) powołanego na mocy ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>, do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką prowadzi państwo w zakresie szeroko pojętej energetyki tzn. warunkami ekonomicznymi funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, koncepcją funkcjonowania rynku oraz wymaganiami zewnętrznymi (obowiązek dostosowania prawa polskiego do prawa Unii Europejskiej). Działania podejmowane przez niezależny organ regulacyjny skierowane są na wypełnienie celu wytyczonego przez ustawodawcę, a zmierzającego do tworzenia warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Na przestrzeni tych kilkunastu lat, ustawa – Prawo energetyczne była wielokrotnie nowelizowana. W konsekwencji kolejnych zmian legislacyjnych, katalog zadań, których realizacja przypisana jest Prezesowi URE, ulegał z roku na rok znacznemu zwiększeniu. Należy przy tym zwrócić uwagę, że poszerzanie dotychczasowych zadań o nowe obszary działalności wynikało nie tylko z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, ale również z przepisów odrębnych. Wspomnieć należy, że rokiem szczególnie obfitującym w nowe regulacje prawne bezpośrednio oddziaływujące na zakres uprawnień i obowiązków Prezesa URE był rok 2007. W tym roku weszły w życie trzy odrębne ustawy znacząco zwiększające zadania Regulatora.

II. Obecnie pełny katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE obejmuje kompetencje wynikające z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, jak również kompetencje określone w przepisach odrębnych ustaw.

Znaczące zmiany regulacji prawnych dokonane w ostatnich latach w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w 2008 r., zawierały się w sześciu ustawach:

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

Należy nadmienić, że skutkiem niemal każdej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne było poszerzenie katalogu zadań Prezesa URE, wynikających bezpośrednio z tej ustawy.

Obecnie kompetencje Prezesa URE wynikające z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obejmują takie działania, jak:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i przepisami wydanymi na podstawie art. 46 tej ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,

<sup>1)</sup> 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, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11).

<sup>2)</sup> Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.

<sup>3)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343, z późn. zm.

<sup>4)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.

<sup>5)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 223, poz. 1655, z późn. zm.

<sup>6)</sup> Dz. U. z 1995 r. Nr 88, poz. 439, z późn. zm.

- 3) ustalanie:
  - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej;
  - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych;
  - c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia;
  - d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
  - e) jednostkowych opłat zastępczych w odniesieniu do realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej z kogeneracji,
- 4) kontrolowanie wykonania obowiązków w zakresie zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji,
- 5) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 6) wyznaczenie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, systemów magazynowania paliw gazowych, systemów skraplania gazu ziemnego lub operatorów systemu połączonego,
- 7) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu paliwa gazowego oraz usług polegających na skraplaniu gazu i regazyfikacji,
- 8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
  - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
  - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 10) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 11) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.),
- 11a) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (Dz. Urz. UE L 289 z 3.11.2005 r.),
- 12) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o udostępnienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii,
- 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
- 15) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 17) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
  - a) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji;
  - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
 – w poprzednim roku kalendarzowym,
- 19) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, w terminie do 15 kwietnia każdego roku, oraz przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o imporcie energii elektrycznej z państw nie będących członkami Unii Europejskiej,
- 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego,
- 21) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 22) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

Warto w tym miejscu nadmienić, że realizacja większości z zadań, wynikających z przepisów, które weszły w życie w 2007 r. rozpoczęła się w tym samym roku. Jednak realizację niektórych z nich Prezes URE rozpoczął od 2008 r., tj. roku objętego niniejszym sprawozdaniem.

Dotyczy to kompetencji wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT. Zaznaczyć należy, że ustawa ta weszła w życie 4 sierpnia 2007 r., jednak niektóre przepisy (tj. art. 24, art. 30, art. 45 i art. 46) obowiązują od 1 stycznia 2008 r. Oznacza to, że z początkiem 2008 r. po raz kolejny zostały poszerzone obowiązki Regulatora, w tym przypadku wynikające z uruchomienia procedury rozliczeń związanej z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Do nowych zadań w tym zakresie należą:

- ustalanie, w drodze decyzji administracyjnej, zaktualizowanej na dany rok kwoty kosztów osieroconych,
- publikowanie informacji o kwocie kosztów osieroconych w Biuletynie URE do 31 lipca każdego roku,
- ustalanie, w drodze decyzji administracyjnej, wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych, dla różnych grup wytwórców,
- informowanie Zarządcy Rozliczeń SA o wysokości korekty kosztów osieroconych,
- ustalanie, w drodze decyzji administracyjnej, dla wytwórców wymienionych w załączniku nr 8 do ustawy wysokości korekty rocznej kosztów, wynikających z zawartych umów długoterminowych zawartych na dostawę gazu ziemnego,
- obliczanie i ogłaszanie w Biuletynie URE średnioważonego kosztu węgla zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane na wytwarzanie 1 MWh energii elektrycznej w poprzedzającym roku kalendarzowym,

- obliczanie i ogłaszanie w Biuletynie URE średniej ceny wytwarzanej energii elektrycznej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem.

Wprowadzenie przez ustawodawcę różnego *vacatio legis* w odniesieniu do poszczególnych przepisów tej ustawy przesądziło, że nie wszystkie obowiązki Prezesa URE zostały podjęte wraz z wejściem w życie ustawy. Nie bez znaczenia pozostaje okoliczność, że kontrakty długoterminowe (KDT) uległy rozwiązaniu 1 kwietnia 2008 r. W zasadzie dopiero od tej daty można mówić o pełnej realizacji przez Prezesa URE jego obowiązków, nałożonych przepisami tej ustawy.

Kolejną ustawą, w znaczący sposób poszerzającą obowiązki Prezesa URE, była ustawa o zapasach, która weszła w życie 7 kwietnia 2007 r. Jednakże podjęcie, a w szczególności realizacja wyznaczonych przez ustawodawcę działań w zakresie monitorowania oraz kontrolowania realizacji obowiązków utrzymywania zapasów, jak również przestrzegania ograniczeń wprowadzanych na mocy przepisów tej ustawy – nastąpiła w 2008 r.

Również w odniesieniu do zadań określonych w przepisach ustawy o biopaliwach, rok 2008 był poświęcony działaniom przygotowawczym, niezbędnym w celu realizacji (począwszy od 2009 r.) zadania polegającego na wymierzaniu kar podmiotom za niewypełnienie Narodowego Celu Wskaźnikowego (tj. minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie, liczonego według wartości opałowej).



Od prawej: dr Mariusz Swora – Prezes, Marek Woszczyk – Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki

# CZĘŚĆ II. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE

## 1. Elektroenergetyka

### 1.1. Ogólna sytuacja

Rok 2008 był okresem wielu zmian na rynku energii elektrycznej. Z początkiem 2008 r. zostały uwolnione ceny w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych. Natomiast z uwagi na konieczność ochrony przed nieuzasadnionym wzrostem cen odbiorców grupy taryfowej G, do której należą głównie odbiorcy w gospodarstwach domowych, Prezes URE utrzymał obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia w odniesieniu do tej grupy.

1 kwietnia 2008 r. zostały rozwiązane długoterminowe kontrakty na zakup mocy i energii, a energia z tych kontraktów trafiła do segmentu rynkowego. Nie zwiększyła ona jednak płynności giełdowego obrotu energią elektryczną, gdyż praktycznie całość tej energii została sprzedana w kontraktach dwustronnych.

Zużycie energii elektrycznej w 2008 r. w ujęciu średnim rok do roku wzrosło o 0,5%. Jednocześnie w 2008 r. zmalała produkcja energii elektrycznej o 2,5%. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc w 2008 r. wyniosło 21 222 MW i wzrosło o 0,2% w stosunku do 2007 r., natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 121 MW i wzrosło o 2,1% w stosunku do 2007 r. W związku ze zmniejszonym poziomem rezerw mocy w systemie w stosunku do 2007 r. pojawiło się realne ryzyko przerw w dostawach energii elektrycznej. Jednocześnie zmalał fizyczny eksport z Polski o ponad 25%, przy zwiększeniu o ponad 16% importu.

Organizacja obrotu energią elektryczną na rynku hurtowym cechowała się dużą koncentracją obrotu wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. Prawie 90% energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców systemowych trafiło do przedsiębiorstw obrotu w ramach kontraktów dwustronnych. Pozostała sprzedaż została zrealizowana w ramach kontraktów długoterminowych (pierwszy kwartał 2008 r.) oraz w śladowej ilości na giełdzie energii. Sprzedaż energii na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – KSE), kształtowała się na poziomie niewiele wyższym niż w 2007 r. Wskaźnik koncentracji HHI w sektorze wytwarzania wzrósł w odniesieniu do mocy zainstalowanej netto, natomiast zmalał w od-

niesieniu do produkcji energii elektrycznej netto. Zmniejszyła się liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku.

Dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię w pierwszych trzech kwartałach 2008 r., w szczególności w godzinach szczytowych, miał swoje odzwierciedlenie w cenach energii elektrycznej. Średnie ceny wytwórców w sprzedaży energii przedsiębiorstwom obrotu wzrosły o ponad 18% w stosunku do roku poprzedniego. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców na rynek bilansujący wzrosła o prawie 50%, a w przypadku giełdy energii – niemalże 100%. Należy zaznaczyć, że w czwartym kwartale 2008 r. zaczął następować spadek cen energii elektrycznej na giełdzie, co miało związek ze spadkiem zapotrzebowania na energię, szczególnie w godzinach szczytowych.

Dynamicznie zmieniająca się sytuacja na hurtowym rynku energii elektrycznej, a także zamykanie obrotu energią wewnątrz grup kapitałowych, miało wyraźny skutek na rynku detalicznym. Przejawem tego była stagnacja w pozyskiwaniu nowych odbiorców energii elektrycznej w przedsiębiorstwach energetycznych, jak również brak aktywności samych odbiorców w zmienianiu sprzedawcy ze względu na brak konkurencyjnych ofert sprzedaży na rynku i to pomimo znacznego uproszczenia procedur. Bariery rozwoju zasady TPA należy poszukiwać przede wszystkim w rynku hurtowym oraz praktyce postępowania operatorów systemów dystrybucyjnych w relacjach ze sprzedawcami energii elektrycznej, której przejawem są postanowienia generalnych umów dystrybucyjnych.

Doświadczenia funkcjonowania rynku energii elektrycznej pokazują, że w dalszym ciągu konieczna jest poprawa zarówno w hurcie, jak i detalu. Wydaje się, że najbardziej skutecznym rozwiązaniem w horyzoncie krótkoterminowym będzie administracyjne wsparcie publicznego obrotu energią elektryczną, jak również zwiększenie kompetencji Prezesa URE w monitorowaniu i skutecznym promowaniu konkurencji. Miniony rok to także kolejne doświadczenia uczestników rynku: dużych przedsiębiorstw energetycznych w zakresie strategii i zachowań, a także decyzji odbiorców.

### 1.2. Regulowanie

Regulacja działalności przedsiębiorstw energetycznych polega na ich stymulowaniu, nadzorowaniu i kontroli zachowań w ramach istniejących szczegółowych



uregulowań prawnych i instytucjonalnych. Regulacja jest formą ingerencji w swobodę gospodarczą w celu ograniczania praktyk, które mogą być stosowane przez przedsiębiorstwa funkcjonujące w warunkach monopolu naturalnego. Działania regulacyjne Prezesa URE obejmują wachlarz narzędzi, przy pomocy których oddziałuje on na przedsiębiorstwa energetyczne, starając się jednocześnie równoważyć interesy podmiotów sektora i odbiorców energii. Spośród różnych możliwości oddziaływania najbardziej istotne są tzw. twarde narzędzia, tj. koncesjonowanie i taryfowanie.

### 1.2.1. Koncesje

Koncesjonowanie jest administracyjnym narzędziem regulacji Prezesa URE, umożliwiającym przede wszystkim kontrolę wejścia przedsiębiorstw na rynek, jak i kontrolę zachowań koncesjonariuszy.

Dotychczasowe doświadczenia utwierdzają w przekonaniu, że koncesja nie jest instrumentem utrudniającym, czy też zamykającym dostęp do rynku. Koncesjonowanie przebiega w warunkach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o koncesję i jest niedyskryminacyjne. Z kolei wypracowana i wdrożona procedura koncesjonowania umożliwia zainteresowanym podmiotom prowadzenie efektywnej działalności z jednej strony, z drugiej zaś narzuca odpowiednie standardy i wymogi adekwatne do znaczenia prowadzonej działalności.

Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie<sup>7)</sup>:

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem: obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy oraz obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Koncesję może również otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym [art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo ener-

getyczne]. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne).

Koncesje w zakresie energii elektrycznej są udzielane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE”, zarówno w centrali, jak i oddziałach terenowych (OT).

Według stanu na 31 grudnia 2008 r. 1 177 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną posiadało ogółem 1 453 ważnych koncesji. Natomiast w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (OZE) 768 przedsiębiorców posiadało 794 ważnych koncesji.

Charakterystyka liczbowa koncesjonowania zawarta jest w tab. 1.

Tabela 1. Koncesjonowanie energii elektrycznej

| Energia elektryczna         | Liczba koncesji ważnych na koniec 2008 r. | Liczba koncesji udzielonych w 2008 r. |
|-----------------------------|---|---------------------------------------|
| Wytwarzanie                 | 910*                                      | 126                                   |
| Przesyłanie lub dystrybucja | 211                                       | 23                                    |
| Obrót                       | 332***                                    | 39**                                  |
| Razem                       | 1 453                                     | 188                                   |

\* W tym OZE.

\*\* W tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

\*\*\* W tym 19 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

W 2008 r. Prezes URE wydał 116 decyzji udzielających koncesji oraz 158 decyzji zmieniających koncesje dla instalacji wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii.

Tabela 2. Instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2008 r. koncesji

| Rodzaj źródła          | Sumaryczna moc zainstalowana [w MW] | Liczba instalacji |
|------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Elektrownie na biogaz  | 54,615                              | 103               |
| Elektrownie na biomasę | 231,990                             | 11                |
| Elektrownie wiatrowe   | 451,090                             | 227               |
| Elektrownie wodne      | 940,576                             | 710               |
| Współspalanie          | -                                   | 28                |
| Łącznie                | 1 678,271                           | 1 079             |

Źródło: URE.

Do końca 2008 r. Prezes URE rozpatrzył również 41 wniosków o udzielenie promes koncesji i dokonał 11 zmian w udzielonych promesach koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE.

<sup>7)</sup> Zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne.

**Tabela 3.** Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2008 r. promes koncesji

| Rodzaj źródła          | Sumaryczna moc zainstalowana [w MW] | Liczba instalacji |
|------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Elektrownie na biogaz  | 7,535                               | 8                 |
| Elektrownie na biomasę | 11,200                              | 3                 |
| Elektrownie wiatrowe   | 1 591,355                           | 51                |
| Elektrownie wodne      | 0,090                               | 2                 |
| Współspalanie          | –                                   | 1                 |
| Łącznie                | 1 610,180                           | 65                |

Źródło: URE.

## 1.2.2. Taryfy dla energii elektrycznej

Rok 2008 był pierwszym, w którym przestały obowiązywać regulowane ceny w obrocie energią elektryczną dla odbiorców przemysłowych oraz średniego i małego biznesu (grupy A, B i C). Natomiast z uwagi na niedostateczny stopień przygotowania do uwolnienia rynku w segmencie odbiorców komunalno-bytowych, Prezes URE utrzymał obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia w odniesieniu do tej grupy. Działalność sieciowa operatorów systemów przesyłowego oraz dystrybucyjnego z natury rzeczy podlegała regulacji taryfowej.

Jako metodę regulacji w taryfowaniu operatorów systemów dystrybucyjnych wykorzystano model regulacji bodźcowej z elementami analizy porównawczej, natomiast taryfa dla operatora systemu przesyłowego została ustalona na podstawie metody kosztowej.

### Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego (OSP) – Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA (PSE Operator SA)

W 2008 r. nie zmieniła się dotychczasowa metoda zatwierdzania uzasadnionego poziomu przychodów PSE Operator SA, wykorzystująca analizę kosztową<sup>8)</sup>.

W styczniu 2008 r. Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo PSE Operator SA do dokonania zmiany taryfy w zakresie uwzględnienia nowych zasad określonych w ustawie o rozwiązaniu KDT. Wniosek został przedłożony przez PSE Operator SA w lutym 2008 r., a decyzją z 14 marca 2008 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy.

W lipcu 2008 r., po uprzednim wezwaniu przez Prezesa URE, został złożony przez PSE Operator SA wniosek o zatwierdzenie taryfy na 2009 r.<sup>9)</sup> Kalkulacja ta-

<sup>8)</sup> Ten typ regulacji, opierający się na kosztach historycznych bądź aktualnie ponoszonych, wykorzystujący sprawozdania statystyczne jest w chwili obecnej jedynym możliwym do zastosowania dla jednego OSP.

<sup>9)</sup> Ze względu na trwający w tym okresie proces zbierania i uzgadniania wielkości energii i mocy stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych, wniosek taryfowy uwzględniał jedynie wielkości kosztowe, które w trakcie kolejnych miesięcy procesu taryfowania, poddawane były wielokrotnie szczegółowej weryfikacji.

ryfy OSP została przeprowadzona w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych, w szczególności rozporządzenia taryfowego<sup>10)</sup>. Ze względu na brak ostatecznych rozstrzygnięć w kwestiach kluczowych dla kalkulacji taryfy operatora, tj. ustalenia uzasadnionego poziomu ceny zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej, nie było możliwe zakończenie postępowania do 31 grudnia 2008 r.

### Zatwierdzanie taryf dla 14 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

W trakcie 2008 r. obowiązujące taryfy 14 OSD zostały trzykrotnie zmienione decyzjami Prezesa URE. Pierwsza zmiana taryf przedsiębiorstw dystrybucyjnych, polegająca na dostosowaniu ich treści do zasad określonych w ustawie o rozwiązaniu KDT, została dokonana decyzjami Prezesa URE z 29 lutego 2008 r. Kolejna korekta taryf polegała na zmianie składników zmiennych stawek sieciowych z tytułu zwiększonych kosztów zakupu energii na potrzeby różnicy bilansowej i została zatwierdzona decyzjami Prezesa URE z 16 kwietnia 2008 r. Trzecia (październikowa) zmiana taryf na wniosek 11 OSD nastąpiła z tytułu zwiększonych kosztów zakupu energii na potrzeby różnicy bilansowej.

W 2008 r. trwały przygotowania do następnego procesu taryfowania 14 OSD. Rozpoczął się nowy 3-letni okres regulacji, a wraz z nim obowiązywać zaczął nowy model ekonometryczny, uzasadniający określenie właściwego poziomu kosztów operacyjnych. Nie uległa zmianie stosowana przez Prezesa URE metodologia taryfowania, oparta na idei regulacji pułapowej.

Przy ustalaniu w taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych na 2009 r. w zakresie uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, wielkości strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych zastosowano, odpowiednio zaktualizowane, wielkości modelowe wyznaczone w procedurze zatwierdzania taryf na 2008 r.<sup>11)</sup>

Wnioski OSD o zatwierdzenie taryf na 2009 r. wpłynęły do URE na przełomie października i listopada 2008 r.

Ze względu na fakt, iż do 31 grudnia 2008 r. nie została zatwierdzona taryfa PSE Operator SA zawie-

<sup>10)</sup> Rozporządzenie 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.).

<sup>11)</sup> Charakterystyka modeli analizy porównawczej wykorzystywanych w procesie taryfowania 14 OSD została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2007 r. Wytyczne do kalkulacji taryf na 2009 r. zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2009 (dotyczy OSD, którzy dokonali 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”, przekazanym przedsiębiorstwom w październiku 2008 r. Opracowanie zostało również zamieszczone na stronie internetowej [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).

rająca stawki opłat przesyłowych, które determinują poziom kosztów zakupu usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne, nie było możliwe zakończenie w tym terminie prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf OSD na 2009 r.

#### Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdziału działalności

17 stycznia 2008 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej dla 12 z 14 przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku wyodrębnienia OSD. Taryfy te obowiązywały wyłącznie odbiorców komunalno-bytowych (grupy G), przyłączonych do sieci tych operatorów<sup>12)</sup>, którzy pełnią jednocześnie funkcję sprzedawcy z urzędu. Prowadzone w 2008 r. postępowanie administracyjne o zatwierdzenie taryfy jednej spółki, zostało zakończone decyzją odmowną, a w przypadku drugiej spółki wnioski o zatwierdzenie wpłynęły na początku czerwca i zostały zatwierdzone w połowie czerwca 2008 r.

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w grupach „G”, łącznie z usługą dystrybucyjną (taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych zatwierdzone zostały w grudniu 2007 r.), wzrosły średnio o 11,6%.

Ceny energii w obrocie wzrosły średnio o 23,1%<sup>13)</sup>. Ocena wzrostu kosztów obrotu jest wynikiem porównania kosztów wynikających z cen energii zatwierdzonych na 2008 r. oraz cen energii obowiązujących w 2007 r.

Zatwierdzone taryfy dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie grup taryfowych G zostały w 2008 r. dwukrotnie skorygowane. Zmiany taryf polegały na podwyższeniu cen energii elektrycznej z tytułu wzrostu kosztów jej zakupu. Decyzjami z 16 kwietnia 2008 r. Prezes URE zatwierdził zmiany taryf dla energii elektrycznej dla 12 przedsiębiorstw obrotu. Kolejne decyzje zmieniające zatwierdzone taryfy dla 5 przedsiębiorstw obrotu, które wystąpiły z odpowiednimi wnioskami, zostały wydane w październiku.

Pismem z 23 października 2008 r. Prezes URE wystąpił do przedsiębiorstw obrotu – sprzedawców z urzędu – o złożenie taryf na energię elektryczną dla odbiorców z grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybutora, na obszarze, którego przedsiębiorstwo obrotu prowadzi działalność i świadczy usługę kompleksową. W odpowiedzi na powyższe do

urzędu wpłynęły wnioski o zatwierdzenie taryf na 2009 r. od 14 przedsiębiorstw obrotu. Do 31 grudnia 2008 r. postępowania te nie zostały zakończone.

#### Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

W 2008 r. wystąpiła konieczność dostosowania taryf przedsiębiorstw energetyki przemysłowej do zasad określonych w ustawie o rozwiązaniu KDT. Korekty zostały dokonane w terminach umożliwiających wejście w życie stawek, o których mowa w art. 9 ust. 4 ww. ustawy, tj. z 1 kwietnia 2008 r.

Postępowania administracyjne w sprawach zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, prowadzone były podobnie jak w latach ubiegłych<sup>14)</sup>.

Rezultatem procesu zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw tego typu z reguły jest ustalenie cen i stawek opłat na takim poziomie, przy którym opłaty wynikające z nich dla odbiorcy (przyłączonego do sieci przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej) są nie wyższe od opłat, jakie odbiorca ten poniósłby kupując energię elektryczną i usługi dystrybucyjne bezpośrednio od spółki dystrybucyjnej energetyki zawodowej.

Oczywiście stosowanie powyższej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Taryfy są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali urzędu, jak i oddziałach terenowych.

Ogółem w centrali urzędu w 2008 r. Prezes URE wydał 151 decyzji administracyjnych, w tym:

- 40 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
  - 13 decyzji dla spółek obrotu energią;
  - 27 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 105 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
  - 39 decyzji dla spółek dystrybucyjnych;
  - 1 decyzję dla PSE Operator SA;
  - 17 decyzji dla spółek obrotu energią;
  - 48 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 3 decyzje o umorzeniu postępowania, w tym:
  - 1 decyzję dla spółek obrotu energią;
  - 2 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 2 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryf dla spółki obrotu energią,
- 1 decyzję uchylającą decyzję o zatwierdzeniu taryfy.

<sup>12)</sup> Postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf w obrocie dla grup „G” na rok 2008 rozpoczęte zostały w odniesieniu do siedmiu przedsiębiorstw na żądanie Prezesa URE, a w odniesieniu do pozostałych siedmiu – na ich wnioski.

<sup>13)</sup> Podkreślenia wymaga, że zgodnie z brzmieniem § 5 ust. 3 i 4 rozporządzenia taryfowego, 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).

<sup>14)</sup> Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia musiały dołączyć materiał analityczny – dość obszerny i dla niektórych skomplikowany – pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych podwyżek cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującym stanem prawnym.

Dodatkowo na wniosek przedsiębiorstwa zostało wydane postanowienie o sprostowaniu oczywistej pomyłki w taryfie.

Do 31 grudnia 2008 r. 46 prowadzonych postępowań administracyjnych nie zostało zakończonych, w tym: 1 postępowanie wobec PSE Operator SA, 14 postępowań wobec OSD, 14 postępowań wobec spółek obrotu energią i 17 postępowań wobec przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej.

Natomiast w oddziałach terenowych URE w zakresie taryf dla energii elektrycznej wydano 328 decyzji, z tego 118 zatwierdzających taryfy dla energii elektrycznej i 210 decyzji zmieniających dotychczas stosowane taryfy.

### 1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych (OSP) i dystrybucyjnych (OSD)

Wyznaczanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w drodze decyzji administracyjnej – na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej – jest narzędziem regulacyjnym, które pozwala dokonać oceny, czy przedsiębiorstwo energetyczne spełnia wszystkie niezbędne warunki umożliwiające wykonywanie działalności operatorskiej, w tym równego traktowania uczestników rynku w dostępie do sieci.

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego 14 OSD wszedł w życie 1 lipca 2007 r.<sup>15)</sup> Jednakże, z powodu, iż niezbędne procesy przekształceń nie zostały zakończone w 2007 r., to cztery przedsiębiorstwa uzyskały status OSD jedynie do 30 czerwca 2008 r.<sup>16)</sup>

W maju i czerwcu przedsiębiorstwa te wystąpiły z wnioskami o powierzenie im funkcji OSD na czas obowiązywania koncesji. W wyniku przeprowadzonego postępowania ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku została wyznaczona na OSD w okresie od 1 lipca 2008 r. do 31 grudnia 2020 r. Następnie decyzjami z 30 czerwca 2008 r. Prezes URE wyznaczył pozostałe trzy przedsiębiorstwa na kolejny okres sprawowania funkcji OSD. Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA, ENION SA i EnergiaPro SA zostały wyznaczone OSD ponownie na czas określony

<sup>15)</sup> Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w strukturze przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego, obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mieli obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne) z 1 lipca 2007 r.

<sup>16)</sup> Były to: Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA z siedzibą w Łodzi – obecna nazwa: PGE Dystrybucja Łódź – Teren SA, ENION SA z siedzibą w Krakowie, EnergiaPro SA z siedzibą we Wrocławiu i ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku.

krótszy niż okres obowiązywania koncesji – tj. do 31 grudnia 2008 r. W tym okresie spółki zobowiązały się zakończyć wszelkie przekształcenia związane z wydzieleniem OSD. W trakcie postępowania w sprawie wyznaczenia OSD stwierdzono bowiem, że spółki nadal związane były umowami, na podstawie których świadczyły usługi na rzecz spółek obrotu w zakresie obsługi klienta. Ponadto w przypadku dwóch OSD nie zostały zakończone przekształcenia korporacyjne, mające na celu pozbawienie OSD akcji i udziałów w spółkach zależnych zajmujących się obrotem lub wytwarzaniem energii elektrycznej. Spółki zobowiązały się zrealizować niezbędne działania gwarantujące pełną niezależność OSD do 31 grudnia 2008 r.

W związku z powyższym w połowie listopada i na początku grudnia 2008 r. na wniosek trzech ww. spółek wszczęto kolejne postępowania w sprawie wyznaczenia OSD.

W trakcie przeprowadzonego postępowania stwierdzono, że proces przekształceń został zakończony we wszystkich trzech spółkach, posiadających status OSD. W związku z powyższymi decyzjami z 30 i 31 grudnia 2008 r. zostały one wyznaczone na operatorów systemów na cały okres obowiązywania posiadanych koncesji, tj. do 31 grudnia 2025 r.

W 2008 r. w odniesieniu do lokalnych OSD, Prezes URE wyznaczył trzech operatorów, wobec których zastosowanie znajduje art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz przedłużył okres obowiązywania decyzji w sprawie wyznaczenia OSD trzem przedsiębiorcom. Dwukrotnie przedłużenia dotyczyły decyzji wyznaczających OSD wydanych w 2008 r. Ponadto w 2008 r. zostało zawieszono jedno postępowanie wszczęte 27 września 2007 r.

Łącznie w 2008 r. Prezes URE wydał 10 decyzji wyznaczających OSD oraz 12 decyzji zmieniających decyzje o wyznaczeniu OSD. Korekty decyzji spowodowane były zmianą nazw spółek (m.in. z grupy kapitałowej PGE i TAURON) oraz przedłużeniem okresu obowiązywania ww. decyzji.

W celu zapewnienia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego oraz niedyskryminacyjnego dostępu do sieci, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r.: 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i 2003/55/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, wprowadziły obowiązek rozdzielenia działalności sieciowej prowadzonej przez przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, od innych form działalności prowadzonej przez te przedsiębiorstwa, w szczególności takich jak wytwarzanie i obrót.

Implementacja dyrektyw do prawa polskiego została dokonana w ramach nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 4 marca 2005 r.

Wdrażając przepisy ww. dyrektyw do prawa krajowego polski ustawodawca przyjął zasadę, że operatorzy systemów są wyznaczani przez Prezesa URE

na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego decyzją administracyjną (art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto przepisy nowelizujące ustawę – Prawo energetyczne wprowadziły szereg obostrzeń odnośnie do możliwości podejmowania określonych działań przez OSD. Obostrzenia te dotyczą niezależności pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz niezależności podejmowania decyzji związanych z działalnością operatorską (art. 9d ust. 1 i 2 ustawy). Implementując postanowienia ww. dyrektyw do prawa krajowego w ustawie – Prawo energetyczne zdefiniowano ponadto zasady funkcjonowania, obowiązki i zakres zadań możliwych do realizacji przez OSD.

Do obowiązków i zadań operatorów nałożonych przepisami art. 9c ustawy – Prawo energetyczne należą m.in.:

- zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
- prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
- współpraca z innymi operatorami systemów w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych i gazowych,
- bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

W świetle postanowień art. 9h ust. 2 ustawy Prezes URE wyznaczając operatorów bierze pod uwagę ich efektywność ekonomiczną i skuteczność zarządzania systemami gazowymi albo systemami elektroenergetycznymi. W szczególności w toku postępowania o wyznaczenie operatora Prezes URE ma dokonać oceny kandydata na operatora pod względem:

- zgodności z przepisami prawa (ustawa – Prawo energetyczne),
- efektywności ekonomicznej, przy równoważeniu interesów stron,
- skuteczności w zarządzaniu systemami gazowymi albo systemami elektroenergetycznymi.

Rozwiązania przyjęte w ustawie prowadzą do wniosku, że ocena dokonywana w toku postępowania prowadzonego w sprawie wyznaczenia na operatora dotyczy możliwości efektywnego wykonywania funkcji operatora.

Obecne regulacje, które nakładają na operatora ustawowy obowiązek rozdziału formy prawnej i organizacyjnej od innych działalności oraz określenia przedsięwzięć, jakie należy podjąć w celu wyeliminowania wszelkich przejawów dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, nie gwarantują pełnej realizacji tego celu. Szczególnie jest to widoczne w sytuacji, gdy jest jeden scentralizowany sprze-

dawca „zasiedziały” w składzie pionowo zintegrowanej grupy kapitałowej. Całkowita dowolność, jaką pozostawił ustawodawca właścicielom sieci, co do wystąpienia z wnioskiem o wyznaczenie na operatora oraz możliwości podejmowania działań już po wyznaczeniu przez Prezesa URE przedsiębiorstwa na operatora, uniemożliwia skuteczną regulację tego segmentu rynku. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest brak narzędzi regulacyjnych, pozwalających Regulatorowi na skuteczną interwencję w odniesieniu do podmiotów, które powinny wystąpić z wnioskiem o wyznaczenie, jak i podmiotów już wyznaczonych na OSP lub OSD. Brakuje bowiem wyraźnego określenia obowiązków związanych z koniecznością publikowania list sprzedawców, wzorców umów oraz precyzyjnych regulacji dotyczących opracowania programów zgodności, co rodzi przede wszystkim wątpliwości pozostałych uczestników rynku ale również samych operatorów co do treści tych dokumentów i programów. Nie ma także narzędzi regulacyjnych pozwalających na interwencję Regulatora w sytuacji, gdy wyznaczeni operatorzy naruszają warunki niezależności. Brak wyposażenia Prezesa URE w narzędzia skutecznego oddziaływania na operatorów powoduje, m.in., że operatorzy systemów formalnie wypełniają obowiązek opracowania programów zgodności, jednak nie realizują określonych przez siebie zadań, co wynika z przedstawianych przez operatorów sprawozdań. Trudno określić cel, jakiemu ma służyć obowiązek przedkładania Prezesowi URE sprawozdań zawierających opisy podjętych przez operatora działań, skoro Prezes URE nie ma narzędzia pozwalającego na ich wyegzekwowanie. Samo przedłożenie sprawozdania z wykonania działań eliminujących przejawy dyskryminacyjnego dostępu do sieci nie przynosi pożądanych efektów, potrzebne jest wprowadzenie elementów nadzoru Regulatora.

W związku z ww. mankamentami przepisów ustawy – Prawo energetyczne, w 2008 r. Prezes URE opracował kompleksowe propozycje zmian do ustawy, mające na celu wzmocnienie własnych kompetencji w zakresie regulowania działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, które wraz z innymi propozycjami zmian dotyczącymi niezależności Regulatora i wzmocnienia narzędzi regulacji zostały przedstawione Ministrowi Gospodarki, posiadającemu inicjatywę ustawodawczą w tej materii.

W myśl proponowanych regulacji, program zgodności byłby zatwierdzany przez Prezesa URE w formie decyzji administracyjnej, co dawałoby Regulatorowi możliwość wpływu na kształt wykonywanych przez operatorów zadań oraz funkcji. Wdrożenie proponowanych zmian powinno przyczynić się do zwiększenia transparentności rynku i ułatwić zmianę sprzedawcy, a zatem rozwój konkurencji.

Uwzględniając więc podejmowane w praktyce działania podmiotów wyznaczonych na OSD, zasadnym stało się wzmocnienie kompetencji Prezesa URE

w zakresie kontroli wypełniania obowiązków operatorów systemów nałożonych przepisami art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, dzięki wprowadzeniu obowiązku opracowania i realizacji przez operatorów „programów zgodności” oraz przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. W celu zapewnienia faktycznego niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów, Prezes URE powinien mieć możliwość weryfikowania treści „programów zgodności” i ich zatwierdzania w formie decyzji oraz wyznaczania terminu ich wdrożenia i realizacji. Ponadto zaproponowano także wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne jednoznacznych przepisów nakładających na operatorów sankcje za np. niewdrożenie „programów zgodności” w wyznaczonym terminie, brak lub opieszałość w realizacji programów, a także za działania niezgodne z zapisami ww. programów. Propozycje URE zmierzały także do zobowiązania operatorów systemów elektroenergetycznych do obowiązkowego informowania o przekształceniach spółki i podejmowania nowych działań w celu umożliwienia reakcji w drodze wydania decyzji zakazującej wykonywania określonego rodzaju działalności. Ostatecznie zdecydowano się poprzestać na obowiązkach informacyjnych z rozszerzeniem uprawnień Prezesa URE do wymierzania kar pieniężnych za naruszenie warunków niezależności.

Zaproponowane zostało zatem rozszerzenie przesłanek stanowiących podstawę do wymierzenia kary pieniężnej w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne w przypadku działań naruszających niezależność OSD podejmowanych po wyznaczeniu na OSD. Przepisy te mają także na celu uniemożliwienie już po wyznaczeniu danego podmiotu na OSD podejmowania działań sprzecznych z zakresem działalności przypisanej operatorom systemu.

Ponadto, mając na uwadze zwiększenie bezpieczeństwa oraz ciągłość dostaw paliw i energii, a także spójność systemów poszczególnych operatorów, Prezes URE zaproponował zmiany w art. 9h ustawy – Prawo energetyczne dotyczące zakresu przedmiotowego wyznaczania operatorów systemów dystrybucyjnych. W świetle zaproponowanych regulacji każdy element systemu elektroenergetycznego lub gazowego będzie posiadał operatora systemu (OS) wyznaczonego w trybie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, odpowiedzialnego za realizację zadań OS wskazanych w ustawie. Wniosek o wyznaczenie OS będzie składany przez właściciela sieci lub przedsiębiorstwo energetyczne, któremu właściciel powierzył funkcje OS w drodze umowy. Właściciel udostępniając sieć lub instalację przedsiębiorstwu energetycznemu musi mieć świadomość, że będzie ona podlegała rygorom ustawy – Prawo energetyczne i jako część systemu gazowego musi być prowadzona przez profesjonalny podmiot będący OSD. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na dystrybucję paliw ga-

zowych lub energii elektrycznej, które nie są w stanie (bądź nie jest to ekonomicznie uzasadnione) spełnić wszystkich obowiązków OSD, mogłyby powierzać pełnienie funkcji OSD „zawodowym operatorom” na podstawie umowy cywilnoprawnej.

Kolejna ważna zmiana przepisów w art. 9h dotyczy wprowadzenia możliwości wyznaczania operatorów systemów przez Prezesa URE z urzędu.

Większość z zaproponowanych przez Prezesa URE regulacji (w nieco zmodyfikowanej formie) znalazła się w projekcie ustawy zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne, skierowanej w 2008 r. do uzgodnień międzyresortowych.

#### **1.2.4. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej**

Budowa linii bezpośredniej (zdefiniowanej w art. 3 ust. 11f ustawy – Prawo energetyczne), przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, wymaga uzyskania zgody Prezesa URE (art. 7a ust. 3). Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji.

W 2008 r., do Prezesa URE, nie wpłynął żaden wniosek o udzielenie zgody na budowę linii bezpośredniej.

#### **1.2.5. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dot. ewidencji księgowej**

Jednym z ustawowych obowiązków Prezesa URE jest monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skróśnego (art. 44 ustawy – Prawo energetyczne).

Analogicznie jak w latach ubiegłych Prezes URE wykorzystał w tym celu bazę sprawozdawczą zawierającą informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności. Przedsiębiorstwa energetyczne były zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE wymaganych informacji, w zależności od rodzaju opracowanych arkuszy sprawozdawczych, co miesiąc oraz odpowiednio po zakończeniu I oraz II półrocza 2008 r. Zebrane dane podlegały

weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji miała również na celu sprawdzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej. Odrębną analizę przeprowadzono dodatkowo dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

Po analizie wyników monitorowania należy stwierdzić, że przedsiębiorstwa wypełniają ten obowiązek ustawowy.

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

W 2008 r. podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności przedsiębiorstw były modele ekonometryczne<sup>17)</sup>, służące do oceny efektywności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie: kosztów operacyjnych, różnic bilansowych oraz nakładów inwestycyjnych.

Charakterystyka modeli analizy porównawczej wykorzystywanych w procesie taryfowania 14 OSD została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2007 r.

## 1.3. Bezpieczeństwo

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii, obok konkurencyjności oraz spełnienia wymogów ochrony środowiska, stanowi podstawowy filar bezpieczeństwa energetycznego. To ostatnie w ustawie – Prawo energetyczne (art. 3 pkt 16) zostało zdefiniowane 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. Zaś poziom bezpieczeństwa dostarczania nośników energii zależy od wielu różnorodnych czynników, wpisanych i stanowiących skła-

dowe elementów, wpływających na poziom ogólnie pojmowanego bezpieczeństwa energetycznego.

Nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną sprawuje minister gospodarki, za bieżące bezpieczeństwo funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego odpowiada Operator Systemu Przesyłowego. Prezes URE w ramach kompetencji wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, wykonuje szereg czynności oddziałujących na bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej, w tym:

- uzgadnia projekty planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych, w tym poziom nakładów inwestycyjnych w celu zapewnienia finansowania inwestycji sieciowych,
  - uzgadnia plan wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego,
  - kontroluje stan zapasów paliw,
- oraz na bieżąco monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

Mając powyższe na uwadze, w wypełnianiu swoich ustawowych obowiązków Prezes URE w toku działań regulacyjnych monitoruje stabilność warunków dostarczania energii elektrycznej. Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, jak również sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych.

### 1.3.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa (art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym dane przedsiębiorstwo dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

#### Nakłady inwestycyjne

Uzgadnianie przez Prezesa URE projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych jest jednym z podstawowych instrumen-

<sup>17)</sup> Wykorzystano modele, które zostały opracowane w 2007 r. dla 3-letniego okresu regulacji i znalazły zastosowanie w procesie zatwierdzania taryf przedsiębiorstw na 2008 r. Do oceny efektywności operacyjnej przedsiębiorstw zastosowanie miał nadal model ekonometryczny, opracowany przez ekspertów z dziedziny ekonometrii – prof. Jacka Osiewalskiego oraz dr Renatę Wróbel-Rotter z Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie.

Do oceny uzasadnionego poziomu strat sieciowych wykorzystano, po niewielkich modyfikacjach, model regresji liniowej opracowany w 2001 r. w Zakładzie Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, przez Szymona Bienia. Model ekonometryczny służący wyznaczeniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został opracowany bezpośrednio w URE.

tów regulacji działalności przedsiębiorstw sieciowych, ma na celu zapewnienie spójności projektu planu z ustawą – Prawo energetyczne i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa. Najważniejszym elementem przedkładanych projektów są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. Wynika to z faktu, że plany te dotyczą przedsięwzięć charakteryzujących się znaczną kapitałochłonnością. Wieloletni cykl inwestycyjny oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa oraz jego odbiorców. Mają one bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a więc przyszłych taryf przedsiębiorstwa. W związku z powyższym informacje pochodzące z projektów planów rozwoju, dotyczące w szczególności planowanego sposobu finansowania inwestycji, wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania taryf opracowywanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne. Uzgodnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Warto również nadmienić, iż w 2008 r. w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej<sup>18)</sup> rozpoczęta została realizacja Komponentu 2A – „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych”. W wyniku realizacji tego projektu, zostanie opracowana metodologia ewaluacji i weryfikacji projektów planów rozwoju przygotowanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne oraz metoda oszacowania uzasadnionego poziomu wydatków inwestycyjnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych przy wykorzystaniu dostępnych narzędzi statystycznych i ekonometrycznych, w tym analiz ekonomicznych i technicznych.

Projekt ten będzie miał pozytywny wpływ na rozwój polityki regulacyjnej oraz umożliwi harmonizację metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych ze standardami unijnymi.

Poziom planowanych nakładów inwestycyjnych dla 14 Operatorów Systemu Dystrybucyjnego oraz Operatora Systemu Przesyłowego, uwzględniony w taryfach w 2008 i 2009 r., prezentuje tab. 4, w której został również przedstawiony poziom wykonań za 2007 r.

**Operator systemu przesyłowego.** Projekt planu rozwoju PSE Operator SA został opracowany w 2006 r. na lata 2006-2020. Z uwagi na przedstawienie zamie-

<sup>18)</sup> Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”.

Tabela 4. Nakłady inwestycyjne ogółem dla 14 OSD oraz OSP (ceny bieżące)

| Wykonanie 2007<br>[w tys. zł] | Plan 2008<br>[w tys. zł] | Plan 2009<br>[w tys. zł] |
|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 3 315 486                     | 3 912 739                | 4 363 351                |

Źródło: URE.

rzeń inwestycyjnych w sposób szczegółowy jedynie dla okresu 2006-2010, to projekt planu rozwoju został uzgodniony wyłącznie na ten okres. Dla okresu 2011-2020 wskazano jedynie kierunki inwestowania. Na wniosek Prezesa URE operator w połowie 2008 r. przekazał do uzgodnienia aktualizację projektu planu rozwoju dla lat 2008-2010. Uwzględniając fakt, iż przedsiębiorstwo zamierza przedłożyć Prezesowi URE do połowy 2009 r. (w celu uzgodnienia), nowy i gruntownie zmieniony projekt planu rozwoju<sup>19)</sup> w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, za uzasadnione uznano ograniczenie procedury uzgadniania aktualizacji do lat 2008-2009.

Aktualizacja projektu planu rozwoju w zakresie lat 2008-2010 stanowi skorygowaną i uaktualnioną wersję uzgodnionego z Prezesem URE projektu planu na lata 2006-2020. Zakłada się, iż nakłady inwestycyjne w latach 2008-2009 wzrosną o 22%, w stosunku do nakładów zawartych w uzgodnionym projekcie planu na lata 2006-2020. Zwiększony poziom nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstwo uzasadniło koniecznością budowy, rozbudowy oraz modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych, zakupem obiektów sieciowych od koncernów energetycznych oraz realizacją zaplanowanych zadań w nowej siedzibie OSP.

**Operatorzy systemów dystrybucyjnych.** Wobec 14 operatorów systemów dystrybucyjnych w 2008 r. obowiązywały uzgodnienia poczynione w poprzednim roku. Oznacza to, iż do kalkulacji taryf na 2009 r. przyjęte zostały nakłady inwestycyjne wyznaczone przy wykorzystaniu modelu ekonometrycznego opracowanego w URE w 2007 r.<sup>20)</sup>

Pod koniec 2008 r. przedsiębiorstwa: ENERGA-OPERATOR SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o. przekazały Prezesowi URE aktualizacje uzgodnionych projektów planów rozwoju. Do 31 grudnia 2008 r. proces uzgadniania tych planów nie został zakończony.

<sup>19)</sup> Uwzględniający zmiany podstawowych założeń, w tym prognoz zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, ponowne zdefiniowanie potrzeb inwestycyjnych oraz ponowną weryfikację harmonogramów realizacji uprzednio zidentyfikowanych zadań inwestycyjnych.

<sup>20)</sup> Opis modelu został zawarty w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2007 r.



**Energetyka przemysłowa.** W 2008 r. zostały również przekazane do Prezesa URE trzy projekty planów rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. Prezes URE uzgodnił jedynie projekt planu rozwoju Polskiego Koncernu Energetycznego ORLEN SA. Do 31 grudnia 2008 r. proces uzgadniania pozostałych projektów planów rozwoju nie został zakończony ze względu na fakt, iż plany te zostały przekazane Prezesowi URE dopiero pod koniec 2008 r.

### 1.3.2. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Problematykę związaną z planami ograniczeń w zakresie energii elektrycznej reguluje rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła<sup>21)</sup>.

W 2008 r. uzgodniono plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązujący w okresie od 1 września 2008 r. do 31 sierpnia 2009 r.

### 1.3.3. Kontrola zapasów paliw

Przepisy zawarte w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła obowiązek posiadania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Minimalną wielkość zapasów paliw oraz sposób ich gromadzenia określa rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r.<sup>22)</sup>

W celu oceny realizacji powyższego obowiązku Prezes URE przeprowadził w 2008 r. 12 kontroli stanu zapasu paliw. Były to zarówno kontrole interwencyjne (tj. w związku z otrzymanymi skargami i informacjami), jak i problemowe (polegające na badaniu określonego zagadnienia lub tematu na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą).

**Kontrole interwencyjne** stanu zapasów paliw w 2008 r. przeprowadzono w sześciu przedsiębiorstwach. Kontrole te wykazały niedobory zapasów pa-

liw w trzech przedsiębiorstwach. W stosunku do tych przedsiębiorstw, Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, które zakończyły się decyzjami o nałożeniu kary.

**Kontrole problemowe** – w 2008 r. przeprowadzono sześć problemowych kontroli stanu zapasów paliw. Każda kontrola obejmowała co najmniej wszystkie elektrownie i elektrociepłownie systemowe (31 przedsiębiorstw, a od listopada – 32 przedsiębiorstwa). Natomiast dwiema kontrolami objęto także przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. Działaniom kontrolnym poddawano wtedy dodatkowo 36 przedsiębiorstw wskazywanych przez oddziały terenowe URE.

**Postępowania o ukaranie** – skutkiem ustaleń dokonanych w ramach powyższych kontroli, było wszczęcie przez Prezesa URE 54 postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kary pieniężnej za nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw, z czego: 44 postępowania zakończone zostały nałożeniem kar pieniężnych na łączną kwotę 1 194 500 zł, 5 postępowań umorzono, a 5 kolejnych zostanie zakończonych w 2009 r. Kary uiszczyło 29 przedsiębiorstw energetycznych, a 15 wniosło odwołania od decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Głównymi przyczynami nieutrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie przez obowiązane przedsiębiorstwa energetyczne były: niewywiązywanie się pod względem ilościowym i terminowym z zawartych umów na dostawy węgla energetycznego przez głównych krajowych producentów i dostawców węgla kamiennego, problemy spółek przewozowych z terminowym załadunkiem i transportem węgla kamiennego do przedsiębiorstw energetycznych oraz brak możliwości uzupełnienia niedoborów zapasów poprzez zakup węgla importowanego z uwagi na znaczne różnice w cenach pomiędzy stawkami zakontraktowanymi w umowach wieloletnich oraz stawkami pośredników importujących węgiel z innych państw.

### 1.3.4. Monitorowanie i ocena funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

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

<sup>21)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

<sup>22)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338).

W procesie monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE wykorzystuje zatem informacje pozyskane w trakcie realizacji zadań opisanych w punktach 1.3.1-1.3.3 Sprawozdania, do których należą:

- 1) pozyskiwanie informacji o stanie infrastruktury sieciowej i potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
  - 2) prowadzenie kontroli stanu zapasów węgla w elektrowniach,
- oraz prowadzi także działania bezpośrednio łączące się z monitorowaniem, czyli:
- 1) prowadzenie bieżącego monitoringu bezpieczeństwa pracy KSE,
  - 2) prowadzenie bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach sektora tworzonej na podstawie rocznych sprawozdań. Są to głównie dane o charakterze ekonomicznym. URE korzysta z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii SA (ARE). Dane na temat mocy zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc pozyskiwane są od OSP i innych źródeł, np. ARE czy Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE),
  - 3) prowadzenie bieżącego monitoringu rynku kontraktowego energii, w celu analizy równowagi popytowo-podażowej,
  - 4) podejmowanie nieperiodycznych badań związanych z wyjaśnianiem nadzwyczajnych sytuacji zagrożających bezpieczeństwu pracy KSE.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń<sup>23)</sup>. Podobnie jak w 2007 r. wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 35 GW. Na przestrzeni 2008 r. odnotowano pewną zmianę trendu w relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania mocy w stosunku do 2007 r. (rys. 4 Aneks 1).

Rok 2007 zamknął się zdecydowanym spadkiem nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania mocy. Podobna sytuacja miała miejsce na początku 2008 r. Trend ten zmienił się jednak w drugiej połowie 2008 r. z jego znacznym nasileniem pod koniec roku. Zmiana ta, skutkująca nagłym pojawieniem się

nadwyżek mocy wytwórczych dostępnych dla OSP i rynku, została spowodowana spowolnieniem ekonomicznym, które wywołało obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną. Według szacunków OSP zapotrzebowanie odbiorców końcowych w grudniu 2008 r. było niższe nawet o ok. 12% w stosunku do analogicznego okresu 2007 r. W tym kontekście zagrożenie kraju niedoborem mocy wytwórczych (w efekcie konieczność wprowadzenia przez OSP ograniczeń w poborze mocy) zmniejszyło się dając tym samym nieco więcej czasu na realizację inwestycji w nowe moce wytwórcze. W zakresie rezerw mocy dostępnych dla OSP 2008 r. był kolejnym rokiem obniżania ich poziomu, chociaż patrząc na wartości średnie w ujęciu rok do roku ubytek ten nie jest duży. Najniższe wartości rezerw mocy dostępnych dla OSP w szczycie krajowego zapotrzebowania mocy na poziomie ok. 2 400-2 500 MW wystąpiły w marcu i lutym 2008 r., koniec roku to powrót do bezpiecznych poziomów rezerw. Struktura rezerw mocy w 2008 r. nie uległa istotniejszym zmianom w stosunku do 2007 r. (rys. 5 Aneks 1).

Dopełnieniem tej charakterystyki jest stan wymiany międzysystemowej (saldo mocy przedstawia rys. 6 Aneksu 1). Widoczna jest zmiana salda wymiany transgranicznej z eksportu w 2007 r. na import w 2008 r. w wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc. W tym okresie odnotowano także niewielkie pogorszenie stanu instalacji wytwórczych mierzone wzrostem wielkości ubytków mocy spowodowanych awariami (rys. 7 Aneks 1).

Wstępne wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych potwierdzają utrzymywanie się dobrej sytuacji ekonomicznej w tych podsektorach, szczególnie zaś w grupie wytwórców. Od szeregu lat odnotowywana jest zbyt mała aktywność inwestycyjna wynikająca raczej z niechęci sektora wytwarzania do podejmowania decyzji inwestycyjnych na własne ryzyko niż z powodu braku środków na ten cel. Długoterminowo prowadzi to do braku tzw. adekwatności (wystarczalności) zdolności wytwórczych. Zaznaczyć jednak należy, że pod koniec 2008 r. PSE Operator SA odnotował zwiększenie ilości wniosków o wydanie warunków przyłączeniowych dla nowych źródeł wytwórczych. Ożywienie inwestycyjne ze strony wytwórców tłumaczyć można tym, że inwestycje w nowe moce rozpoczęte do końca 2008 r. będą beneficjentem systemu przydziału darmowych praw do emisji CO<sub>2</sub>.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie było w 2008 r. zagrożone, a spadek zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, jaki nastąpił pod koniec roku złagodził symptomy, które w dłuższej perspektywie mogą na nie rzutować. Pod koniec 2008 r. skończyły się problemy jednostek wytwórczych z niedoborami zapasów węgla kamiennego.

<sup>23)</sup> Patrz: Informacja Prezesa URE nt. bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie długoterminowym na podstawie wyników monitorowania przedsiębiorstw energetycznych, wrzesień 2008 r.

Odnotowano okresowy stan niedoboru dostępnych zdolności wytwórczych w godzinach popołudniowego szczytu zapotrzebowania na energię w dni robocze. Był on efektem wzrostu zapotrzebowania na moc, dużych ubytków zdolności wytwórczych zgłaszanych przez elektrownie oraz niedostatecznej podaży energii na rynku.

W 2008 r. Prezes URE zaniepokojony stanami awaryjnymi bądź sygnałami o nieprawidłowościach w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej przeprowadził kilka badań *ad hoc*:

1) badanie przyczyn awarii KSE w północno-zachodniej Polsce, która miała miejsce na początku kwietnia 2008 r.

Awaria wywołana została bardzo trudnymi warunkami pogodowymi. W efekcie badania okazało się, że duża część majątku sieciowego jest bardzo zaawansowana wiekowo i nie spełnia najnowszych norm wytrzymałościowych. Badanie unaoczniało także problemy operatorów działających na tym terenie z komunikacją oraz nadzorem nad majątkiem sieciowym,

2) badanie przyczyn ubytków mocy w I kwartale 2008 r.

Badanie to podjęte było w celu uzyskania wiedzy na temat celowości wycofywania mocy wytwórczych z eksploatacji oraz na temat procesów decyzyjnych na tym obszarze,

3) badanie zamiarów inwestycyjnych operatorów sieciowych oraz wytwórców przeprowadzone w czerwcu 2008 r.

Badaniu poddano tak wytwórców, jak i operatorów sieciowych chcąc pozyskać informacje na temat ich zamiarów w zakresie wycofywania i wprowadzania mocy wytwórczych w latach 2008-2030 oraz wpływu tych procesów na poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wraz z postępującą integracją Polski ze strukturami Unii Europejskiej, zmianom podlega sama definicja oraz zakres bezpieczeństwa energetycznego. W coraz większym stopniu będzie miało ono wymiar ekonomiczny, a nie, jak dziś, techniczny. Postępujące urynkwienie polskiej gospodarki, dostęp do nowoczesnej techniki i technologii w zakresie szeroko rozumianej energetyki, możliwość prowadzenia różnej działalności gospodarczej na różnych rynkach towarowych i finansowych umożliwi realizację niemal wszystkich zamierzeń rozwojowych, w tym także zakup dóbr inwestycyjnych i niezbędnego do tego zaopatrzenia materiałowego oraz zaspokojenia popytu finalnego odbiorców paliw i energii.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają aspekty ekonomiczno-finansowe, związane z poziomem i tempem wzrostu cen oraz kondycją zarówno przedsiębiorstw energetycznych, jak i ich odbiorców. Sprawy te muszą być postrzegane w więzi przyczynowo-skutkowej, i tym samym – za-

wsze rozpatrywane łącznie. Wiadomo bowiem, że pogorszenie się stanu finansów w sektorze energetyki może stać się przyczyną perturbacji w realizacji dostaw paliw i energii. Z drugiej zaś strony, obciążenie odbiorców wysokimi płatnościami za energię i jej dostawy może spowodować wzrost należności, zatory płatnicze, upadłość odbiorców i w konsekwencji – zmniejszenie odbioru energii. Sytuacje tego rodzaju mogą znacząco wpływać na stan bezpieczeństwa energetycznego. Istotne w tym zakresie są zasady cenotwórstwa obowiązujące w energetyce.

## 1.4. Dostęp do sieci energetycznej

### 1.4.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

Podobnie jak w latach poprzednich Operator Systemu Przesyłowego PSE Operator SA prowadził bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) w części zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. z późn. zm. W 2008 r. decyzja ta była trzykrotnie zmieniana. Zmiany wynikały z konieczności modyfikacji mechanizmów bilansowania, wprowadzenia mechanizmu rozliczania na rynku bilansującym kosztów wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej oraz dostosowania rozwiązań określonych w instrukcji do zmienionych przepisów prawnych.

W 2008 r. Prezes URE zatwierdził także instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi 13 OSD<sup>24)</sup> wyodrębnionym 1 lipca 2007 r. z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

W okresie poprzedzającym operatorzy prowadzili ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnych zgodnie z zasadami określonymi w instrukcjach zatwierdzonych przed końcem 2006 r. dla OSD działających jeszcze w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

Ponadto Prezes URE zatwierdził instrukcje dla czterech nowo wyznaczonych operatorów, którymi są przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej (Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, Przedsiębiorstwo Energetyczne „ESV” SA, POLENERGIA SA, PKP Energetyka Sp. z o.o.).

Zatwierdzone instrukcje zawierają rozwiązania ułatwiające odbiorcom zmianę sprzedawcy energii elektrycznej.

<sup>24)</sup> Instrukcja jednego operatora wyodrębnionego z dawnej spółki dystrybucyjnej została zatwierdzona w grudniu 2007 r.

#### 1.4.2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

W celu prawidłowej realizacji ustawowej kompetencji Prezesa URE w zakresie monitorowania wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, konieczne jest stałe obserwowanie zmian na rynku energii elektrycznej i modyfikowanie podejścia Regulatora w reakcji na obserwowane zjawiska i zachowania podmiotów regulowanych. Dlatego też w URE wdrażany jest program monitorowania rynku energii elektrycznej w podziale na monitorowanie hurtowego rynku energii elektrycznej i detalicznego rynku energii elektrycznej, bowiem działanie tego rynku zależy w dużej mierze od prawidłowości wykonywania zadań przez operatorów systemu.

Hurtowy rynek energii elektrycznej jest poddany cyklicznemu badaniu, którego celem jest: porównanie cen sprzedaży energii elektrycznej, ocena możliwości wejścia inwestorów na rynek wytwarzania, analiza możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez dominujące podmioty, gromadzenie informacji o działaniu Rynku Bilansującego w Polsce oraz ocena efektów finansowych działań przedsiębiorstw energetycznych i grup kapitałowych. W ramach realizacji tego zadania Prezes URE ocenia także wykonywanie zadań przez operatora systemu przesyłowego w zakresie udostępniania sieci w celu realizacji międzynarodowego handlu energią elektryczną.

Celem badania rynku bilansującego, realizowanym poprzez gromadzenie i analizę informacji o działaniu tego mechanizmu, jest wczesne wykrycie ewentualnych nieprawidłowości i identyfikacja ich przyczyn. Badaniu są poddawane m.in. wolumeny zakupu i sprzedaży na rynku, ceny rozliczeniowe CRO, CROs, CROz oraz koszty usuwania ograniczeń w systemie przesyłowym. Wyniki badania są wykorzystywane podczas zatwierdzania zasad bilansowania w IRiESP oraz zatwierdzania taryf.

Rynek detaliczny energii elektrycznej jest monitorowany poprzez cykliczne badanie, którego celem jest ocena efektywności konkurencji na tym rynku m.in. w zakresie procedury zmiany sprzedawcy (analiza ilościowa i jakościowa), niezależności działania operatorów systemów dystrybucyjnych wyodrębnionych z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, a także cen energii elektrycznej w sprzedaży do odbiorcy końcowego. W ramach badania Prezes URE zbiera i analizuje informacje dotyczące:

- 1) efektywności konkurencji na rynku detalicznym poprzez analizę liczbową migracji odbiorców do innych sprzedawców,
- 2) jakości obsługi odbiorców zmieniających sprzedawcę i efektywności procedury zmiany sprzedawcy (jakościowa i ilościowa),

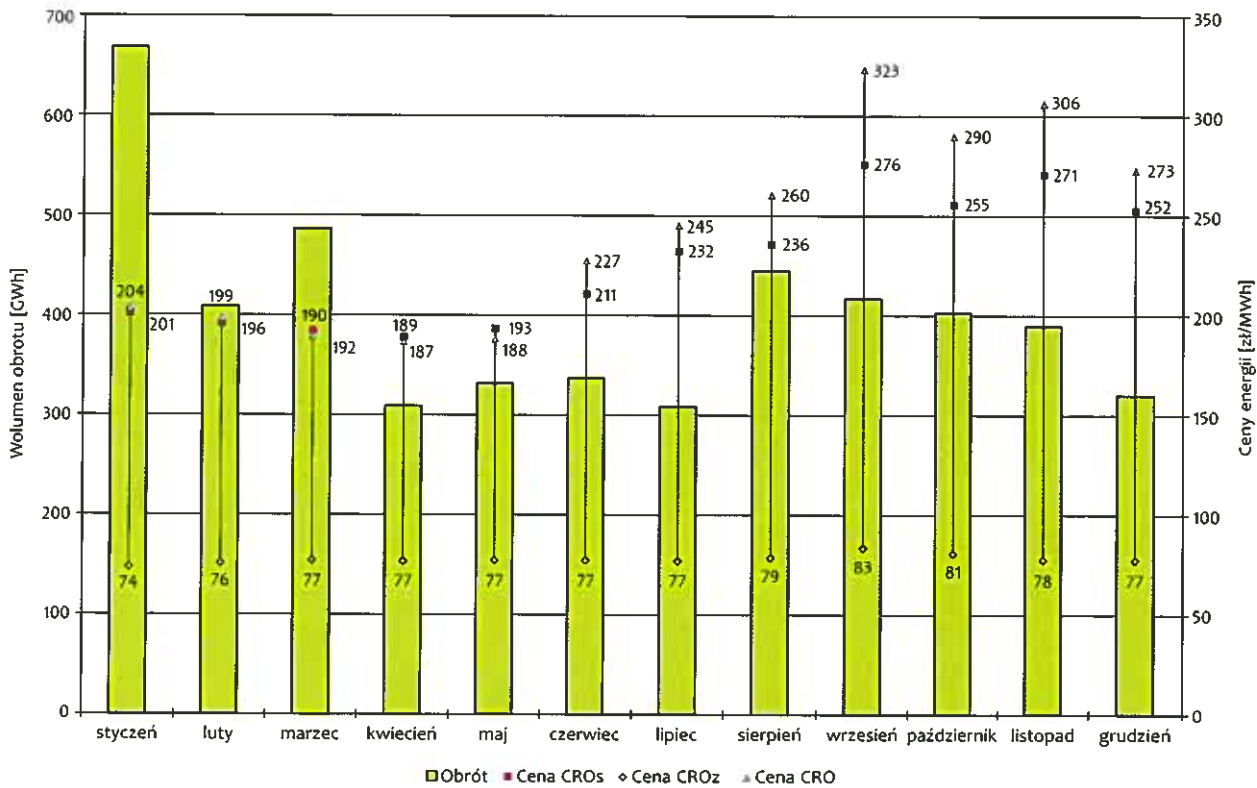
- 3) traktowania przez OSD wszystkich sprzedawców energii elektrycznej w sposób równoprawny, w tym dokonywanie oceny zawartych tzw. generalnych umów dystrybucji (GUD) – analiza jakościowa i ilościowa,
- 4) poziomu niezależności OSD funkcjonujących w ramach grup zintegrowanych,
- 5) niezależności działania osób odpowiedzialnych za zarządzanie systemem elektroenergetycznym,
- 6) uczestnictwa osób odpowiedzialnych za zarządzanie w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się także działalnością gospodarczą niezwiązaną z energią elektryczną,
- 7) odpowiedzialności zarządu OSD – bezpośrednia lub pośrednia – za wykonywanie działalności gospodarczej innej niż wynikająca z zadań operatorów,
- 8) niezależności podejmowania przez OSD decyzji w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym w celu zapewnienia jego prawidłowego działania, w szczególności eksploatacji, konserwacji, remontów lub rozbudowy sieci,
- 9) niezależności OSD w zakresie bieżącego funkcjonowania oraz podejmowania decyzji dotyczących budowy sieci i jej eksploatacji.

Wyniki monitorowania rynku energii elektrycznej w zakresie wypełniania przez operatorów sieciowych ich zadań znajdują się w raportach z monitorowania rynku, które Prezes URE opracowuje w cyklach półrocznych.

#### 1.4.3. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, jako część instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. W ramach posiadanych kompetencji Prezes monitoruje ich działanie analizując publikowane przez operatora informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie śledzenia zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

I tak, całkowity wolumen obrotu energią na rynku bilansującym (transakcje redukcyjne i przyrostowe) w 2008 r. wzrósł o ok. 70% w stosunku do 2007 r., stanowiąc ponad 3% krajowego zużycia energii. Ten wzrost dotyczył w szczególności I półrocza 2008 r. i był kontynuacją tendencji zauważalnej już w IV kwartale 2007 r. Drugą połową roku to stopniowe obniżanie wolumenu obrotu, w grudniu był

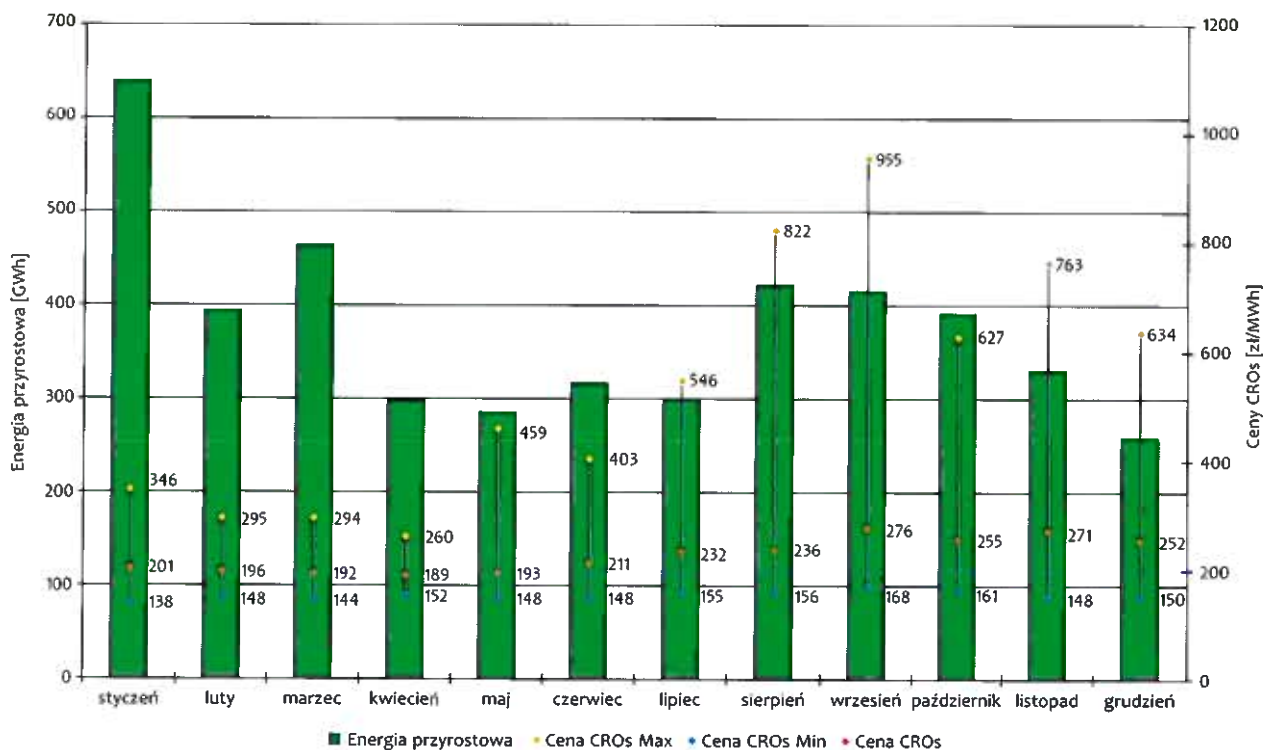


Rysunek 1. Wolumen obrotu i średnie ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2008 r. (Źródło: URE)

on niższy niż w analogicznym okresie 2007 r. Utrzymywał się też znaczący wzrost średnich cen CRO i CROs (rys. 1).

Sytuacja ta była skutkiem zwiększonego niedo-kontraktowania w niektórych przedsiębiorstwach

obrotu, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię, będącego skutkiem rosnącego popytu. Istotne znaczenie miała także relacja cen energii na rynku bilansującym i w pozostałych segmentach rynku.



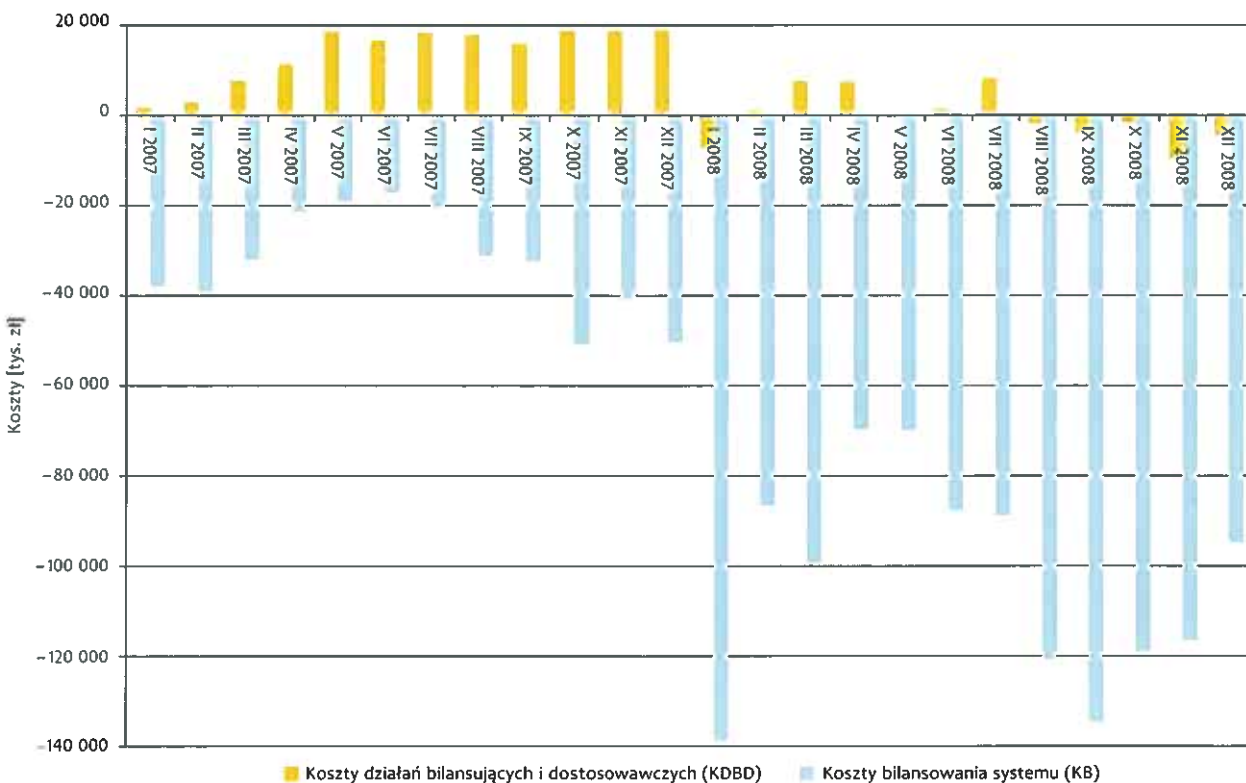
Rysunek 2. Energia przyrostowa i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2008 r. (Źródło: URE)

Gwałtownemu zwiększeniu na początku roku uległ wolumen energii przyrostowej, w następnych miesiącach był zmienny, niemniej na poziomach wyższych niż w analogicznych okresach roku 2007. Znaczny jego spadek miał dopiero miejsce w listopadzie i grudniu 2008 r. W porównaniu z 2007 r. nastąpił znaczny wzrost cen sprzedaży energii na rynku bilansującym. Najwyższe ceny odnotowano w sierpniu i we wrześniu (rys. 2 – str. 19). Wzrosty cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym dotyczą głównie cen występujących w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Jest to spowodowane pogłębiającym się w 2008 r. zjawiskiem zmniejszania się dostępnych dla operatora rezerw mocy wytwórczych w związku ze zwiększonym zapotrzebowaniem odbiorców końcowych. Oznacza to, że w procesie bilansowania OSP musiał korzystać z bardzo drogich ofert bilansujących składanych przez wytwórców.

niu tym nie zostały ujęte dodatkowe koszty wytwarzania wymuszonego, które według stanu rozliczeń z lutego 2009 r. wyniosły ponad 127 mln zł. Zwiększone koszty bilansowania systemu związane są ze zwiększonym wolumenem obrotu energią na rynku bilansującym, w szczególności dotyczącym sprzedaży energii z rynku bilansującego (energia przyrostowa).

#### 1.4.4. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej ma na celu zabezpieczenie odbiorców energii elektrycznej przed skutkami deformacji jakości świadczonych usług przez przedsiębiorstwa działające na rynku monopolistycznym.



Wielkości ze znakiem „+” oznaczają koszty poniesione przez OSP, ze znakiem „-” oznaczają przychody OSP.

Rysunek 3. Koszty ograniczeń (KO) oraz koszty bilansowania (KB) na RB w latach 2007-2008 (Źródło: URE)

W 2008 r. nastąpił znaczny wzrost w stosunku do 2007 r. (rys. 3) kosztów bilansowania, jakie musieli ponieść uczestnicy rynku bilansującego. Ponadto nastąpiła także – w stosunku do 2007 r. – znacząca zmiana w zakresie kosztów działań bilansujących i dostosowawczych, na które składają się koszty usuwania ograniczeń systemowych oraz koszty nieplanowanej i awaryjnej wymiany międzyoperatorskiej. W 2008 r. koszty usuwania ograniczeń systemowych generalnie uległy obniżeniu, przy czym w zestawie-

Ze względu na fakt, iż zgodnie z postanowieniami art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, kontrola następuje głównie w wyniku rozpatrywania skarg napływających od odbiorców.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf. Zawarte w taryfach ceny

i stawki opłat zyskują akceptację Prezesa URE, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych energii elektrycznej<sup>25)</sup>.

Ponadto w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy informujące odbiorców o przysługujących im bonifikatach w przypadku niedotrzymania stosownych standardów lub o sposobie ich obliczania.

Warto również nadmienić, że w URE realizowany jest projekt pt. „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie Krajowego raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz opracowanie zestawu danych i informacji dla europejskiego raportu benchmarkingowego”<sup>26)</sup>. Jego realizacja przyczynić się ma do lepszej kontroli standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych dostarczania energii elektrycznej, co należy do obowiązków Regulatora.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne są odpowiedzialne za zapewnienie ciągłości, pewności i odpowiedniej jakości dostaw w długim okresie, jednak w praktyce brakuje systemu umożliwiającego Regulatorowi prowadzenie skutecznego nadzoru nad dotrzymywaniem standardów i parametrów jakościowych przez ww. przedsiębiorstwa. Przedstawiają one dane jakościowe, które są niejednorodne i nieporównywalne.

Realizacja projektu umożliwi Prezesowi URE pozyskiwanie i efektywną analizę danych dotyczących jakości dostaw energii do odbiorcy, co niewątpliwie wpłynie na odpowiednie dostosowywanie polityki regulacyjnej i uzasadni niezbędne zmiany w prawodawstwie, a także pozwoli dokonywać skutecznej corocznej kontroli – w oparciu o metodologię benchmarkingową weryfikacji danych – dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju. Dzięki temu Regulator będzie mógł zharmonizować metodologię zbierania danych od przedsiębiorstw sieciowych z najlepszymi praktykami międzynarodowymi.

W Polsce dotychczas nie było jeszcze przeprowadzane badanie jakości dostaw energii elektrycznej o takim stopniu szczegółowości. Wyznaczenie poziomu jakości dostaw dla poszczególnych przedsiębiorstw sieciowych umożliwi przeprowadzenie analiz porównawczych pomiędzy tymi przedsiębiorstwami, a także określenie poziomu jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców w naszym kraju na tle innych krajów europejskich. Ponadto, wspo-

mniane informacje dotyczące jakości dostawy energii elektrycznej w poszczególnych przedsiębiorstwach sieciowych będą udostępniane odbiorcom. Będzie to miało znaczący wpływ na pozycję odbiorcy, w szczególności gospodarstw domowych, na konkurencyjnym rynku energii, co jest niezwykle istotne w procesie liberalizacji rynku energii.

#### 1.4.5. Realizacja wymagań i kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych oraz obowiązków publikowania informacji dot. połączeń międzysystemowych są regulowane przez rozporządzenie 1228/2003/WE. Prezes URE monitoruje funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego celem zapewniania zgodności pomiędzy praktyką a regulacjami zawartymi w tym rozporządzeniu.

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy zmianie. Rozdział ten odbywa się na zasadzie skoordynowanych przetargów pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z tych państw. Docelowo wspólne zasady udostępniania mocy przesyłowych powinny objąć także Austrię, Węgry i Słowenię.

Operator Systemu Przesyłowego PSE Operator SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE. Oznaczenia i definicje zdolności zostały uzgodnione w ramach ETSO i UCTE. Są one stosowane przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Połączenie międzysystemowe pomiędzy Polską i Szwecją SwePol Link eksploatowane jest przez prywatnego inwestora i nie jest udostępniane innym podmiotom na zasadach rynkowych (tzw. *merchant line*).

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami stanowiące załącznik do rozporządzenia 1228/2003/WE.

W ramach realizacji tych obowiązków operator udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej (zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe) na swojej stronie internetowej ([www.PSE-Operator.pl](http://www.PSE-Operator.pl)), w szczególności publikuje następujące dane:

- oszacowane wielkości rocznych, miesięcznych i dobowych całkowitych zdolności przesyłowych (TTC), zdolności przesyłowych netto (NTC) oraz dostępnych zdolności przesyłowych (ATC),

<sup>25)</sup> Określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623), zwanego dalej „rozporządzeniem systemowym”.

<sup>26)</sup> Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, w ramach projektu finansowanego z funduszy UE, Komponent 2B.

- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe,
- ceny zdolności przesyłowych,
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego,
- krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej.

Zainteresowani mogą uzyskać potrzebne im dane również w biurze aukcyjnym w Pradze ([www.e-trace.biz](http://www.e-trace.biz)). Ponadto na stronie internetowej ETSO Vista ([www.etsovista.org](http://www.etsovista.org)) są publikowane informacje o rzeczywistych przepływach energii elektrycznej pomiędzy obszarami zarządzanymi przez poszczególne OSP.

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

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 1228/2003/WE oraz wytycznych do tego rozporządzenia jest realizowane przez Prezesa URE wraz z innymi organami regulacyjnymi państw członkowskich UE w ramach prac Grupy Europejskich Regulatorów ds. Energii Elektrycznej i Gazu, w tym w ramach prac Regionalnych Inicjatyw Energetycznych (Prezes URE uczestniczy w dwóch Inicjatywach: Rynek Północny i Rynek Europy Środkowo-Wschodniej).

Regulatorzy stowarzyszeni w ERGEG, w tym również Prezes URE, w 2008 r. przygotowali raport dotyczący zgodności stosowania przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE<sup>27)</sup>. Jest to już drugi taki

raport, pierwszy został opublikowany w 2007 r. Raport został przygotowany na podstawie szczegółowych informacji przekazanych przez regulatorów z państw członkowskich UE. Jak wynika z tego dokumentu, nie wszystkie obowiązki określone w rozporządzeniu są w pełni realizowane przez wszystkie państwa. Odnotowano jednakże duży postęp w porównaniu z sytuacją z 2007 r. W przypadku Polski wykazano jedynie niewielkie i nieliczne niedociągnięcia. Prezes URE przekazał Komisji Europejskiej harmonogram do końca 2008 r. usuwania niezgodności (m.in. zmiany w zasadach bilansowania).

Ponadto, w Inicjatywach Regionalnych zostały przygotowane dwa raporty na temat przejrzystości informacji (Inicjatywa „Rynek Północny” – 13.09.2007 r., Inicjatywa – „Rynek Europy Środkowo-Wschodniej” – 8.02.2008 r.)<sup>28)</sup>. Dokumenty te zawierają szczegółowe definicje obowiązków informacyjnych spoczywających na OSP, które wynikają z ww. wytycznych oraz opracowanych przez ERGEG zasad dobrych praktyk dotyczących przejrzystości i zarządzania informacją<sup>29)</sup>. Określono w nich też czas, w jakim poszczególne informacje powinny być przez operatorów publikowane, częstotliwość publikacji oraz okres, w jakim informacje powinny być dostępne. W lipcu 2008 r. w Inicjatywie Regionalnej – „Rynek Północny” przygotowano raport dotyczący stopnia implementacji raportu na temat przejrzystości informacji. Jak wynika z tego dokumentu polski operator realizuje spoczywające na nim obowiązki informacyjne. Ponadto w raporcie tym wskazano, że OSP współpracuje z Prezesem URE w zakresie poprawy jakości i dostępu do informacji. Wspomniano jednocześnie, że istnieją pewne problemy związane z publikowaniem szczegółowych danych dotyczących wytwarzania energii elektrycznej.

Należy zaznaczyć, że dotychczas zostały opracowane i zatwierdzone przez Komisję Europejską jedynie szczegółowe wytyczne w sprawie zarządzania ograniczeniami. Podobnie jak w 2007 r., również w 2008 r. trwały prace nad wytycznymi dotyczącymi harmonizacji taryf przesyłowych oraz wytycznymi w sprawie rozliczeń międzyoperatorskich (ITC). Ze względu na złożoność tematyki i konsekwencje ekonomiczne przyjęcia wytycznych, Komisja zdecydowała się na przeprowadzenie publicznych konsultacji.

Przedmiotem monitorowania przez Prezesa URE jest również wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów dystrybucyjnych informa-

<sup>27)</sup> „Regulation (EC) 1228/2003 Compliance Monitoring Second Report, 2008”.

<sup>28)</sup> „Report on transparency IG Transparency Electricity Regional Initiative Northern Regional Electricity Market” oraz „Report on transparency IG Transparency Electricity Regional Initiative Central Eastern Regional Electricity Market”.

<sup>29)</sup> „Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets”.



cji na temat dostępności sieci dla stron umowy o świadczenie usług dystrybucji. W ramach monitorowania rynku detalicznego są zbierane, a następnie analizowane dane dotyczące realizacji tego obowiązku.

#### 1.4.6. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw sieci

Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci umożliwia Prezesowi URE obserwowanie procesów związanych z wydawanymi warunkami przyłączenia do sieci oraz stosowanymi praktykami ich realizacji dla różnych grup przyłączeniowych.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 2005 r. upoważniła Prezesa URE do wnoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych (art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego). Informacje o odmowach przyłączeń do sieci przedsiębiorstwa energetyczne przekazują do oddziałów terenowych URE.

Przesłanką do wprowadzenia tej regulacji była ochrona interesu odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. W wyniku prowadzonych przez Regulatora postępowań administracyjnych w sprawie odmów przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwa często zmieniały swoje stanowiska i wydawały odbiorcom techniczne warunki przyłączenia. Dla sprawnego postępowania ustalono w URE przejrzyste reguły ekonomicznej oceny przyłączania nowych podmiotów do sieci elektroenergetycznych, dzięki czemu nastąpiło ograniczenie liczby odmów i skrócenie czasu poszczególnych procedur.

Monitorowanie warunków przyłączania ma miejsce również w toku taryfowania. W taryfach operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych dla energii elektrycznej Prezes URE zatwierdza zasady ustalania opłat za przyłączenie podmiotów do sieci, a także stawki opłat za przyłączenie dla IV i V grupy przyłączeniowej. Zawarte w taryfach zapisy uwzględniają wnioski wynikające z procesu monitorowania warunków przyłączenia.

### 1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT

W wyniku liberalizacji rynku energii elektrycznej oraz wieloletniego procesu negocjacji z Komisją Europejską uzgodnione zostały w 2007 r. warunki, na podstawie których wytwórcy przystąpili dobrowolnie do programu pomocy publicznej, określonego

przepisami ustawy o rozwiązaniu KDT<sup>30</sup>). Warunki tego programu zostały dopuszczone do stosowania „Decyzją Komisji Europejskiej w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz POMOCY PAŃSTWA, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej”.

Na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT, strony umów długoterminowych, tj. wytwórcy i PGE SA – następca prawny PSE SA, zawarli w terminie do 31 grudnia 2007 r. umowy rozwiązujące KDT z mocą obowiązującą od 1 kwietnia 2008 r. Do umów rozwiązujących przystąpiło 13 wytwórców.

Tabela 5. Zestawienie firm wytwórczych, stron umowy rozwiązującej z PGE Polska Grupa Energetyczna SA – beneficjentów pomocy publicznej

| Lp. | Nazwa wytwórcy                               | Data zawarcia umowy |
|-----|--|---------------------|
| 1   | BOT Elektrownia Opole SA                     | 31 grudnia 2007 r.  |
| 2   | BOT Elektrownia Turów SA                     | 31 grudnia 2007 r.  |
| 3   | Południowy Koncern Energetyczny SA           | 28 grudnia 2007 r.  |
| 4   | Elektrownia Kozienice SA                     | 28 grudnia 2007 r.  |
| 5   | Zespół Elektrowni Dolna Odra SA              | 31 grudnia 2007 r.  |
| 6   | Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.             | 31 grudnia 2007 r.  |
| 7   | Elektrociepłownia Kraków SA                  | 31 grudnia 2007 r.  |
| 8   | Elektrociepłownia Rzeszów SA                 | 28 grudnia 2007 r.  |
| 9   | Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.    | 28 grudnia 2007 r.  |
| 10  | Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o.  | 31 grudnia 2007 r.  |
| 11  | Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o. | 28 grudnia 2007 r.  |
| 12  | Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA          | 28 grudnia 2007 r.  |
| 13  | Elektrociepłownia Gorzów SA                  | 31 grudnia 2007 r.  |

Źródło: URE.

Termin 1 kwietnia 2008 r. wejścia w życie umów rozwiązujących – wymusił konieczność przedłużenia obowiązujących w 2007 r. zasad rozliczania zobowiązań KDT na I kwartał 2008 r. Zgodnie z ustawą o rozwiązaniu KDT, wytwórcy mieli prawo do trzech transz zaliczek na poczet kosztów osieroco-

<sup>30)</sup> Kontrakty długoterminowe (KDT) zawierane były przez wytwórców energii elektrycznej z PSE SA w latach 1994-1998. Celem KDT było sfinansowanie niezbędnych inwestycji w elektrowniach, głównie ze względu na ochronę środowiska. Zakresy kontraktów były różne dla poszczególnych wytwórców i obejmowały inwestycje w zakresie budowy instalacji odsiarczania spalin, modernizacji bloków elektroenergetycznych oraz budowy nowych jednostek wytwórczych. Przewidywane wygaśnięcie najdłuższego kontraktu miało nastąpić w 2027 r. W KDT określone były: wielkość sprzedaży energii przez elektrownię oraz wysokość ceny tej energii. Dzięki tym kontraktom elektrownie zaciągnęły ponad 20 mld zł kredytów.

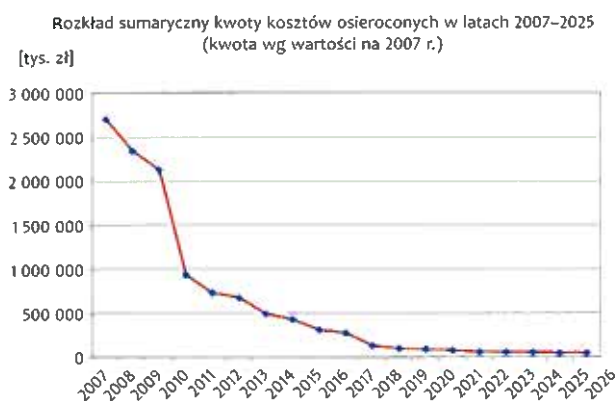
Tabela 6. Zestawienie beneficjentów ustawy o rozwiązaniu KDT

| Lp. | Nazwa beneficjenta                              | Kwota kosztów osieroconych za trzy kwartały 2008 r. [w zł] | Wypłacona kwota kosztów osieroconych w 2008 r. [w zł] |
|-----|---|--|---|
| 1   | PGE Elektrownia Opole SA                        | 411 137 960  | 274 091 970   |
| 2   | PGE Elektrownia Turów SA                        | 348 164 390  | 232 109 600   |
| 3   | PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra SA             | 126 322 430  | 84 214 950  |
| 4   | PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA                | 59 731 520   | 39 821 010  |
| 5   | PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o. | 105 923 700  | 70 615 800  |
| 6   | PGE Elektrociepłownia Gorzów SA                 | 22 655 980   | 15 103 990  |
| 7   | PKE Grupa Tauron Polska Energia SA              | 192 107 870  | 128 071 910   |
| 8   | Elektrownia Kozienice SA Grupa ENEA             | 93 132 160   | 62 088 110  |
| 9   | ZE PAK Pątnów II Sp. z o.o.                     | 147 129 530  | 98 086 360  |
| 10  | Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.       | 63 807 930   | 42 538 620  |
| 11  | Elektrociepłownia Chorzów ELCHO SA              | 119 226 540  | 79 484 360  |
| 12  | Elektrociepłownia Zielona Góra SA               | 63 314 740   | 42 209 830  |
|     | <b>RAZEM</b>                                    | <b>1 752 654 750</b>                                       | <b>1 168 436 500</b>                                  |

Źródło: URE.

nych za 2008 r., tj. za II, III i IV kwartał 2008 r., z czego dwie zostały wypłacone w 2008 r., a trzecia została przewidziana na luty 2008 r., co jest pokazane w tab. 6.

Rozliczenia kosztów osieroconych, czyli wydatków wytwórcy, niepokrytych przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu KDT, wynikające z nakładów poniesionych na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej przez tego wytwórcę do 1 maja 2004 r. dla każdego wytwórcy obejmują okres do momentu, w którym wygasa najdłuższa umowa długoterminowa danego wytwórcy.



Rysunek 4. Ścieżka podstawowych kosztów osieroconych na 1.01.2007 r. (Źródło: URE)

Ponadto ustawa o rozwiązaniu KDT przewiduje dla wytwórców, będących stroną umowy rozwiązującej, którzy zawarli długoterminowe umowy na dostawę gazu ziemnego przed 1 maja 2004 r. w jednostkach opalanych gazem ziemnym, możliwość rozliczenia z tytułu kosztów nieodebranego gazu dla pięciu

wytwórców (PGE EC Lublin-Wrotków Sp. z o.o., PGE EC Rzeszów SA, PGE EC Gorzów SA, EC Nowa Sarzyna Sp. z o.o., EC Zielona Góra SA). W 2008 r. ustawa o rozwiązaniu KDT nie przewidywała wypłat zaliczek na poczet powyższych kosztów, ale będą one rozliczone w korekcie rocznej kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2008 r. w połowie 2009 r.

Środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów nieodebranego gazu ziemnego pochodzą od odbiorców końcowych z tzw. opłaty przejściowej. Nośnikiem stawek opłat przejściowych jest moc umowna dla odbiorców przemysłowych i stawka miesięczna dla odbiorców w gospodarstwach domowych, zróżnicowana w zależności od wielkości rocznego zużycia.

Od 1 kwietnia 2008 r. zbierane były środki na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie stawek opłaty przejściowej określonych w ustawie o rozwiązaniu KDT. Środki te zbierane są i przekazywane OSP przez płatników opłaty przejściowej, a następnie gromadzone przez Zarządcę Rozliczeń SA na rachunku opłaty przejściowej.

Ustawa o rozwiązaniu KDT nałożyła na Prezesa URE szereg nowych obowiązków. Są one związane przede wszystkim z: kalkulacją stawek opłaty przejściowej począwszy od 1 stycznia 2009 r., aktualizacją kwoty kosztów osieroconych, ustalaniem wielkości korekt wypłaconych wytwórcom zaliczek na każdy rok obowiązywania ustawy oraz ich publikacją.

W 2008 r. Prezes URE zrealizował obowiązki nałożone ustawą o rozwiązaniu KDT, głównie o charakterze informacyjnym, do których należało:

- 1) przekazanie do Ministra Gospodarki, Operatora Systemu Przesyłowego oraz Zarządcy Rozliczeń SA, informacji o zawartych umowach rozwiązujących umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawartych pomiędzy wytwórcami a PSE SA,

- 2) stwierdzenie, w drodze decyzji administracyjnej, spełnienia przez jednostkę wytwórczą – Elektrownię Pątnów II Sp. z o.o. (beneficjenta ustawy o rozwiązaniu KDT) warunków technicznych określonych w umowie rozwiązującej,
- 3) obliczenie i ogłoszenie informacji dotyczącej średnioważonego kosztu węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem,
- 4) opracowanie we współpracy z Politechniką Warszawską narzędzia analitycznego do oceny odchyleń parametrów ekonomicznych wytwórcy – beneficjenta ustawy o rozwiązaniu KDT, określonego w przepisach art. 37 tej ustawy, które mogłyby świadczyć o nadużywaniu pomocy publicznej,
- 5) ustalenie, w drodze decyzji administracyjnej, zakwalifikowanej na 2009 r. kwoty kosztów osieroconych, dla danego wytwórcy,
- 6) przekazanie informacji Zarządcy Rozliczeń SA o wysokości wnioskowanych przez wytwórców na 2009 r. zaliczek na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem,
- 7) skalkulowanie oraz opublikowanie stawek opłaty przejściowej na 2009 r.

Już w I kwartale stosowania ustawy ujawniły się problemy z kwalifikacją odbiorców końcowych, zobowiązanych do uiszczania opłaty przejściowej oraz gromadzeniem i przekazywaniem Zarządcy Rozliczeń SA przez OSD – płatników opłaty przejściowej – środków niezbędnych na wypłaty pierwszych rat rekompensat ustalonych w ustawie. Powody zaistniałych problemów wynikały z wątpliwości płatników co do definicji nośnika opłaty (mocy umownej) i sposobu rozliczania odbiorców. Efektywność gromadzenia środków powinna z czasem być coraz lepsza, a sprzyjać temu powinno uświadomienie uczestnikom procesu, że zarówno KDT, jak i ustawa o rozwiązaniu KDT są pomocą publiczną świadczoną przez państwo, a opłata przejściowa pobierana od odbiorców na pokrycie kosztów osieroconych jest opłatą o charakterze parafiskalnym.

Przygotowanie do wdrożenia przepisów ustawy o rozwiązaniu KDT, w tym przede wszystkim obowiązku Prezesa URE ustalenia wielkości rocznych kosztów osieroconych, wymagało w 2008 r. od Regulatora podjęcia dodatkowych działań i czynności, wynikających przede wszystkim z braku zgodności ustawy o rozwiązaniu KDT z obecną strukturą podmiotową rynku energii elektrycznej, która ukształtowała się na skutek pionowej konsolidacji sektora elektroenergetycznego. Wyniki monitoringu rynku energii elektrycznej wykazały, że w odniesieniu do wytwórców – beneficjentów ustawy, wchodzących w skład pionowo skonsolidowanych przedsiębiorstw,

mechanizm racjonalizujący poziom rekompensat powiązany z poziomem cen na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej może działać niezbyt efektywnie. Wnioski wytwórców dotyczące zaliczek na poczet kosztów osieroconych złożone w połowie 2008 r. przez wytwórców na 2009 r. wskazywały na różny poziom ich oczekiwań. Pomimo 30% wzrostu cen energii elektrycznej w 2008 r. i prognozowanego wzrostu 40-60% cen w 2009 r., tylko jeden z wytwórców zrezygnował z zaliczki na rok 2009, natomiast większość złożyła wnioski na wypłatę zaliczek w maksymalnej wysokości. Z tego względu, mając na uwadze gwałtownie rosnące obciążenia dla odbiorców, zwłaszcza przemysłowych, konieczne były konsultacje z ministrem właściwym do spraw gospodarki oraz Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zakresie weryfikacji zasadności takiego podejścia, a także interpretacji celowościowej przepisów ustawy z warunkami dopuszczalności do jej stosowania, wyrażonymi w pozytywnej Decyzji KE. Problemy adekwatności rozwiązań ustawy o rozwiązaniu KDT z obecną strukturą podmiotową sektora oraz problemy związane z rozliczeniem zaliczek do celów podatkowych będą przedmiotem konsultacji z organami właściwymi w tych sprawach.

## 1.6. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)

Rozwój wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach wynika z potrzeby ochrony środowiska oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, podobnie rozwój wysokosprawnej kogeneracji przyczynia się do ochrony środowiska, ale przede wszystkim poprawia efektywność produkcji. Dążenie do zwiększenia udziału tych źródeł w bilansie produkcji energii elektrycznej w kraju wymaga stosowania odpowiednich systemów wsparcia, będących gwarancją ich systematycznego rozwoju.

Mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE jest dwukierunkowy i polega na obowiązkowym zakupie wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia (OZE), które mogą być przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Natomiast mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji (zwanej dalej „CHP”) polega na obowiązkowym odbiorze wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP), które mogą być przedmiotem obrotu na TGE.

Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym mają obowiązek nabycia i przedstawie-

Tabela 7. Świadectwa pochodzenia wydane w 2008 r. (za produkcję w 2007 r.<sup>31)</sup> i 2008 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania

| Rodzaj OZE             | Okres wytwarzania<br>1.01.2007 – 31.12.2007 |              | Okres wytwarzania<br>1.01.2008 – 31.12.2008 |              |
|------------------------|---|--------------|---|--------------|
|                        | ilość energii<br>[w MWh]                    | liczba SP    | ilość energii<br>[w MWh]                    | liczba SP    |
| Elektrownie na biogaz  | 39 078,177                                  | 92           | 175 675,614                                 | 533          |
| Elektrownie na biomasę | 54 027,754                                  | 6            | 432 499,198                                 | 51           |
| Elektrownie wiatrowe   | 115 347,893                                 | 174          | 700 658,594                                 | 1 067        |
| Elektrownie wodne      | 326 440,969                                 | 778          | 1 894 518,631                               | 4 025        |
| Współspalanie          | 340 453,681                                 | 37           | 1 965 098,466                               | 88           |
| <b>Łącznie</b>         | <b>875 348,474</b>                          | <b>1 087</b> | <b>5 168 450,503</b>                        | <b>5 764</b> |

Źródło: URE.

Tabela 8. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2008 r. (za produkcję w 2007 r.<sup>32)</sup> i 2008 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji

| Rodzaje jednostek kogeneracji  | Okres wytwarzania<br>1.01.2007 – 31.12.2007 |                  | Okres wytwarzania<br>1.01.2008 – 31.12.2008 |                  |
|--|---|------------------|---|------------------|
|  | ilość energii<br>[w MWh]                    | liczba SP<br>CHP | ilość energii<br>[w MWh]                    | liczba SP<br>CHP |
| opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1) | 1 089 574,473                               | 22               | 2 223 516,955                               | 90               |
| o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej > 1 MW, nieopalana paliwami gazowymi (CHP2) | 9 246 382,519                               | 96               | 14 126 033,147                              | 241              |

Źródło: URE.

nia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązki te zostały „domknięte” systemem sankcyjnym w postaci kar pieniężnych za ich niewypełnienie.

Warto zwrócić uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o preferencyjne warunki przyłączenia źródeł OZE i CHP, które korzystają z „obniżonej” opłaty za przyłączenie<sup>33)</sup> oraz zwol-

nienia z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez TGE, z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii<sup>34)</sup>.

### 1.6.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia

W 2008 r. Prezes URE wydał 6 851 świadectw OZE oraz 449 świadectw CHP (tab. 7 i 8).

Jednocześnie w 36 przypadkach Prezes URE wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw (24 OZE oraz 12 CHP). Najczęstszymi przyczynami odmowy było niedotrzymywanie przez wnioskodawców terminów przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw<sup>35)</sup>, a także występowanie z wnioskiem o świadectwa przed uzyskaniem koncesji lub przed dokonaniem zmiany w koncesji już udzielonej.

W 2008 r. przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, w celu wywiąza-

<sup>31)</sup> Zgodnie z art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne wnioski należy przedłożyć w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP OZE mogą być składane do 14 lutego 2008 r.

<sup>32)</sup> Zgodnie z art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne wnioski należy przedłożyć w terminie do 14. dnia następnego miesiąca po zakończeniu okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP CHP mogą być składane do 14 stycznia 2008 r.

<sup>33)</sup> Zgodnie z art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. Przy tym w myśl art. 3 ustawy zmieniającej z 4 marca 2005 r., do 31 grudnia 2010 r. opłatę za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości jednej drugiej obliczonej opłaty, natomiast w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 r., do 31 grudnia 2011 r. opłatę za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości połowy obliczonej opłaty.

<sup>34)</sup> Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, określone zwolnienia dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW.

<sup>35)</sup> 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem OZE i odpowiednio 14 dni w przypadku wniosku CHP.

Tabela 9. Wolumen energii elektrycznej oraz ilość umorzonych SP OZE i SP CHP

| Rok     | Liczba umorzonych SP OZE | Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [w MWh] | Liczba umorzonych CHP1 i CHP2 | Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [w MWh] |
|---------|--------------------------|--|-------------------------------|--|
| 2007    | 4 204                    | 3 376 476,814  | 298                           | 9 535 639,883  |
| 2008    | 3 693                    | 3 056 189,910  | 284                           | 6 612 095,165  |
| Łącznie | 7 897                    | 6 432 666,724  | 582                           | 16 147 735,048   |

Źródło: URE.

nia się z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. W tym okresie Prezes URE wydał 205 decyzji umarzających świadectwa OZE oraz 258 decyzji umarzających świadectwa CHP. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia CHP przedstawia tab. 9.

### 1.6.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji

Realizację obowiązków przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną kontroluje Prezes URE (art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne). Co istotne, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi w 2008 r. kontrola dotyczyła wypełnienia obowiązku za 2007 r. I tak, zobowiązane przedsiębiorstwo energetyczne powinno osiągnąć:

- 1) w 2007 r. – 5,1% udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia OZE, które przedstawiło do umorzenia lub uiszczonej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym<sup>36)</sup>,
- 2) w I połowie 2007 r. – 15,2% udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii przez to przedsiębiorstwo i sprzedanej odbiorcom końcowym, w wykonanej w tym okresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym<sup>37)</sup>,
- 3) w II połowie 2007 r. – 0,8% udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia CHP dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, które przedstawiło do umorzenia, lub uiszcz-

nej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej w tym okresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym<sup>38)</sup>,

- 4) w II połowie 2007 r. – 16,5% udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia CHP dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, które przedstawiło do umorzenia, lub uiszczonej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej w tym okresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym<sup>38)</sup>.

Ocena realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji za 2007 r. była czasochłonna i skomplikowana. Konieczne było przesłanie setek faktur dokumentujących transakcje zawarte pomiędzy podmiotami wytwarzającymi ten rodzaj energii a podmiotami zobowiązanymi. Sytuację dodatkowo skomplikowało to, że w I i II połowie 2007 r. obowiązywały dwie zupełnie różne zasady realizacji obowiązku, wynikające z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Spowodowane to było opóźnieniem przeniesienia do prawa polskiego dyrektywy kogeneracyjnej<sup>39)</sup>. Dyrektywa ta została transponowana do prawa krajowego dopiero ustawą zmieniającą z 12 stycznia 2007 r., a przepisy wykonawcze zostały przyjęte dopiero rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 26 września 2007 r.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2007 r. objęto 1 068 przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność gospodarczą na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną. Z grupy tej wyłoniono 197 przedsiębiorstw, które w 2007 r. sprzedawały energię elektryczną do odbiorców końcowych, a zatem faktycznie podlegających obowiązkowi, o których

<sup>36)</sup> § 3 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187, z późn. zm.).

<sup>37)</sup> § 5 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657).

<sup>38)</sup> § 9 pkt 1a i 2a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. Nr 185, poz. 1314).

<sup>39)</sup> Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U. UE L z 2004 r. Nr 52, poz. 50).

Tabela 10. Rodzaje postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2007 r.

| Obowiązek      | Liczba wszczęć | Postępowania niezakończone do 31 grudnia 2008 r. | Liczba decyzji umarzających postępowanie | Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej | Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [w zł] |
|----------------|----------------|--|--|--|---|
| art. 9a ust. 1 | 30             | 11   | 4  | 15   | 2 479 562,45                                      |
| art. 9a ust. 8 | 66             | 57   | 0  | 9  | 67 636,38   |
| art. 28        | 32             | 12   | 6  | 14   | 5 700,00  |
| Łącznie        | 128            | 80   | 10                                       | 38   | 2 552 898,83                                      |

Źródło: URE.

mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za rok 2007 przedstawia tab. 10.

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

- niezajomość prawa i brak świadomości obowiązków ciążących na przedsiębiorstwie,
- umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenie opłaty zastępczej za brakującą do wypełnienia obowiązku ilość energii elektrycznej, po przewidzianym do tego terminie (zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne termin ten upływał 31 marca 2008 r.).

w 2008 r. obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – w wysokości 248,46 zł/MW<sup>41</sup>).

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym<sup>42</sup>). Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- 2) różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Tabela 11. Wszczęte w 2008 r. i prowadzone postępowania w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2006 r.

| Obowiązek      | Liczba wszczęć | Postępowania zawieszono <sup>40)</sup> | Liczba decyzji umarzających postępowanie | Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej | Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [w zł] |
|----------------|----------------|--|--|--|---|
| art. 9a ust. 1 | 2              | 1                                      | 0  | 1  | 6 687 744,64                                      |
| art. 9a ust. 8 | 52             | 2                                      | 40                                       | 10   | 29 061 496,36                                     |
| art. 28        | 2              | 0                                      | 0  | 2  | 5 200,00  |
| Łącznie        | 56             | 3                                      | 40                                       | 13   | 35 754 441,00                                     |

Źródło: URE.

W 2008 r. Prezes URE zakończył również postępowania administracyjne, wszczęte i nie zakończone w 2007 r., w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne za 2006 r. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za rok 2006 przedstawia tab. 11.

### 1.6.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych

W 2008 r. Prezes URE ogłosił, zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, jednostkową opłatę zastępczą dla przedsiębiorstw energetycznych, na które nałożony był

W 2008 r. Prezes URE ustalił jednostkowe opłaty zastępcze (CHP), oznaczone symbolami Ozg i Ozk, obowiązujące w 2009 r. w wysokości:

- Ozg = 128,80 [zł/MWh], tj. 100,00% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- Ozk = 19,32 [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Informacja o wyżej wymienionych opłatach zastępczych ukazała się na stronie internetowej URE.

<sup>40)</sup> Postępowania zawieszono w związku z toczącymi się przed Sądem powszechnym postępowaniami o ustalenie treści umów sprzedaży energii elektrycznej.

<sup>41)</sup> Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 15 stycznia 2008 r. w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2007 r. (M. P. Nr 5, poz. 65).

<sup>42)</sup> O której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych.

#### 1.6.4. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 Prawa energetycznego)

Prawo energetyczne nakłada na Regulatora obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsięwzięć energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2008 r. została podana za 2007 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce:

- 1) opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW wyniosła 133,79 zł/MWh,
- 2) innej niż wymieniona w punkcie 1 wyniosła 126,79 zł/MWh.

Informacja o tej cenie ukazała się na stronie internetowej URE.

## 2. Gazownictwo

### 2.1. Struktura i stan rynku – ocena Regulatora

#### 2.1.1. Bilans produkcji, importu i zużycia gazu

Całkowite zużycie gazu ziemnego w 2008 r. wyniosło 14 338,1 mln m<sup>3</sup>, z czego 4 073,9 mln m<sup>3</sup> pochodziło ze źródeł krajowych. W 2008 r. dostawy zagraniczne obejmowały import z Rosji, Ukrainy i krajów środkowoazjatyckich oraz dostawy wewnątrzspółnotowe z Niemiec i Czech. Największą część importu stanowił import z Rosji realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA (PGNiG SA) a Gazprom Export – w 2008 r. na jego podstawie zakupiono 7 056,7 mln m<sup>3</sup>, co stanowi 68% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski. Import ten był uzupełniany dostawami z Ukrainy, krajów środkowoazjatyckich, Niemiec i Czech. Łączna wielkość tych dostaw, realizowanych w ramach tych umów w 2008 r. wyniosła 3 207,5 mln m<sup>3</sup>, co stanowiło 31% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski. Pełne dane o strukturze dostaw gazu w 2008 r. oraz krajowych zdolnościach wydobywczych zawarte są w Aneksie 2 (tab. 1 i 2).

#### 2.1.2. Stan konkurencji

Rynek gazu w Polsce w 2008 r. w dalszym ciągu charakteryzował się wysokim poziomem koncentracji we wszystkich obszarach.

Dominującą pozycję w sektorze gazu zajmuje Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (GK PGNiG SA). W jej skład wchodzi m.in. przedsiębiorstwo PGNiG SA prowadzące działalność w zakresie importu, wydobycia, magazynowania<sup>43)</sup>

oraz sprzedaży hurtowej i detalicznej. Spółka wyodrębniła działalność operatorów systemów dystrybucji i jest właścicielem sześciu spółek, prowadzących działalność dystrybucyjną. Poza GK PGNiG SA na rynku działa również kilkadziesiąt innych podmiotów zajmujących się sprzedażą gazu. Ich działalność w przeważającej liczbie przypadków polega na odsprzedaży 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. Inną kategorią sprzedawców są przedsiębiorcy nie posiadający własnych sieci, korzystający z zasady TPA. W 2008 r. po raz pierwszy odnotowano tę formę sprzedaży.

W wydobyciu, pomimo obecności podmiotów takich jak FX Energy SA, Call Energy SA i Petrobaltic SA, nienależących do GK PGNiG SA, przeważająca część działalności w 2008 r. realizowana była przez PGNiG SA.

W zakresie magazynowania 100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajduje się w posiadaniu PGNiG SA (tab. 3 Aneks 2). W 2008 r. spółka udostępniła 50 mln m<sup>3</sup> na rzecz Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne PGNiG SA i nie była udostępniana innym podmiotom<sup>44)</sup>.

Działalność przesyłowa była realizowana w 2008 r. przez dwa podmioty: System Gazociągów Tranzytowych Europol-Gaz SA (SGT Europol-Gaz SA) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA (OGP Gaz-System SA).

<sup>43)</sup> Od 31 grudnia 2008 r. za działalność magazynową odpowiedzialny jest Operator Systemu Magazynowania działający w formie oddziału PGNiG SA.

<sup>44)</sup> W 2008 r. Prezes URE prowadził postępowanie w sprawie wniosku o zwolnienie PGNiG SA z obowiązku świadczenia usług magazynowania na zasadach TPA. Odmowna decyzja w tej sprawie została wydana w styczniu 2009 r., po wyznaczeniu PGNiG SA operatorem systemu magazynowania.

Działalność SGT Europol-Gaz SA jest prowadzona przy wykorzystaniu polskiego odcinka gazociągu tranzytowego „Jamał-Europa” o długości 685 km, służącego do przesyłu gazu ziemnego do Niemiec, a także do realizacji dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez dwa punkty dostaw, zlokalizowane we Włocławku i Lwówku.

Działalność Gaz-System SA obejmuje zarządzanie krajowym systemem przesyłowym. Spółka zarządza sieciami wysokiego ciśnienia o łącznej długości 9 675 km<sup>45)</sup>.

Z całości majątku przesyłowego, znajdującego się w gestii OGP, 84% majątku stanowiło na koniec 2008 r. własność spółki.

W 2008 r. kontynuowane było przekazywanie majątku przesyłowego pomiędzy PGNiG SA a OGP Gaz-System SA. Zakończenie tego procesu planowane jest w 2009 r., co tym samym zamknie zawartą pomiędzy stronami umowę leasingu operacyjnego z 6 lipca 2005 r.

### 2.1.2.1. Rynek hurtowy

Rynek hurtowy gazu jest w Polsce całkowicie zmonopolizowany przez PGNiG SA. Przedsiębiorstwa obrotu gazem w zasadzie nie zajmują się sprzedażą hurtową rozumianą jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży. W ich przypadku chodzi jedynie o udział w rynku detalicznym. Niewielkie ilości gazu ziemnego kupowanego w celu dalszej odsprzedaży dotyczyły dwóch podmiotów, które nie korzystały jednak z zasady TPA (sprzedaż za pośrednictwem własnej sieci, sprzedaż gazu LNG).

Obrót gazem realizowany jest wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Nie funkcjonuje giełda gazu ani obrót paliwem gazowym w węzłach wymiany handlowej (ang. *hubs*), dlatego nie można mówić o płynności rynku gazu. Ceny paliwa gazowego nie są różnicowane w zależności od tego, czy wykorzystuje się gaz na potrzeby własne odbiorcy, czy do dalszej odsprzedaży. O cenie decyduje moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów odbioru. Wolumen sprzedaży nie jest czynnikiem bezpośrednio różnicującym ceny.

W formie skroplonej gazu ziemnego sprzedaje się niewielkie ilości – ok. 22,5 tys. ton.

Współpraca regionalna Gaz-System SA odbywa się na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorów, tj.: z operatorem ukraińskim „Ukrans-

gaz-em”, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH oraz białoruskim „Bieltransgaz-em”.

Na wszystkich wejściach do krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez Gaz-System SA, udział mocy przesyłowych zarezerwowanych długoterminowo wynosi w większości punktów prawie 100% (tab. 5 Aneks 2). Jedyna rezerwa mocy występuje na połączeniu z Czechami w Głuchołazach. Jednak z uwagi na ograniczenia fizyczne (słabo rozbudowany krajowy system przesyłowy w tym rejonie), punkt ten nie jest wykorzystywany.

Całkowite zdolności przesyłowe trzech połączeń z operatorem niemieckim wynoszą łącznie 1 159,6 mln m<sup>3</sup>, z czego przeważającą część zdolności przesyłowych na punktach „wejścia” posiada PGNiG SA. Importowe zdolności przesyłowe wykorzystane były w ok. 80% co oznacza, że istnieją potencjalne możliwości importu gazu przez nowych uczestników rynku spoza GK PGNiG SA<sup>46)</sup>.

W celu zbadania zapotrzebowania na nowe połączenia rynkowe Gaz-System SA przeprowadził w 2008 r. procedurę Wstępnego Badania Rynku (ang. *market screening*). W ramach tej procedury zainteresowane podmioty mogły składać niewiążące deklaracje zainteresowania przesyłaniem gazu z wykorzystaniem planowanych wejść do systemu, a także zgłaszać własne propozycje, dotyczące lokalizacji nowych połączeń międzysystemowych:

- połączenie Polska – Niemcy w rejonie Szczecina (z systemem ONTRAS),
- połączenie Polska – Czechy w rejonie Cieszyna (z systemem RWE Transgas Net),
- połączenie Polska – Litwa w rejonie Suwałk (z systemem AB Lietuvos Dujos),
- połączenie Polska – Dania w rejonie Niechorza (z systemem Energinet.dk).

Na podstawie uzyskanych deklaracji, OGP podjął decyzję o dalszej procedurze dla realizacji nowych inwestycji (ang. *Open Season – OS*)<sup>47)</sup> w zakresie połączeń z Danią oraz Litwą.

Zdaniem Operatora, zainteresowanie – wyrażone w fazie wstępnego badania rynku – dla tych połączeń daje podstawy do dalszych prac, których efektem może być podjęcie uzasadnionych ekonomicznie decyzji inwestycyjnych. Poza tym wejście PGNiG SA na nowe punkty może sprawić, że część zdolności przesyłowych na punktach istniejących zostanie zwolniona

<sup>45)</sup> Zgodnie z dokumentem rządowym „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego” przyjętym przez Radę Ministrów 20 marca 2007 r., nastąpiło wyłączenie aktywów właściwych dla systemu dystrybucyjnego z umowy leasingowej zawartej pomiędzy PGNiG SA i Gaz-System SA, na skutek czego OGP Gaz-System SA zmniejszył 1 stycznia 2008 r. zakres zarządzanych przez siebie sieci.

<sup>46)</sup> W związku z ograniczeniami wynikającymi z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych przy braku usługi magazynowania, działalność w zakresie sprowadzania do Polski gazu ziemnego przez podmioty spoza GK PGNiG SA miała charakter marginalny.

<sup>47)</sup> W niedyskryminacyjnej procedurze OS mogą brać udział wszystkie podmioty, które zyskują prawo do rezerwacji zdolności przesyłowych i mogą następnie handlować importowanym gazem ziemnym na rynku krajowym.



przez PGNiG SA. Dlatego podkreślić należy, że te działania Gaz-System SA mogą i powinny mieć korzystny wpływ na rozwój rynku gazu w Polsce.

W 2008 r. w sektorze gazowym miało miejsce połączenie spółek MOW Sp. z o.o. i EWE energia Sp. z o.o. 30 czerwca spółka MOW weszła w prawa i obowiązki spółki EWE energia, a krokiem, który poprzedził fuzję obu spółek było przejście przez MOW 100% udziałów w kapitale zakładowym EWE energia. EWE energia działała na terenie województw: lubelskiego, świętokrzyskiego oraz opolskiego, a po połączeniu prowadzi działalność na tym samym terenie już jako marka firmy Media Odra Warta.

### 2.1.2.2. Rynek detaliczny

Dominującą pozycję w obszarze detalicznej sprzedaży gazu zajmuje nadal PGNiG SA, zajmujące się m.in. obrotem gazem ziemnym również na poziomie detalicznym<sup>48)</sup>.

Informacje o przedsiębiorstwach posiadających w 2008 r. największe udziały rynkowe przedstawiono zostały w Aneksie 2 (tab. 4).

Najliczniejszą grupę odbiorców stanowią gospodarstwa domowe – 99,6% ogółu odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży wyniósł w 2008 r. 26,1%. Największy udział w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi 61,1%, wśród których dominowały zakłady azotowe oraz firmy rafineryjne i petrochemiczne. Ponadto PGNiG SA sprzedaje gaz do Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2008 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) Gaz-System SA oraz operatorów dystrybucyjnych GK PGNiG SA wyniosły 264,77 mln m<sup>3</sup>. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu odbiorcom końcowym zamieszczono w tab. 6 Aneksu 2.

Poza GK PGNiG SA na rynku działa również kilkadziesiąt innych przedsiębiorstw zajmujących się odsprzedażą gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA. Ich udział w rynku detalicznym wyniósł ok. 2%. Przeważająca ich większość prowadzi sprzedaż gazu za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych.

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

W 2008 r. tylko jeden przedsiębiorca – Handen SA (prowadzący działalność obrotem gazem) korzystał

z zasady TPA. Ponadto pojawiły się nowe firmy dokonujące sprzedaży gazu LNG bez wykorzystania sieci gazowych.

Rynek detaliczny w Polsce jest silnie skoncentrowany. Centralizacja obrotu detalicznego<sup>49)</sup> (z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej i wydobywczej w ramach GK PGNiG SA) oznacza utrzymanie *status quo* i wzmocnienie pozycji monopolistycznej przez PGNiG SA. Należy podkreślić, że ta koncepcja została podjęta przy okazji przeprowadzania rozdziału działalności dystrybucyjnej (wypełnienie wymogu *unbundlingu*) z własnej inicjatywy spółki i nie była objęta żadnym programem rządowym.

Obecna struktura rynku sprawia, że wysiłki na rzecz zwiększenia konkurencji napotykać na daleko większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Istnieje obawa, że w nowej strukturze PGNiG SA może wykorzystywać swoją pozycję, co uzasadnia potrzebę utrzymania pełnej regulacji w stosunku do tej spółki i kontynuowania działań umożliwiających wejście na rynek nowym przedsiębiorcom. Potwierdzeniem monopolistycznej pozycji PGNiG SA, ograniczającej rozwój konkurencji jest fakt, że od ponad 10 lat prorynkowych reform, sprzedaż gazu z wykorzystaniem zasady TPA ma charakter incydentalny.

### 2.1.3. Wnioski

Rynek gazu w Polsce jest nadal rynkiem jednego sprzedawcy (ang. *single bayer*), którym jest PGNiG SA, skupiający wszystkie (oprócz przesyłu) działalności związane z tzw. „łańcuchem gazowym” – produkcją, importem, sprzedażą hurtową i detaliczną, magazynowaniem, dystrybucją. W każdym z tych obszarów PGNiG SA posiada nadal pozycję dominującą, z udziałem powyżej 98% rynku. Na taką sytuację rynkową, oprócz historycznych uwarunkowań, w 2008 r. rzutowały następujące okoliczności:

- ustawa o zapasach, nakładająca na przedsiębiorstwa sprowadzające gaz z zagranicy obowiązek utrzymywania zapasów paliwa gazowego w magazynach usytuowanych na terytorium Polski,
- brak dostępu do magazynów gazu i świadczenia usług magazynowych,
- ograniczenia sieci przesyłowej – brak dywersyfikacji kierunków dostaw oraz wąskie gardła na wejściu i wewnątrz systemu, prawie całkowita alokacja zdolności przesyłowych przez PGNiG SA,
- brak aktualnych rozporządzeń: systemowego i taryfowego – nieokreślony model rynku gazu w Polsce.

<sup>48)</sup> W 2007 r. zgodnie z wewnętrznym programem restrukturyzacji PGNiG SA nastąpiło scentralizowanie obrotu detalicznego i hurtowego w PGNiG SA. Tym samym została zlikwidowana możliwość konkurencji obrotu gazem na poziomie detalicznym za pośrednictwem regionalnych spółek obrotu.

<sup>49)</sup> Centralizacja obrotu polegała na przejściu przez PGNiG SA całej działalności handlowej, realizowanej uprzednio również przez inne podmioty grupy. Spowodowała ona zlikwidowanie granic pomiędzy sferą obrotu hurtowego i detalicznego. Aktualnie PGNiG SA zajmuje się sprzedażą hurtową i detaliczną gazu, *de facto* realizując umowy sprzedaży z niemal każdym odbiorcą w Polsce.

Obecna sytuacja na rynku gazu w Polsce jest, w opinii Prezesa URE, daleka od oczekiwanego stanu konkurencji. Składają się na to uwarunkowania historyczne, prawne oraz ograniczenia techniczne – w szczególności ograniczenia sieciowe, fizyczne i kontraktowe. Aktualny stan rzutuje na dobór stosowanych narzędzi regulacyjnych, zaś jego konsekwencją jest pełne taryfikowanie cen gazu ziemnego. Utrzymanie pełnej regulacji cen gazu wpływa niekorzystnie na pojawienie się na rynku nowych sprzedawców, którzy w niewielkim stopniu są zainteresowani rynkami o pełnej regulacji cenowej.

Stan konkurencyjności rynku gazu ma również negatywne implikacje dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, bowiem opisane powyżej uwarunkowania stanowią barierę wejścia dla potencjalnych sprzedawców, którzy mogliby uczestniczyć we współfinansowaniu infrastruktury gazowej istotnej z punktu widzenia zabezpieczenia dostaw<sup>50)</sup>. Z kolei rozwój takiej infrastruktury z punktu widzenia przedsiębiorstwa dominującego, zwiększa jego ryzyko utraty pozycji głównego gracza na rynku. Ponadto obecnie nie istnieją narzędzia regulacyjne pozwalające skutecznie egzekwować realizację nowych inwestycji. W warunkach rynkowych wielu uczestników zabiega o nowe drogi dostaw, a finansując ich budowę zwiększa swój udział w rynku, a także bezpieczeństwo energetyczne państwa.

Na kształt rynku istotny wpływ ma również stan połączeń międzysystemowych gazowych oraz współdziałanie systemu polskiego z systemami innych operatorów. Obecnie jest ono niewielkie i nie umożliwia przesyłu gazu z innych rynków. W tym świetle pozytywnie należy ocenić rozpoczęcie przez Gaz-System SA analizy rynkowego zapotrzebowania na nowe połączenia z innymi systemami na podstawie procedury *market screening* oraz procedury *Open Season*. W ramach tej ostatniej operator systemu przesyłowego analizuje zapotrzebowanie na infrastrukturę, zawiera wiążące umowy na np. przesył gazu nową infrastrukturą i na ich podstawie rozpoczyna rozbudowę sieci. W opinii Prezesa URE nowa infrastruktura i zdolności przesyłowe będą miały bezpośrednie przełożenie na pojawienie się nowych sprzedawców i tym samym na rozwój konkurencji w Polsce, co przełoży się także na bezpieczeństwo dostaw. Kolejnym pozytywnym sygnałem jest również wyznaczenie Operatora Systemu Magazynowania<sup>51)</sup>.

<sup>50)</sup> Współfinansowanie oznacza, że podmioty zainteresowane realizacją danej inwestycji zawierałyby umowy z operatorami, zapewniające operatorom przewidywalne źródło przychodów z tytułu świadczonych usług (przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowych i regazyfikacyjnych) po wybudowaniu danej inwestycji. Niekoniecznie spółki zajmujące się handlem miałyby stawać się właścicielami infrastruktury.

<sup>51)</sup> Operator Systemu Magazynowania (OSM) jest odpowiedzialny za niedyskryminacyjną realizację usług magazynowania na rzecz PGNiG SA oraz podmiotów trzecich. Wydzielenie OSM pozwoli na urealnienie cen usług magazynowania, pozyskanie środków na rozbudowę nowej infrastruktury oraz komercyjnie świadczenie usług.

## 2.2. Regulowanie

### 2.2.1. Koncesje

Proces koncesjonowania przedsiębiorców działających w sektorze paliw gazowych był prowadzony w niezmiennym, w stosunku do 2007 r., stanie prawnym<sup>52)</sup>.

W przypadku wykonywania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą<sup>53)</sup>, Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który posiada własne pojemności magazynowe lub zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o których mowa w art. 24 ust. 1 w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ustawy o zapasach.

Wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien ponadto<sup>54)</sup> określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach. Warunki formalne dotyczące uzyskania koncesji w zakresie paliw gazowych są analogiczne do opisanych w części II pkt 1.2.1 Sprawozdania.

### Udzielanie koncesji

W 2008 r. w zakresie paliw gazowych (tj. przesyłania, dystrybucji paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu paliwami gazowymi), Prezes URE udzielił 10 koncesji oraz 14 promes koncesji.

W 2008 r. wydano sześć decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji na obrót paliwami gazowymi udzielonych w 2007 r. tymczasowym spółkom obrotu

<sup>52)</sup> W świetle art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskanie koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem: obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 euro, oraz obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

<sup>53)</sup> Art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>54)</sup> Art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

z GK PGNiG SA w związku z wykreśleniem ich z rejestru przedsiębiorców KRS. Ponadto wydano sześć decyzji<sup>55)</sup> w sprawie zmiany koncesji dla OSD gazowych.

W 2008 r. udzielono spółce Polskie LNG Sp. z o.o. promesę koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego na okres do 1 lipca 2013 r.<sup>56)</sup>

W 2008 r. Prezes URE odmówił jednemu przedsiębiorcy udzielenia koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Przedsiębiorca nie spełniał wymaganych przepisami prawa warunków do udzielenia koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą – nie zawarł bowiem umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i nie posiadał własnych pojemności magazynowych.

Ponadto przedmiotem nielicznych decyzji były cofnięcia i stwierdzenia wygaśnięcia koncesji. W 2008 r. zostały cofnięte dwie koncesje na obrót paliwami gazowymi na wniosek koncesjonariuszy. Stwierdzono wygaśnięcie ośmiu koncesji na obrót paliwami gazowymi, dwóch koncesji na dystrybucję paliw gazowych i dwóch koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w związku z wykreśleniem przedsiębiorców z rejestru przedsiębiorców KRS.

### Wnioski

Ilość wniosków złożonych do Prezesa URE w sprawie udzielenia koncesji i promes koncesji w odniesieniu do rynku gazu była porównywalna z ilością wniosków, które wpłynęły w 2007 r. Aktywność nowych przedsiębiorców na rynku paliw

Tabela 12. Koncesjonowanie paliw gazowych – ujęcie liczbowe

| Zakres działalności                                  | Liczba koncesji udzielonych w 2008 r. | Liczba koncesji ważnych na koniec 2008 r. | Liczba promes koncesji udzielonych w 2008 r. |
|--|---------------------------------------|---|--|
| Wytwarzanie  | 0                                     | 1   | –  |
| Magazynowanie  | 0                                     | 1   | –  |
| Przesyłanie lub dystrybucja                          | 3                                     | 64  | 5  |
| Obrót  | 7                                     | 75  | 7  |
| Obrót gazem ziemnym z zagranicą                      | 0                                     | 20  | –  |
| Skraplanie i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego | 0                                     | 2   | 2  |
| <b>Razem</b>   | <b>10</b>                             | <b>163</b>                                | <b>14</b>                                    |

Źródło: URE.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2008 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiono w tab. 12.

### Zmiany koncesji

W 2008 r. wydano 41 decyzji zmieniających koncesje w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji i obszaru wykonywania działalności w związku z przejściem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- przejmowania zorganizowanych części przedsiębiorstw lub łączeniem się przedsiębiorstw koncesjonariuszy,
- zmiany nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- przedłużenia okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

gazowych nie jest duża. Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentruje się głównie na działalności związanej z obrotem paliwami gazowymi zarówno gazem ziemnym sieciowym, jak i LNG oraz dystrybucją paliw gazowych. W większości przypadków wnioskodawcami były spółki prawa handlowego należące do jednej grupy kapitałowej funkcjonującej od kilku lat na rynku gazu, która sukcesywnie i konsekwentnie realizuje swój plan inwestycyjny w celu zwiększenia sprzedaży paliw gazowych. Spółki te realizują inwestycje sieciowe głównie na obszarach pojedynczych gmin lub kilku gmin w ramach projektów gazyfikacji obszarów słabo zurbanizowanych albo związane z dostarczaniem gazu do poszczególnych odbiorców przemysłowych. Realizacja tych inwestycji wiąże się na ogół z budową instalacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG, ponieważ brak jest połączenia z systemem gazowym. Natomiast docelowo, w miarę rozbudowy lokalnej infrastruktury gazowej, planowane jest przyłączenie do sieci operatorów. Z chwilą realizacji tych zamierzeń instalacje regazyfikacji zostają zdemontowane i są przenoszone w inne miejsce.

Na podstawie udzielonych koncesji i ich promes oraz funkcjonujących koncesji można stwierdzić, że rynek paliw gazowych nadal jest silnie zmonopolizowany a dostęp nowych podmiotów znacznie utrud-

<sup>55)</sup> Art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego (Kpa) i art. 41 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>56)</sup> Spółka Polskie LNG Sp. z o.o. została utworzona 21 maja 2007 r. w celu realizacji budowy terminalu regazyfikacji gazu ziemnego LNG, a w późniejszym etapie jego eksploatacji.

niony ze względu na wymogi zawarte w ustawie – Prawo energetyczne, głównie dotyczące warunków technicznych. Niebagatelną rolę odgrywają też kwestie finansowe związane z możliwością pozyskania znacznego kapitału na inwestycje w infrastrukturę gazową. Powyższe bariery wejścia na rynek gazu przyczyniły się do ograniczenia liczby podmiotów zamierzających wykonywać działalność w tym zakresie. Najmocniej jest to widoczne w przypadku koncesji na obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Od czasu wejścia w życie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, uzależniającej udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą od posiadania własnych pojemności magazynowych lub zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 33 ust. 1a), w związku z uwarunkowaniami technicznymi, tj. koniecznością budowy własnych magazynów lub zawarciem umowy o udostępnienie pojemności magazynowych, wnioskodawcy ubiegający się o takie koncesje nie byli w stanie spełnić wymogów faktycznych, aby je otrzymać. Działania nakierowane na budowę są podejmowane, ale w niewielkiej skali. W 2008 r. wpłynął tylko jeden wniosek o promesę koncesji na magazynowanie paliw gazowych złożony przez prywatnego przedsiębiorcę, a i to postępowanie na jego wniosek zostało zawieszono ze względu na brak wszystkich niezbędnych dokumentów.

## 2.2.2. Taryfy

### 2.2.2.1. Zasady cenotwórstwa

W zakresie przepisów prawnych, które stanowiły podstawę kalkulacji taryf dla paliw gazowych, 2008 r. przyniósł zasadniczą zmianę w stosunku do lat poprzednich.

Wprawdzie nadal nie ukazało się rozporządzenie w sprawie funkcjonowania systemu gazowego i wciąż obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r.<sup>57)</sup>, które było niedostosowane zarówno do postanowień ustawy – Prawo energetyczne w kształcie wprowadzonym nowelizacją z 4 marca 2005 r., jak i zmian na polskim rynku gazowym od momentu wejścia w życie powołanego wyżej rozporządzenia, z których najistotniejsze to:

- brak związków umownych między SGT EuRoPol-Gaz SA a OGP Gaz-System SA,
- brak związków umownych między Gaz-System SA a operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) GK PGNiG SA,

- świadczenie przez PGNiG SA na rzecz wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci Gaz-System SA i sieci OSD usług kompleksowych w zakresie dostaw paliw gazowych,

ale opublikowane rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r.<sup>58)</sup> pozwoliło na ustalenie przez kluczowe przedsiębiorstwa gazownicze, tj. PGNiG SA, Gaz-System SA oraz OSD GK PGNiG SA nowych taryf i ich zatwierdzenie w kwietniu 2008 r.

Zasadnicze zmiany, jakie pociągały za sobą przepisy rozporządzenia taryfowego są następujące:

- koszty transportu gazu gazociągami przebiegającymi przez granicę Rzeczypospolitej Polskiej, koszty transportu skroplonego gazu ziemnego, w tym transportu kołowego oraz koszty tworzenia i magazynowania obowiązkowych zapasów gazu stanowią podstawę kalkulacji ceny gazu, a nie jak było poprzednio podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych,
- stawki opłat przesyłowych i dystrybucyjnych kalkulowane są jedynie na podstawie kosztów własnych ponoszonych przez przedsiębiorstwa gazownicze świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji, w przeciwieństwie do stawek kalkulowanych na podstawie poprzednio obowiązujących przepisów, które uwzględniały wszystkie koszty związane z transportem gazu od źródła jego pozyskania do odbiorcy oraz koszty jego magazynowania,
- przedsiębiorstwa obrotu, świadczące odbiorcom usługę kompleksową oprócz ceny gazu ustalają w swojej taryfie stawki opłat sieciowych, które kalkulowane są na podstawie kosztów zakupu na ich potrzeby usług przesyłowych albo przesyłowych i usług dystrybucji, kosztów magazynowania gazu niezwiązanych z tworzeniem zapasów obowiązkowych oraz kosztów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, związanych z realizacją umów przesyłania i dystrybucji na terenie kraju, w tym kosztów wynikających z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych,
- określone zostały zasady kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału; poprzednio zasady te ustalał Prezes URE wykorzystując uprawnienia wynikające z art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne i zgodnie z nimi, z uwagi na ochronę interesów odbiorców, wynagradzana była jedynie część majątku trwałego netto według stanu z końca roku sprawozdawczego; według nowych zasad zwrot z zaangażowanego kapitału liczony jest nie tylko od zaangażowanego majątku trwałego, ale również od kapitału obrotowego i są to średnie wartości w okresie regulacji,

<sup>57)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. (Dz. U. Nr 105, poz. 1113) w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci.

<sup>58)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165), zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym”.

- opłata za przyłączenie do sieci jest niezależna od rodzaju przyłącza, zależna zaś od mocy przyłączeniowej podmiotu przyłączanego i ustalana jest jako suma opłaty ryczałtowej (za przyłącze o długości do 15 m) i iloczynu stawki opłaty za budowę metra przyłącza oraz ilości metrów ponad 15 m; poprzednio opłata ta zależna była od średnicy przyłącza i jego rodzaju i ustalana była jako suma opłaty ryczałtowej, ustalonej za przyłącze o długości do 5 m i iloczynu stawki opłaty za budowę metra przyłącza oraz ilości metrów ponad 5 m,
- określone zostały zasady ustalania opłat za przekroczenie przez odbiorcę mocy umownej oraz opłat za nielegalne pobieranie gazu.

W rozporządzeniu taryfowym zasady kalkulacji stawek za świadczenie usług sieciami przesyłowymi – mimo starań przedstawicieli Prezesa URE biorących udział w pracach nad tym rozporządzeniem – pozostały niezmienione w stosunku do minionego okresu. A zatem mogą być one kalkulowane albo jako stawki dystansowe, albo jako stawki grupowe, podczas gdy, co do zasady, stawki te powinny być albo stawkami dystansowymi (dla takich sieci jak sieć tranzytowa należąca do SGT EuRoPol-Gaz SA), albo – uwzględniając wytyczne do dyrektywy gazowej (2003/55/WE) – stawkami „entry-exit”. Te ostatnie bowiem spełniają podstawowe wymogi zliberalizowanego rynku gazu, tj. zapewniają:

- efektywność kosztową systemu – ponoszone przez poszczególnych użytkowników systemu opłaty odzwierciedlają koszty przez nich generowane,
- optymalne wykorzystanie sieci przesyłowych,
- niedyskryminacyjne traktowanie wszystkich użytkowników sieci.

Omawiane rozporządzenie, w którym nie przewiduje się stawek „entry-exit” nie sprzyja zatem optymalizacji wykorzystania istniejącego systemu przesyłowego, co więcej, opóźnia jego rozwój (gdyż koszty gazociągów dostarczających gaz z nowych kierunków powinny obciążać tych, których dotyczą) powodując zahamowanie rozwoju konkurencji na rynku gazu.

W 2008 r. (podobnie jak w latach ubiegłych) przychód regulowany spółek gazowniczych był ustalany metodą kosztową. W przypadku takich przedsiębiorstw jak Gaz-System SA oraz SGT EuRoPol-Gaz SA główną przyczyną była ich nieporównywalność do innych przedsiębiorstw, natomiast w przypadku OSD GK PGNiG SA – możliwa do zastosowania w przyszłości<sup>59)</sup> – metoda analizy porównawczej nie mogła być zastosowana z uwagi na brak

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

Podstawą zatem kalkulacji taryf przedsiębiorstw gazowniczych w 2008 r. były planowane koszty uzasadnione, tj. koszty, które ze względów techniczno-organizacyjnych lub ekonomicznych przedsiębiorstwo energetyczne musi ponieść dla sprawnego prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym koncesją oraz marża (w przypadku działalności obrotu) lub zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z przesyłaniem lub dystrybucją.

W związku z tym, iż postępowania o zatwierdzenie taryf kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych rozpoczęły się jeszcze w 2007 r., zwrot z zaangażowanego kapitału w przypadku SGT EuRoPol-Gaz SA oraz przedsiębiorstw GK PGNiG SA ustalany był nie na podstawie zasad wynikających z § 6 ust. 3 rozporządzenia taryfowego, lecz na podstawie zasad ustalonych przez Prezesa URE. Wynagradzaniu podlegała 1/2 wartości netto majątku sieciowego, wycenionego odpowiednio na 31 grudnia 2007 r. i na 1 stycznia 2008 r. (z uwagi na przesunięcia majątkowe między OSD a Gaz-System SA).

Do wyznaczenia kosztu kapitału przyjęto następujące parametry:

- stopa wolna od ryzyka – na podstawie średnioważonej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, zanotowanej na przetargach zorganizowanych w ciągu ostatnich 12 miesięcy poprzedzających dzień ustalenia ww. kosztu,
- premia za ryzyko udostępniania kapitału obcego – 1%, własnego – 4,64%,
- miara ryzyka zaangażowania kapitału – dla OSD – 0,9 (według rekomendacji Domu Inwestycyjnego BRE Bank SA dla PGNiG SA notowanego na Giełdzie Papierów Wartościowych), dla Gaz-System SA – 1,0 (najwyższy spośród przyjętych przez regulatorów europejskich w 2007 r.), dla pozostałych zgodna z materiałem Banku Światowego<sup>60)</sup>,
- struktura finansowania – dla SGT EuRoPol-Gaz SA i Gaz-System SA – według faktycznej struktury, dla pozostałych przedsiębiorstw gazowniczych – struktura pożądana, przy której udział kapitału obcego w kapitale ogółem wynosi 30%.

<sup>59)</sup> Zdaniem analityków zastosowanie metody porównawczej do wyznaczania kosztów operacyjnych przedsiębiorstw, których liczba nie przekracza 10, wymaga stabilnych danych statystycznych z okresu co najmniej 5 lat.

<sup>60)</sup> *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison*, Grudzień 1996 r., Alexander Mayer and Weeds.

Powodem, dla którego nie cały majątek został wynagrodzony, był planowany przez OSD na okres obowiązywania taryf wysoki wzrost kosztów własnych w stosunku do kosztów, które były podstawą kalkulacji wcześniej zatwierdzonych taryf. Powyższe, w powiązaniu z pełnym zwrotem z kapitału, powodowałby wzrost stawek transportowych trudny do zaakceptowania, szczególnie w sytuacji przewidywanego wzrostu cen gazu jako towaru.

Przyczyną wzrostu kosztów własnych OSD była w głównej mierze zmiana zasad rachunkowości w całej GK PGNiG SA – z opartych o polskie standardy rachunkowości na oparte o regulacje według Międzynarodowych Standardów Rachunkowości. Nowe podejście spowodowało księgowy wzrost wartości majątku, na skutek jego przeszacowania do wartości godziwej. To z kolei pociągało za sobą wzrost kosztów amortyzacji oraz podatków.

Istotny wzrost postulowany był również w zakresie wynagrodzeń. Uzasadnieniem była nie tylko zmiana zasad rachunkowości, w wyniku której w wynagrodzeniach muszą być uwzględniane zmiany poziomu rezerw na odpisy, jubileusze i urlopy, ale również przejście przez OSD, z działalności obrotu, czynności związanych z odczytami gazomierzy oraz konieczność zwiększenia zatrudnienia, wynikająca z wprowadzenia zmian w Kodeksie Pracy (art. 133 § 1), które uniemożliwiły – stosowane do tego momentu – wykorzystanie dyżurów domowych osób zatrudnionych w pogotowiu gazowym oraz konieczność zorganizowania służb wykrywających proceder nielegalnego poboru gazu, w związku ze wzrastającą liczbą jego kradzieży.

W sytuacji tak planowanego wzrostu kosztów własnych OSD, które w dużej mierze wynikały z zabiegów księgowych – wynagradzanie tylko części majątku było w pełni uzasadnione i pogląd ten podzieliły przedsiębiorstwa nie domagając się wynagradzania pełnego majątku.

#### 2.2.2.2. Taryfy 2008

W 2008 r. w centrali urzędu prowadzonych było 57 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa gazownicze, postępowań w sprawie zmiany taryfy, lub postępowań w sprawie zmiany terminu ich obowiązywania (55 spośród nich zostało zakończonych).

26 postępowań dotyczyło zatwierdzenia taryf i żadne z nich nie zakończyło się decyzją odmowną.

18 postępowań dotyczyło zatwierdzenia korekty taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, z czego jedno to postępowanie o zmianę cen gazu zawartych w taryfie PGNiG SA w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu wysokometanowego w imporcie, pozostałych 17 prowadzonych było na wniosek przedsiębiorstw, które nie mają obowiązku wydzielenia operatora w związku z wyższymi kosztami zakupu paliw gazowych oraz usług sieciowych w stosunku do

kosztów stanowiących podstawę kalkulacji ich taryf.

Cztery postępowania zostały umorzone. Trzy dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania taryfy, jedno – zmiany taryfy ustalonej przez przedsiębiorstwo. W jednym przypadku postępowanie zostało umorzone z uwagi na fakt, iż dotyczyło przedłużenia terminu obowiązywania taryfy, która utraciła swoją ważność. W kolejnym przedsiębiorstwo zawnioskowało o umorzenie postępowania, składając wniosek o zatwierdzenie nowej taryfy. W trzecim przypadku umorzono postępowanie w związku z faktem, iż przedsiębiorstwo postulowało o przedłużenie terminu obowiązywania taryfy, której nie wprowadziło w życie w terminie określonym w art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Czwarty przypadek dotyczył przedsiębiorstwa, które wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie zmian w taryfie nie wprowadzonej w życie w terminie jak wyżej, a następnie zawnioskowało o zatwierdzenie nowej taryfy. Od decyzji umarzającej wskazane wyżej postępowanie przedsiębiorstwo odwołało się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Nowa taryfa ustalona przez SGT EuRoPol-Gaz SA została zatwierdzona w lutym 2008 r. Podobnie jak podczas trzech ostatnich postępowań, przedsiębiorstwo wnioskowało o zatwierdzenie taryfy za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, przedkładając dwie różne wersje taryfy podpisane przez dwa różne składy członków zarządu (tj. Prezes + członek Zarządu i Wiceprezes + inny członek Zarządu), z których każdy – zgodnie z Krajowym Rejestrem Sądowym – uprawniony jest do działania w imieniu i na rzecz przedsiębiorstwa. Po zatwierdzeniu tej wersji taryfy, która zawierała stawki opłat skalkulowane na podstawie przychodu uznanego przez Prezesa URE za uzasadniony, członkowie, którzy wnioskowali o zatwierdzenie wersji drugiej odwołali się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Taryfy pozostałych kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych zatwierdzone zostały 10 kwietnia 2008 r. Natomiast taryfa PGNiG SA, które to przedsiębiorstwo od 1 października 2007 r. dostarcza paliwa gazowe w ramach umów kompleksowych zarówno odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej Gaz-System SA, jak i przyłączonym do sieci dystrybucyjnych OSD w zakresie cen paliw gazowych, zmieniona została 17 października 2008 r.

Średnie ceny dostawy przez PGNiG SA paliw gazowych odbiorcom poszczególnych grup taryfowych (tj. uwzględniające zarówno opłaty za dostawę gazu jako towaru, opłaty abonamentowe, jak i opłaty sieciowe) ustalone na podstawie planowanego – w okresie taryfowym – zużycia gazu przez poszczególne grupy oraz zamówionych przez nie mocy umownych są zawarte w Aneksie 2 (tab. 9).

Stawki opłat w taryfie ustalonej przez Gaz-System SA, w stosunku do stawek obowiązujących

przed dniem wejścia w życie nowej taryfy tego przedsiębiorstwa, zmalały średnio o 8,6%. Powodem było zmniejszenie kosztów operacyjnych w związku z przekazaniem OSD majątku sieciowego, co było rezultatem postanowień „Polityki dla przemysłu gazu ziemnego”.

Spadek ten jest jednak mniejszy niż ten, który miałyby miejsce wówczas, gdyby majątek operatora wynagradzany był według zasad, jakie Prezes URE stosował do czasu wejścia w życie rozporządzenia taryfowego.

Stawki opłat dystrybucyjnych, które OSD skalkulowali w swoich taryfach, oparte zostały wyłącznie na podstawie kosztów własnych. Koszty te w stosunku do 2007 r. znacznie wzrosły z uwagi na fakt zwiększenia posiadanego przez nich majątku na skutek wniesienia aportem przez właściciela OSD, tj. PGNiG SA sieci wysokiego i podwyższonego ciśnienia (do tego czasu eksploatowanych przez Gaz-System SA) oraz przejęcie z działalności obrotu czynności związanych z odczytami gazomierzy. Nie bez znaczenia była również konieczność zatrudnienia dodatkowych pracowników, wynikająca z:

- wprowadzenia przez Kodeks Pracy (art. 133 § 1) prawa, do co najmniej 35 godzin nieprzerwanego odpoczynku w każdym tygodniu i co najmniej 11 godzin nieprzerwanego odpoczynku dobowego, co uniemożliwiło wykorzystanie dyżurów domowych osób zatrudnionych w pogotowiu gazowym, w stosowanym dotychczas szerokim zakresie,
- konieczności zorganizowania służb wykrywających nielegalny pobór gazu, w związku ze wzrastającym procederem jego kradzieży.

Po zatwierdzeniu taryf kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych zatwierdzane były korekty taryf niemal wszystkich przedsiębiorstw gazowniczych w Polsce (wyjątkiem był Handen Sp. z o.o. – dawniej G.EN. Trading Sp. z o.o. oraz CP Energia SA, które nie zaopatrują się w gaz w PGNiG SA). Podwyżka bowiem ceny dostawy gazu średnio o 14,3%, na którą przedsiębiorstwa te nie miały wpływu, wymusiła konieczność zmiany ich taryf.

Taryfy: SGT EuRoPol-Gaz SA, Gaz-System SA oraz wszystkich przedsiębiorstw nie mających obowiązku wydzielenia operatora, których wnioski rozpatrywane były w 2008 r., zatwierdzone zostały na okres roku od dnia wprowadzenia ich do stosowania. Taryfy przedsiębiorstw GK PGNiG SA zatwierdzone zostały do 31 marca 2009 r. (a zatem na nieco ponad 11 miesięcy).

W przyszłości taryfy operatorów powinny być zatwierdzane na okresy co najmniej trzyletnie. Optymalnie powinno to nastąpić wówczas, gdy przychód regulowany tych przedsiębiorstw wyznaczany będzie metodą analizy porównawczej. Metoda analizy porównawczej – jak stwierdzono już wyżej – wymaga stabilnych danych statystycznych. Warunkiem

koniecznym do wydłużenia okresu regulacji jest ponadto wdrożenie nowego modelu oceny planowanych nakładów inwestycyjnych<sup>61</sup>).

W 2008 r. Prezes URE – podobnie jak w latach ubiegłych – nie zatwierdził taryfy za świadczenie usług magazynowych. Jedynym przedsiębiorstwem posiadającym magazyny było bowiem PGNiG SA – zdaniem którego – powierzchnia, którą dysponowało, wystarczała jedynie na pokrycie zapotrzebowania Gaz-System SA na potrzeby bilansowania systemu przesyłowego i jego własne potrzeby związane z magazynowaniem gazu na okresy jego wzmożonego poboru przez odbiorców obsługiwanych przez PGNiG SA. Był to jednak ostatni rok, w którym stawki te nie zostały zatwierdzone. W taryfie 2009 r. – w związku z wyznaczeniem PGNiG SA na operatora systemu magazynowego – omawiane stawki zostaną przez to przedsiębiorstwo ustalone i będą przedmiotem postępowania taryfowego.

Postępowania administracyjne prowadzone w centrali urzędu w 2008 r. zakończyły się:

| zatwierdzeniem taryf  |    |
|---|----|
| – spótek obrotu   | 1  |
| – przedsiębiorstw sieciowych  | 8  |
| – spótek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf                            | 17 |
| – spótek obrotu   | 1  |
| – spótek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora zatwierdzeniem zmiany okresu obowiązywania taryf                      | 17 |
| – spótek obrotu   | 1  |
| – spótek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf i okresu ich obowiązywania | 5  |
| – spótek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora umorzeniem postępowania   | 1  |
| – spótek obrotu   | 1  |
| – spótek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora   | 3  |

Ponadto w 2008 r. w oddziałach terenowych URE prowadzonych było 75 postępowań dotyczących taryf dla paliw gazowych, wszystkie zakończyły się wydaniem decyzji, z tego 33 zatwierdzającymi taryfy i 42 zatwierdzającymi zmiany taryfy.

#### Zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf dla CNG

Prezes URE 25 marca 2008 r. wydał komunikat, adresowany do wszystkich podmiotów działających na rynku sprzedaży sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub planujących wejść na ten rynek, w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla obrotu CNG, którym napędzane są pojazdy mechaniczne.

Prezes URE wydając komunikat kierował się następującymi przesłankami: niedyskryminacyjnym dostępem do sieci gazowych, co umożliwia przyłą-

<sup>61</sup>) Zadanie zaplanowane na 2009 r.

czanie do sieci dystrybucyjnych urządzeń sprzężających gaz przez wszystkie podmioty na równych zasadach, przejrzystym dostępem do informacji rynkowej dla zainteresowanych podmiotów dzięki jawności taryf przedsiębiorstw gazowniczych. Ważnymi przesłankami było również to, że rozwój rynku CNG przyczyni się do większej konkurencji na rynku paliw, bowiem obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryf na obrót paliwem CNG stanowił jedną z barier wejścia na rynek; zaś rynki konkurencyjne wobec CNG, czyli obrót detaliczny paliwami tradycyjnymi oraz LPG nie mają ograniczeń taryfowych, rozwój rynku CNG jest korzystny z punktu widzenia ochrony środowiska, paliwo to jest znacznie czystsze w procesie spalania od tradycyjnych, będących pochodnymi ropy naftowej. Rozwój rynku CNG powinien przyczynić się do dywersyfikacji rynku paliw i łagodzenia skutków gwałtownych zmian cen paliw.

W ślad za komunikatem Prezes URE wydał 28 marca 2008 r. decyzję, na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, mocą której zwolnił PGNiG SA z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla CNG.

Komunikat o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf dla CNG do zatwierdzenia powinien, w ocenie Prezesa URE, usunąć przeszkodę formalną i uprościć wejście nowych podmiotów na ten rynek. Nie jest on wprawdzie powszechnie obowiązującym prawem – w indywidualnych sytuacjach nadal muszą być wydawane decyzje administracyjne, ale zaistniał czytelny i przejrzysty sygnał, że na przedsiębiorcach nie ciąży kapitałochłonny obowiązek przygotowania i stosowania taryf. Obowiązek ten, na konkurencyjnym rynku paliw dla pojazdów samochodowych, uniemożliwiał rozwój rynku, gdyż stacje CNG nie mogły reagować elastycznie na zmiany cen gazu oraz dostosowywać polityki cenowej do cen innych paliw.

### 2.2.3. Wyznaczenie operatorów

**Systemy dystrybucyjne.** Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców i sprzedający w ciągu roku powyżej 100 mln m<sup>3</sup> paliw gazowych mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji<sup>62)</sup>. Obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego spełniających powyższe kryteria OSD wszedł w życie 1 lipca 2007 r. Sześć OSD w związku z brakiem formalnie podpisanego porozumienia z OSP oraz zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) w części, o której mowa w art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne oraz konieczności pełnego dostosowania zakresu wykonywanej działalności gospodarczej do

tych rodzajów działalności, które mają związek z zadaniami realizowanymi przez operatora, status OSD uzyskały jedynie do 30 czerwca 2008 r.

Wobec powyższego postępowania w sprawie wyznaczenia sześciu spółek gazowych na operatorów systemów dystrybucyjnych były prowadzone także w 2008 r. W wyniku ww. postępowań decyzjami z 30 czerwca 2008 r. Prezes URE wyznaczył pięć dotychczasowych OSD na kolejny okres sprawowania funkcji OSD, a jednej spółce gazowej przedłużył okres obowiązywania decyzji do 30 czerwca 2009 r. Okres wyznaczenia na OSD wszystkich ww. spółek został ograniczony ze względu na brak zatwierdzonych IRiESD. W pięciu przypadkach okres obowiązywania decyzji określono na rok, tj. do 30 czerwca 2009 r. Natomiast w przypadku jednej spółki (Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. – obecna nazwa: Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – MSG Sp. z o.o.) okres obowiązywania decyzji o wyznaczeniu na OSD określono do 31 grudnia 2008 r., który był zbieżny z terminem realizacji przekształceń związanych z funkcjonowaniem spółki.

30 grudnia 2008 r. wyznaczono na OSD do końca okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych MSG Sp. z o.o. Spółka wykazała się posiadaniem zatwierdzonej IRiESD oraz dostosowaniem przedmiotu działalności do tych rodzajów działalności, które wynikają z zadań operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.

Dodatkowo w ostatnim kwartale 2008 r. wszystkim spółkom gazowym Prezes URE zmienił decyzje o wyznaczeniu na OSD w związku ze zmianą nazwy spółek, a następnie w dwóch przypadkach (Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. i Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) przedłużył okres obowiązywania decyzji wyznaczających ww. spółki na OSD do końca okresu obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych. Pod koniec 2008 r. do Prezesa URE wpłynęły wnioski pozostałych trzech spółek o przedłużenie okresu obowiązywania decyzji wyznaczających OSD do końca okresu obowiązywania koncesji, jednak postępowania nie zostały zakończone w 2008 r. Na początku 2009 r. spółkom tym przedłużono okres obowiązywania decyzji o wyznaczeniu na OSD do końca okresu ważności koncesji.

**Systemy magazynowania.** Wnioskiem z 17 listopada 2008 r., PGNiG SA z siedzibą w Warszawie zwróciło się do Prezesa URE o wyznaczenie na operatora systemu magazynowania paliw gazowych na obszarze i na okres określony w koncesji na magazynowanie paliw gazowych. W wyniku przeprowadzonego postępowania 31 grudnia 2008 r. PGNiG SA zostało wyznaczone operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na cały okres obowiązywania koncesji, tj. do 31 grudnia 2025 r. Spółka została wyznaczona OSM na wszystkich posiadanych magazynach, tj. „Husów”, „Wierzchowice”, „Mogilno”, „Swarzów”,

<sup>62)</sup> Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.



„Brzeźnica”, „Strachocina”. Jednocześnie w decyzji o wyznaczeniu OSM wskazano, że wyłączeniu z zakresu dostępnych instalacji magazynowych w całym okresie wyznaczenia spółki na OSM podlegają tylko te części instalacji, które są faktycznie wykorzystywane do działalności produkcyjnej oraz instalacje służące wyłącznie do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego<sup>63</sup>).

Więcej na temat funkcji i pozycji operatorów, wynikających z konieczności dostosowywania prawa polskiego do europejskiego, zawarto w części II pkt 1.2.3 Sprawozdania dotyczącej operatorów systemów elektroenergetycznych.

#### 2.2.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

W 2008 r. nie wpłynął żaden wniosek ani nie wydano żadnej decyzji w sprawie wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

#### 2.2.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

Operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach). Są oni obowiązani do corocznej aktualizacji planów wprowadzania ograniczeń i przedkładania ich do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji (art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach).

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego mogą być wprowadzone na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części na czas oznaczony przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia w sytuacjach m.in. zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, czy np. wystąpienia zakłóceń

w przywozie gazu ziemnego (art. 54 i 56 ustawy o zapasach). Potrzeba wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, jest zgłaszana ministrowi właściwemu do spraw gospodarki przez OSP, jeżeli podejmowane przez niego działania określone w art. 50 i 52 ustawy o zapasach nie spowodują przywrócenia stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa.

Regulacje zawarte w ustawie o zapasach oraz wydanym na podstawie art. 55 tej ustawy rozporządzeniu Rady Ministrów<sup>64</sup>) przewidują także, że ograniczenia nie mogą dotyczyć odbiorców w gospodarstwach domowych nawet w sytuacjach wstrzymania takich dostaw z zagranicy do polskiego systemu gazowego. Poziom ograniczeń nie może również powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, zakłóceń w funkcjonowaniu instytucji, przedsiębiorców i obiektów związanych z bezpieczeństwem lub obronnością państwa, opieką zdrowotną, edukacją, wytwarzaniem i dostarczaniem energii elektrycznej i ciepła do odbiorców w gospodarstwach domowych oraz ochroną środowiska.

Operatorzy systemów są zobowiązani do opracowania planów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, który określa limity maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu w poszczególnych stopniach zasilania od 2 do 10. Odbiorcy objęci planami wprowadzania ograniczeń informują właściwego operatora, do którego sieci są przyłączeni, do 31 lipca każdego roku, o minimalnej ilości gazu ziemnego, której pobór nie powoduje zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych i odpowiada maksymalnemu dozwolonemu poborowi gazu ziemnego w 10. stopniu zasilania.

Plan ograniczeń podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Prezes URE rozstrzyga także w drodze decyzji, na wniosek odbiorcy, spory dotyczące ustaleń zawartych w protokole weryfikacji ww. informacji podanych przez odbiorców.

Przepisy ustawy o zapasach przewidują także dla Prezesa URE funkcje kontrolno-dyscyplinujące w postaci możliwości nałożenia kary na podmiot, który nie stosuje się do ograniczeń w poborze gazu ziemnego (art. 63 ust. 1 pkt 11 ustawy o zapasach).

W 2008 r. Prezes URE zatwierdził jeden plan wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowany przez lokalnego OSD, aktualizację sześciu planów ograniczeń sporządzonych przez „dużych” OSD oraz aktualizację jednego planu sporządzonego przez OGP Gaz-System SA.

<sup>63</sup>) Wyznaczenie OSM pozwoli egzekwować od operatora obowiązki wynikające m.in. z ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności publikacje danych dotyczących zdolności magazynowych oraz danych historycznych, niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, czy też zasad zarządzania ograniczeniami systemowymi. Prezes URE, zatwierdzając taryfy na usługi magazynowe, będzie mógł również sprawdzać efektywność kosztową prowadzenia działalności przez OSM i sposób wykorzystania pojemności magazynowych instalacji magazynowych.

<sup>64</sup>) Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. Nr 178, poz. 1252).

W 2008 r. konieczne było także dokonanie zmian w zatwierdzonych w 2007 r. planach ograniczeń OSP i sześciu „dużych” OSD w trakcie ich obowiązywania na podstawie art. 155 Kpa. Korekty te były spowodowane przekazaniem odcinków sieci gazowej OSP do OSD, a zatem zmianą przedmiotu planu.

W jednym przypadku w 2008 r. umorzono wszczęte w 2007 r. postępowanie w sprawie zatwierdzenia planu ograniczeń ze względu na jego bezprzedmiotowość. Przedsiębiorca wnioskujący o zatwierdzenie planu ograniczeń nie był wyznaczony decyzją Prezesa URE operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego. Łącznie w 2008 r. wydano 17 decyzji dotyczących planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

### 2.2.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych (z wyłączeniem tych, które obsługują mniej niż 50 odbiorców, lub dostarczają mniej niż 50 mln m<sup>3</sup> paliw gazowych rocznie) mają obowiązek uzgodnić z Prezesem URE sporządzone dla obszaru swojego działania projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe (art. 23 ust. 2 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). Są one podstawowym źródłem wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstwa w zakresie planowanych inwestycji służących przyłączeniu nowych odbiorców, jak też o przedsięwzięciach niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

W 2008 r. kontynuowano prace rozpoczęte w 2007 r. nad uzgodnieniem projektu planu rozwoju operatora sieci przesyłowej Gaz-System SA na okres od 1 maja 2008 r. do 30 kwietnia 2013 r. W związku z nałożeniem na przedsiębiorstwo zadań, związanych ze zwiększeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację dostaw gazu, tj. budowy terminala LNG w Świnoujściu czy też budowy gazociągu Baltic Pipe łączącego polski system przesyłowy z duńskim systemem przesyłowym, przedsiębiorstwo nie zdołało przedłożyć materiałów, które umożliwiłyby zakończenie w omawianym roku toczących się uzgodnień.

Ze względu na prawne wydzielenie w 2007 r. OSD z dotychczasowych dystrybucyjnych spółek gazownictwa oraz fakt, iż termin, na który uzgodnione zostały ze wskazanymi spółkami projekty planów rozwoju upływał z końcem 2008 r., wezwani oni zostali do opracowania projektów planów rozwoju, których horyzont czasowy obejmował lata 2009-2013.

Oszacowania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych postanowiono dokonać w oparciu o model opracowany i zastosowany już w odniesieniu do elektroenergetycznych operatorów syste-

mów dystrybucyjnych, który pozwala lepiej od dotychczasowej metody uwzględnić właściwości funkcjonowania poszczególnych operatorów. Jego zastosowanie wymaga jednak przedłożenia przez OSD szeregu dodatkowych informacji. Stąd też zakres tych informacji przedstawiony w dokumencie pn. „Ramowy projekt planu rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zajmujących się dystrybucją paliw gazowych. Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego. 2008 – GAZ” przesłany został OSD wiosną 2008 r. do konsultacji. Po zebraniu uwag dokonano jego korekty i przesłano do wypełnienia jako podstawa do uzgodnienia projektów planu rozwoju.

Nakłady inwestycyjne wyznaczone przez nowy model mają być sumą trzech składników:

- nakładów związanych ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe,
- nakładów nie związanych ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe,
- pozostałych nakładów inwestycyjnych nie ujętych w ww. nakładach, tj. łączność, pomiary, informatyka, zakup pozostałych dóbr inwestycyjnych,

które analizowane są odrębnie, a wyniki sumowane po zakończeniu obliczeń. Analizy dokonywane są osobno dla każdego roku objętego projektem planu i mają na celu wymuszenie poprawy efektywności oraz wyeliminowanie nieuzasadnionych różnic w zakładanych przez operatorów nakładach jednostkowych na poszczególne składniki majątku sieciowego.

Prace nad uzgodnieniem projektów planów rozwoju OSD nie zostały zakończone w 2008 r. i kontynuowane są w 2009 r.

Natomiast jeśli chodzi o spółki dystrybucyjne, które nie mają obowiązku wydzielenia operatora, to w 2008 r. uzgodniono dwa projekty planów rozwoju. Natomiast prace nad uzgodnieniem kolejnych trzech są kontynuowane w 2009 r.

Warto również nadmienić, iż w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej<sup>65)</sup> realizowany jest Komponent 2A – „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych”. W wyniku realizacji tego projektu, zostanie opracowana metodologia ewaluacji i weryfikacji projektów planów rozwoju przygotowanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne oraz metoda oszacowania uzasadnionego poziomu ich wydatków inwestycyjnych przy wykorzystaniu dostępnych narzędzi statystycznych i ekonometrycznych, w tym analiz ekonomicznych i technicznych.

Projekt ten będzie miał pozytywny wpływ na rozwój polityki regulacyjnej oraz umożliwi harmonizację metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych.

<sup>65)</sup> Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”.

### 2.2.7. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

W 2008 r. w dalszym ciągu prowadzono prace mające na celu doskonalenie mechanizmów stosowanych przez operatora systemu przesyłowego Gaz-System SA w ramach świadczenia usług przesyłowych. Prace te znalazły odzwierciedlenie w wydanych decyzjach z 27 marca 2008 r. i 24 lipca 2008 r., zmieniających postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) w części dotyczącej bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Do Instrukcji wprowadzono zmiany wynikające z wejścia w życie ustawy o zapasach. Ponadto doprecyzowano i zmieniono postanowienia dotyczące nominacji i renominacji oraz uzupełniono IRiESP o zapisy dotyczące świadczenia usług przesyłania na zasadach przerywanych. Wprowadzono również dodatkowe metody alokacji oraz zasady przeciwdziałania ograniczeniom systemowym. Przewidziano nowe mechanizmy dotyczące odsprzedaży lub udostępniania niewykorzystanych zdolności przesyłowych. Ponadto, do Instrukcji wprowadzono zmiany zasad naliczania opłat i bonifikat z tytułu niedotrzymania temperatury punktu rosy wody oraz opłat z tytułu niedotrzymania ciśnienia w punkcie wejścia do systemu przesyłowego.

W rezultacie kolejnej decyzji dostosowano postanowienia IRiESP do treści taryfy operatora, wprowadzającej po raz pierwszy stawki za usługi realizowane na zasadach przerywanych. Ponadto uszczegółowiono zapisy dotyczące wymiany informacji między operatorem a zamawiającymi usługę przesyłową oraz innymi operatorami.

Wprowadzone zmiany postanowień IRiESP przyniosą szereg korzyści użytkownikom systemu gazowego.

Po pierwsze, wprowadzenie w obu decyzjach zapisów dotyczących usług przerywanych umożliwiło operatorowi oferowanie takich usług w szerszym wymiarze. Dotychczas nie było to możliwe. Usługi przesyłowe były oferowane na zasadach przerywanych wyłącznie, jeśli prawdopodobieństwo przerwania nie przekraczało określonej wielkości dni. Zmiana podejścia umożliwia obecnie oferowanie usług na zasadach przerywanych w szerszym wymiarze, co może przyczynić się do zwiększenia wykorzystania sieci przesyłowej i liczby zamawiających usługę przesyłową.

Po drugie, uszczegółowienie zapisów dotyczących wymiany informacji między operatorem a zamawiającymi usługę przesyłową oraz innymi operatorami zwiększyło przejrzystość oraz otworzyło drogę do zatwierdzenia IRiESP w sposób możliwie skoordynowany. Brak stosownych zapisów w IRiESP, doprecyzowujących zasady wymiany informacji, mogłyby skutkować przyjęciem diametralnie różnych zasad

w każdej z Instrukcji Sieci Dystrybucyjnych, co miałyby negatywne konsekwencje dla wszystkich zainteresowanych stron.

W rezultacie OSD dostosowali projekty instrukcji dystrybucyjnych do zapisów IRiESP i przedłożyli do zatwierdzenia zbieżne dokumenty. IRiESP w częściach dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi wszystkich sześciu OSD zostały zatwierdzone w okresie od 11 sierpnia 2008 r. do 9 grudnia 2008 r.

Podobnie jak IRiESP w odniesieniu do systemu przesyłowego, IRiESP określa zasady korzystania z systemu dystrybucyjnego i jest podstawowym dokumentem umożliwiającym korzystanie z sieci dystrybucyjnej na podstawie odrębnej umowy. Z tego względu instrukcja dystrybucyjna ma znaczącą rolę w praktycznym zapewnieniu realizacji prawa do zmiany sprzedawcy. Zatwierdzenie IRiESP otwiera drogę do praktycznego wdrożenia prawa do zmiany sprzedawcy, chociaż w dalszym ciągu istnieje szereg barier to utrudniających.

W IRiESP zawarto zasady wymiany danych między zlecającym usługę dystrybucyjną, OSD i OSP, co umożliwia rozliczenie usług świadczonych przez OSP na rzecz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Dokument zawiera również szczegółową procedurę zmiany sprzedawcy.

Przyjęcie IRiESP wyeliminowało istotną barierę ograniczającą prawo do zmiany sprzedawcy przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnych.

### 2.2.8. Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych

Prezes URE, na mocy postanowień ustawy o zapasach, weryfikuje bądź ustala wielkość zapasów obowiązkowych importowanego gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających – w okresie od dnia wejścia w życie ustawy do 30 września 2009 r. – co najmniej 11-tu dniom średniego dziennego przywozu tego gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, które umożliwi podjęcie szybkich działań interwencyjnych prowadzących do wyrównywania braków w bilansie dostaw tego gazu na rynek.

Weryfikacja wskazanych zapasów dotyczy przedsiębiorstw, które importują już gaz, natomiast ich ustalenie odnosi się do przedsiębiorstw podejmujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

W pierwszym przypadku wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego ustala samo przedsiębiorstwo na podstawie wielkości przywozu, w okresie od

1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku, która wynika ze sporządzanych przez przedsiębiorstwo sprawozdań statystycznych. Informację o ustalonych wielkościach zapasów przedsiębiorstwo przedkłada Prezesowi URE, który do 15 maja danego roku wielkość tę weryfikuje (art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach).

W drugim przypadku – stosownie do art. 25 ust. 5 ww. ustawy – wielkość zapasów obowiązkowych ustala Prezes URE w wysokości odpowiadającej co najmniej 11-dniowemu średniemu dziennemu przywózowi tego gazu, ustalonemu na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września kolejnego roku.

W 2008 r. Prezes URE na mocy wskazanej wyżej ustawy wydał tylko jedną decyzję akceptującą ustaloną przez PGNiG SA wielkość zapasów, które to przedsiębiorstwo obowiązane jest utrzymywać w okresie od 1 października 2008 r. do 30 września 2009 r.

Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG SA oraz Gaz-System SA wskazują na dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, co zapewnia możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych.

Podstawowym źródłem wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych są plany rozwoju przedsiębiorstw. W 2008 r. kontynuowano prace rozpoczęte w 2007 r. nad uzgodnieniem projektu planu rozwoju operatora sieci przesyłowej Gaz-System SA na okres od 1 maja 2008 r. do 30 kwietnia 2013 r. W związku z nałożeniem na ww. przedsiębiorstwo zadań, związanych ze zwiększeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację dostaw gazu, tj. budowa terminalu LNG w Świnoujściu czy też budowa gazociągu Baltic Pipe łączącego polski system przesyłowy z duńskim systemem przesyłowym, przedsiębiorstwo nie zdołało przedłożyć materiałów, które umożliwiłyby zakończenie w omawianym roku toczących się uzgodnień.

### 2.2.9. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych paliw gazowych

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

Kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy (art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne). W dotychczasowej praktyce zastrzeżenia pochodziły od odbiorców w gospodarstwach domowych i interwencja Prezesa URE polega

ła na wezwaniu przedsiębiorstwa do przedstawienia raportu jakości gazu (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączana jest instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. Prezes URE nie posiada bowiem ani laboratorium, ani też odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych. W budżecie urzędu nie są przewidziane również środki finansowe, które pozwalałyby na zlecenie właściwym jednostkom rutynowych kontroli jakości paliw gazowych we wszystkich kluczowych punktach sieci gazowej.

Podkreślenia wymaga również fakt, iż żądany przez Prezesa URE raport dotyczący jakości gazu z reguły zawiera wyniki badań niezależnych od siebie laboratoriów, np. Gaz-System SA, OSD lub PGNiG SA wykonywanych – w zależności od rodzaju chromatografu – albo w sposób ciągły, albo kilka razy w miesiącu. Analizowane są także sprawozdania GAZ-3, w których przedsiębiorstwo obowiązane jest zamieścić informacje dotyczące ciepła spalania dystrybuowanego gazu.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat są przez Prezesa URE akceptowane tylko wówczas, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej<sup>66</sup>). Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu, odbiorcy przysługują bonifikaty, których sposób ustalenia określa taryfa. Ponadto, w taryfie ustalone są bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, tj. z tytułu: odmowy udzielenia informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostaw gazu, przerwaniu z powodu awarii sieci, niepowiadomienia z wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie gazu, odmowy odpłatnego podjęcia czynności, umożliwiających bezpieczne wykonanie prac w obszarze oddziaływania tej sieci, jak również nieudzielenia informacji w sprawie rozliczeń oraz aktualnych taryf. Odbiorcy z reguły nie znają swoich praw skarżąc się Prezesowi URE na działania przedsiębiorstw gazowniczych. W takich przypadkach udzielane są wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach, zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym.

Szczególnie duże zaangażowanie Prezesa URE dotyczyło wyjaśniania skarg odbiorców na pogorszenie jakości gazu. Od lutego do marca 2008 r. Prezes URE podjął postępowania wyjaśniające, mające na celu

<sup>66</sup>) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. Nr 105, poz. 1113).

określenie przyczyn skarg odbiorców gazu ziemnego na zawyżone rachunki z tytułu złej jakości gazu. Do URE wpłynęło 585 pism od odbiorców dotyczących zawyżonych rachunków za gaz. W dominującej mierze skargi pochodziły od osób fizycznych odbierających paliwo gazowe na potrzeby gospodarstw domowych. Zastrzeżenia osób skarżących w większości odnosiły się do ilości zużytego gazu, w porównaniu do analogicznego okresu w poprzednim sezonie grzewczym. W skargach kierowanych do urzędu znajdowały się sugestie lub opinie o znacznym zaniżeniu wartości energetycznej dostarczanego paliwa gazowego.

W ramach prowadzonych postępowań podjęto szereg czynności mających na celu zgromadzenie dokumentów i informacji pozwalających na rzetelną ocenę zgłaszanych przez odbiorców zastrzeżeń. Zebrane materiały doprowadziły do następujących wniosków:

- wykonane sprawdzenie wyników pomiarów ciepła spalania nie potwierdziło tezy o zaniżonych parametrach energetycznych gazu dostarczanego odbiorcom w okresie listopad 2007 – luty 2008,
- do przyczyn wpływających na zwiększenie rachunków na przełomie roku 2007 i 2008, w porównaniu do analogicznego okresu w poprzednim sezonie zaliczono:
  - pogorszone warunki atmosferyczne dotyczące pewnych grup odbiorców lub niektórych obszarów;
  - wydłużenie okresu rozliczeniowego, poprzez omyłkowe podanie błędnej daty odczytu liczników;
  - końcowe rozliczenie odbiorców płacących w systemie prognozowanych rachunków.

Wyniki kontroli jakości gazu potwierdziły, że istnieje pilna potrzeba przejścia na system rozliczeń oparty na jednostkach energii.

Prezes URE przesłał do Ministra Gospodarki raport z tego badania, w którym zgłosił potrzebę wprowadzenia mechanizmów rozliczania ilości gazu dostarczanego do odbiorców w jednostkach energii, po to, aby w przyszłości wyeliminować przedstawione powyżej problemy<sup>67)</sup>.

<sup>67)</sup> Prezes URE po raz pierwszy przedstawił Ministrowi Gospodarki problemy wynikające z braku przepisów pozwalających rozliczać ilość dostarczanego gazu do odbiorców w jednostkach energii w 2006 r., po zatwierdzeniu IRiESP operatora systemu przesyłowego – OGP Gaz-System SA. Potrzeba wprowadzenia prawnie usankcjonowanego systemu rozliczeń w jednostkach energii wynika m.in. z potrzeby zapewnienia większej przejrzystości. Jej brak sprawia, że nawet prawidłowo naliczone opłaty są odbierane przez odbiorców jako zawyżone, co wywołuje szereg skarg kierowanych do różnych instytucji (URE, Ministerstwo Gospodarki, Instytut Nafty i Gazu, Rzecznicy Konsumentów itd.). Zdaniem Prezesa URE na ich liczbę wpływa brak systemowego uregulowania kwestii rozliczeń w jednostkach energii i brak wskazania instytucji, odpowiedzialnej za kontrolę jakości.

## 2.3. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego

### 2.3.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych

Wymagania dotyczące zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych zostały określone w rozporządzeniu 1775/2005/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Gaz-System SA, uwzględniając wymagania zawarte w tym akcie, opracował IRiESP, w której szczegółowo określił procedury zarządzania i rozdziału przepustowości. Mają one zastosowanie do wszystkich punktów wejścia i wyjścia do sieci, jednak szczególne istotne znaczenie mają one w odniesieniu do przepustowości międzysystemowych zapewniających przedsiębiorcom dostęp do rynku.

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu gazowego we wskazanym zakresie, pod kątem wypełniania przez operatora stosownych postanowień określonych w IRiESP.

W rezultacie oceny wyników monitoringu podejmowane są decyzje w sprawie zasadności usprawniania mechanizmów, określanych w IRiESP, tak, by w jak najszerszym stopniu zapewniać możliwość korzystania z usługi przesyłowej. W marcu i lipcu 2008 r. decyzjami Prezesa URE zostały zatwierdzone wcześniej postulowane zmiany do IRiESP odnoszące się m.in. do omawianego problemu. Nowe zapisy wprowadziły dodatkowe metody alokacji oraz zasady przeciwdziałania ograniczeniom systemowym, nowe mechanizmy dotyczące odsprzedaży lub udostępniania niewykorzystanych zdolności przesyłowych, a także rozszerzały możliwość zamawiania usług przesyłania na zasadach przerywanych.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości odbywa się również w trakcie rozstrzygnięcia sporów w związku z odmową zawarcia umowy przesyłowej. W 2008 r. kontynuowano postępowanie w sprawie wniosku o rozstrzygnięcie takiego sporu z końca 2007 r.

Uwidoczniono również potrzebę określenia bardziej szczegółowych zasad dotyczących rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych w warunkach ograniczeń kontraktowych, tj. gdy dotychczasowy użytkownik systemu zamówił przepustowości w ilości uniemożliwiającej zawieranie kolejnych umów przesyłowych na warunkach ciągłych, z gwarantowaną mocą umowną.

Zasady takie zostały określone w IRiESP – m.in. tego aspektu dotyczyła jedna ze zmian kodeksu sieci. Następnie również w taryfie Gaz-System SA ustalono w bardziej szczegółowy sposób stawki opłat za świadczenie usług na warunkach przerywanych. W związku

z takim kierunkiem działań Gaz-System SA poinformował, że przeszkody uniemożliwiające zawarcie umowy zostały zlikwidowane, a w dalszej kolejności podmiot ubiegający się o zawarcie umowy przesyłowej wystąpił o zawieszenie postępowania administracyjnego w sprawie zawieszenia sporu, uznając, że zaistniały warunki ułożenia relacji z Gaz-System SA w drodze porozumienia, bez angażowania organów państwa.

Ocena monitorowania zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych wskazuje na potrzebę wydania rozporządzenia regulującego ten zakres działalności operatora. W obecnym stanie operator nie dysponuje narzędziami pozwalającymi w wystarczającym stopniu odnieść się do problemu zarezerwowanych a niewykorzystanych zdolności przesyłowych. Sytuacja może ulec zmianie po prawnym uregulowaniu kwestii rozdziału przepustowości w warunkach ograniczeń o charakterze kontraktowym.

### 2.3.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami

W 2008 r. w wyniku monitorowania mechanizmów bilansowania systemu gazowego ustalono, że brak szczegółowego uregulowania kwestii wymiany danych między podmiotami korzystającymi z usług transportu, a operatorami systemu przesyłowego i dystrybucyjnych stwarza problemy związane z rozliczeniem bilansowania przez OSP podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w przypadku korzystania z danego punktu wyjścia z systemu przesyłowego przez więcej niż jeden podmiot. Stan taki wydatnie utrudnia korzystanie z sieci dystrybucyjnej przez alternatywnych sprzedawców.

Odpowiedzią na zdiagnozowane w ramach monitoringu problemy było rozszerzenie zapisów instrukcji przesyłowej, co zostało omówione w punkcie 2.2.7 Sprawozdania.

W wyniku monitorowania identyfikowane są też bariery ograniczające możliwość korzystania z sieci, co umożliwia przeprowadzanie korekty w zapisach instrukcji. W 2008 r. tak było w przypadku wprowadzenia dodatkowych zapisów instrukcji, dotyczących świadczenia usług przesyłowych na warunkach przerywanych. Dodatkowe zapisy wprowadzone w IRIESP stanowią jeden z mechanizmów zarządzania ograniczeniami kontraktowymi i mają zastosowanie w sytuacji zarezerwowania i niewykorzystywania przez podmiot zasiedziały zdolności przesyłowych. Działania Prezesa URE przyczyniły się do zwiększenia możliwości korzystania z sieci. Niemniej ocena monitoringu zarządzania ograniczeniami w 2008 r. wskazuje na potrzebę prawnego uregulowania kwestii uwalniania niewykorzystywanych przepustowości. Brak odpowiednich regulacji prawnych ogranicza możliwość wprowadzenia takich zasad przez OSP i jest przyczyną mniejszego wykorzystania sieci przesyłowych.

### 2.3.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

W 2008 r. sieciowe przedsiębiorstwa gazowe poinformowały 2 378 razy Prezesa URE o odmowie przyłączenia do sieci (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). W stosunku do 2007 r., kiedy tych powiadomień było 4 471, widoczny jest znaczny spadek liczby przypadków, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmawia przyłączenia do sieci. Spadła również liczba wniosków o wydanie decyzji Prezesa URE w sprawach dotyczących odmów przyłączenia do sieci gazowej. Prezes URE upoważniony jest do wnoszenia zastrzeżeń w sprawie odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych (art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego). Jednocześnie odbiorca jest informowany o możliwości złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Szczegółowe informacje liczbowe o odmowach przyłączenia do sieci gazowej w podziale na obszar działania oddziałów terenowych URE zawarto w tab. 10 Aneksu 2.

### 2.3.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji zgodnie z rozporządzeniem 1775/2005

Obowiązek publikowania przez OSP informacji dot. połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych, wynika z rozporządzenia 1775/2005/WE.

Prezes URE corocznie, w drodze decyzji, określa szczegółowe zasady, na jakich Gaz-System SA, pełniący funkcję operatora systemu przesyłowego, jest zobowiązany publikować informację dotyczącą oferowanych usług wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi do uzyskania przez zainteresowanych skutecznego dostępu do sieci przesyłowej. W 2008 r. została wydana taka decyzja i dotyczyła sposobu publikowania następujących informacji:

- dziennego stanu zdolności przesyłowej, maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych
- Informacje te mają być publikowane wraz z datą, do której się odnoszą. Nałożono również na operatora obowiązek zapewnienia dostępu do informacji o dziennym stanie zdolności przesyłowej dla każdej doby gazowej bieżącego miesiąca,

- dziennego stanu zdolności przesyłowej: całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych prezentowanych w formie graficznej

Publikacja tych zdolności zamieszczana była w formie graficznej, przy wykorzystaniu kolorów: zielonego (oznaczającego istnienie rezerw zdolności przesyłowej), żółtego (oznaczającego zdolność przesyłową wykorzystaną powyżej 85%), czerwonego (oznaczającego zdolność przesyłową wykorzystaną powyżej 98%),

- prognozy dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych na następnych 18 miesięcy, publikowanych w formie graficznej, przy wykorzystaniu kolorów: zielonego, żółtego i czerwonego

Publikowanie informacji ma odbywać się w ujęciu miesięcznym,

- dostępnej zdolności przesyłowej oferowanej w ramach umów krótkoterminowych uaktualnianych z wyprzedzeniem jednodniowym i tygodniowym

Publikacja tych zdolności zamieszczana była w formie graficznej, przy wykorzystaniu kolorów zielonego, żółtego i czerwonego,

- wskaźników maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej oraz średniego rocznego przepływu we wszystkich właściwych miejscach za okres ostatnich 3 lat w ujęciu rocznym (rok kalendarzowy). Informacja ta publikowana była w formie graficznej, przy wykorzystaniu kolorów:

- szarego, oznaczającego wykorzystanie poniżej 20%;
- niebieskiego, oznaczającego wykorzystanie od 20% do 40%;
- zielonego, oznaczającego wykorzystanie od 40% do 60%;
- żółtego, oznaczającego wykorzystanie od 60% do 80%;
- czerwonego, oznaczającego wykorzystanie powyżej 80%.

Jednocześnie ustalono, że informacje liczbowe o zdolnościach przesyłowych dla punktów właściwych wejścia-wyjścia będą publikowane, jeżeli w tych punktach świadczona będzie usługa przesyłania dla trzech lub większej liczby podmiotów,

- o planowanych okresach konserwacji i remontów, mogących mieć wpływ na prawa użytkowników sieci wynikające z umów przesyłowych.

OGP Gaz-System SA został ponadto zobowiązany do prowadzenia na stronie internetowej biuletynu informacyjnego, służącego zamawiającym usługę przesyłową do zgłaszania zapotrzebowania na zdolność przesyłową oraz zgłaszania ofert odsprzedaży niewykorzystanych zdolności prze-

syłowych, oraz publikowania na stronie internetowej operatora informacji technicznych charakteryzujących system przesyłowy, niezbędnych do uzyskania skutecznego dostępu do systemu, w szczególności:

- opisu systemu przesyłowego w formie schematu sieci wraz z informacjami o punktach wejścia i wyjścia, w tym o punktach łączących z systemami innych operatorów,
- informacji o jakości gazu i standardach dotyczących wielkości ciśnień.

Sposób wypełniania przez Gaz-System SA obowiązku publikowania powyższych informacji był monitorowany przez Prezesa URE.

Przeprowadzona weryfikacja informacji podawanych do publicznej wiadomości i prezentowanych na stronie internetowej OGP Gaz-System SA wykazała braki, w szczególności w odniesieniu do danych historycznych dotyczących wykorzystania zdolności przesyłowej. Zdolności te ujęte w cyklach miesięcznych odnosiły się jedynie do punktów wyjścia z systemu gazowego, natomiast odnotowano brak takich informacji dla punktów wejścia do systemu gazowego, które prezentowane były jako średnie roczne wykorzystanie zdolności przesyłowej.

Ponadto, informacje o dziennym stanie zdolności przesyłowej: maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych nie były skorelowane z datą, do której się odnoszą.

W odpowiedzi na przekazane pisemnie uwagi operator poinformował, iż uzupełni bazę danych o stosowne informacje oraz zapewnił o cyklicznej aktualizacji i publikacji danych dla punktów wejścia będących własnością Gaz-System SA. Natomiast w przypadku punktów wejścia nie będących własnością, spółka zobowiązała zwrócić się do pozostałych przedsiębiorstw o możliwość przekazywania potrzebnych do publikacji informacji.

### **2.3.5. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne**

W 2008 r. w URE toczyło się postępowanie w sprawie wniosku PGNiG SA o czasowe wyłączenie z obowiązku stosowania zasady TPA wobec usługi magazynowania gazu ziemnego świadczonej przez to przedsiębiorstwo energetyczne. Postępowanie zostało wszczęte w następstwie odmowy przez PGNiG SA w 2007 r. dostępu do usługi magazynowania dwóm przedsiębiorstwom. Jednocześnie toczące się postępowanie o zwolnienie z obowiązku stosowania zasady TPA w magazy-

nach wyłączyło możliwość świadczenia usługi magazynowania komercyjnego przez PGNiG SA w 2008 r.<sup>68)</sup>

### 2.3.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Prezes URE monitorował w 2008 r. realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne), w szczególności w odniesieniu do struktury przedsiębiorstw (ich formy prawnej i organizacyjnej), niezależności związanej z prowadzoną działalnością, niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

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

- analizy danych, do których przedkładania została zobowiązana spółka po zatwierdzeniu IRiESP,
- okresowej analizy informacji, do publikowania których została zobowiązana spółka na podstawie obowiązujących przepisów i wydanych na ich podstawie decyzji Prezesa URE,
- sprawdzania informacji związanych z pismami bądź wnioskami innych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. ubiegającymi się o zawarcie umów przesyłowych,
- ocenie działalności spółki pod kątem wypełniania zapisów IRiESP.

Jednym z instrumentów służących monitorowaniu zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych był czynny udział w badaniach monitorujących prowadzonych przez organizację skupiającą europejskich regulatorów – ERGEG. W 2008 r. Prezes URE uczestniczył m.in. w pozyskiwaniu informacji od OSP do raportu pt. „Badanie wypełniania obowiązku transparentności nałożonego rozporządzeniem 1775/2005” (ang. *Compliance with Transparency Requirements of Gas Regulation 1775/2005*), którego celem było określenie poziomu wdrożenia regulacji gazowych przez operatorów oraz sposobu ich realizacji. Badaniem objętych zostało 43 europejskich OSP, w tym Gaz-System SA, który wypełniał nałożone obowiązki operatorskie w sposób nie odbiegający od pozostałych operatorów. Wyniki

monitorowania wskazują na istotną rolę regulacji na proces liberalizacji rynku gazu, jednocześnie określają poziom ich wdrażania jako postępujący i ulegający poprawie, lecz niepełny. Jednocześnie potrzebne jest wzmocnienie oraz rozszerzenie obowiązujących wymagań, które nie są wystarczające dla zapewnienia skutecznego rozwoju rynku.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu dystrybucyjnego, wykonywanego przez sześciu operatorów dystrybucyjnych, dotyczyło wniosków i informacji kierowanych do urzędu przez przedsiębiorstwa, m.in. ubiegające się o zawarcie umowy dystrybucyjnej oraz procesu zatwierdzania IRiESD. Ponadto, OSD wypełniając obowiązek ustawowy przedłożyli Prezesowi URE w 2008 r. „Sprawozdania z działań podjętych w roku 2008 w celu realizacji Programu Zgodności”, w szczególności w odniesieniu do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego, a także przestrzegania zasad ochrony poufnego charakteru informacji sensytywnych. W celu umożliwienia publicznej oceny przekazane przez operatorów Sprawozdania umieszczone zostały na stronie internetowej URE oraz w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa Gazowe Nr 14/2008 (228) z 16 kwietnia 2008 r.

### 2.3.7. Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dot. ewidencji księgowej

Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji, obrotu oraz magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, w tym kosztów stałych i zmiennych, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne ich traktowanie oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego (art. 44 ustawy – Prawo energetyczne).

Do zakresu działania Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne powyższych obowiązków (art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. h ustawy – Prawo energetyczne).

Obowiązek ten Prezes URE wykonywał wykorzystując stworzoną w tym celu przez siebie bazę sprawozdawczą zawierającą informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych, które przedsiębiorstwa gazownicze przekazują raz na kwartał w podziale na poszczególne działalności i grupy odbiorców. Zebrane dane podlegały weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa gazownicze informacji miała również na celu spraw-

<sup>68)</sup> Na początku 2009 r. Prezes URE odmówił zwolnienia, stwierdzając, że na PGNiG SA ciąży obowiązek udostępniania infrastruktury magazynowej na rzecz podmiotów trzecich. OSM w 2009 r. przygotowuje zasady alokacji zdolności magazynowych, dokona wyceny kosztów świadczenia usług oraz przygotowuje taryfę dla usług magazynowania. W 2009 r. OSM powinien rozpocząć komercyjne świadczenie usług magazynowania.



dzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych. Dodatkowo odrębną analizę przeprowadzono dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

### 2.3.8. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych

Zagadnienie bezpieczeństwa energetycznego jest kompetencją Ministra Gospodarki, będącego naczelnym organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej. Bezpieczeństwo dostaw gazu, definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii w czasie, kiedy tego potrzebują o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest niewielkim obszarem bezpieczeństwa energetycznego jako całości i w tym fragmencie jest stale monitorowany przez Prezesa URE za pomocą przydzielonych narzędzi, przy czym należy podkreślić, że monitorowanie to odbywa się w trybie działań *ex-ante* i ma charakter prewencyjny. Jedynym obszarem, który Prezes URE może monitorować w trybie ciągłym, *ex-post*, jest obszar magazynowania obowiązkowych zapasów paliw przeprowadzany na podstawie ustawy o zapasach z 2007 r.

Analiza poszczególnych działań prowadzonych w 2008 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne działające na rynku gazu pozwala stwierdzić, że bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców nie było zagrożone. Sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń. Wszystkie podmioty odpowiedzialne za dostawy gazu wypełniały nałożone na nie prawem obowiązki – prowadziły prace modernizacyjne i inwestycyjne w celu dalszego usprawniania pracy systemu, wiązały się z obowiązkiem utrzymywania obowiązkowych zapasów paliw. Zatwierdzane plany ograniczeń w pełni spełniły swoją rolę, gdyż nie odnotowano żadnego przypadku nagłego wstrzymania dostaw do odbiorców. Kontynuowane były działania mające na celu dywersyfikację dostaw gazu (m.in. prace poszukiwawcze, negocjacje handlowe dostaw LNG, rozbudowa systemu pod kątem nowych dostaw – procedura *Open Season*).

Realizacja zadań ustawowych, związanych z monitorowaniem bezpieczeństwa dostaw, ma różnorodne znaczenie dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania sektora gazu. Część z tych zadań została określona jeszcze przed przyjęciem Polski do Unii Europejskiej, kiedy trudno było określić wpływ akcesji na sposób realizacji definiowanych obowiązków. W niektórych przypadkach realizacja monitoringu daje podstawę do pytań o sposób stosowania danego narzędzia w warunkach wspólnego rynku. Dotyczy to m.in. monitorowania obowiązków związanych z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego. W warunkach otwartego rynku gazu, gdzie np. w węzłach wymiany handlowej lub na giełdach gaz zmienia wielokrotnie właściciela, badanie rzeczywistego kraju pochodze-

nia nie daje precyzyjnych odpowiedzi, jest uciążliwe i niekoniecznie służy osiągnięciu zakładanych celów. Ponadto monitoring dostaw z uwagi na kraj pochodzenia gazu pomija inny istotny aspekt, jakim jest faktyczne sprawowanie przez dominującego dostawcę kontroli nad alternatywnymi dostawami i drogami dostaw. W obecnych warunkach bardziej efektywne wydaje się być działanie w kierunku budowy nowych dróg dostaw gazu, z uwzględnieniem potrzeby ich realizacji w warunkach rynkowych.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw jest realizowane, w trakcie wypełniania różnych zadań ustawowych Prezesa URE – począwszy od udzielania koncesji i zatwierdzania taryf do monitorowania stopnia dywersyfikacji dostaw i realizacji zadań wynikających z ustawy o zapasach.

W 2008 r. w obszarze monitorowania bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych szczególnie istotne były niżej przedstawione działania:

- koncesje

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zapasów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Wnioskodawca takiej koncesji musi posiadać własne pojemności magazynowe, lub mieć zawartą umowę przedwstępną na świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 25 ustawy o zapasach). Ponadto Prezes URE, przy wydawaniu koncesji, ocenia możliwość zapewnienia przez przedsiębiorcę wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy<sup>69)</sup>,

- taryfy

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego i dystrybucyjnego oraz magazynowego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decyduje o jego stanie fizycznym czyli bezpieczeństwie. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG SA oraz OGP Gaz-System SA wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstwa, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych,

<sup>69)</sup> Dz. U. Nr 95, poz. 1042.

- zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów Operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, połączonych i przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, do 15 listopada każdego roku, plany ograniczeń w poborze gazu na wypadek sytuacji awaryjnych. Tworzenie takich planów ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w wypadkach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu jego zużycia przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu, awarii w sieciach operatorów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci.

Na podstawie zatwierdzonych w 2008 r. planów ograniczeń dla operatora sieci przesyłowej – OGP Gaz-System SA i operatorów sieci dystrybucyjnych GK PGNiG SA zostały wprowadzone przerwy i ograniczenia w dostawach gazu do odbiorców. OGP Gaz-System SA wyłączył jednego odbiorcę z powodu awarii, a OSD GK PGNiG SA dokonali wyłączeń u ok. 99 tys. odbiorców z powodu ok. 5,5 tys. awarii oraz u ok. 131 tys. odbiorców z powodu ok. 12 tys. prowadzonych prac remontowych,

- uzgodnienia projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych

Uzgadnianie projektów planu rozwoju sieci z Prezesem URE pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych. W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców. W 2008 r. nakłady poniesione na budowę i modernizację sieci przedstawiały się następująco:

- 1) OGP Gaz-System SA, ok. 73 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 30 km;
- 2) Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., ok. 148 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 536 km;
- 3) Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., ok. 72 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 481 km;
- 4) Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., ok. 141 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 422 km;
- 5) Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., ok. 63 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 157 km;
- 6) Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., ok. 114 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 337 km;
- 7) Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., ok. 48 mln zł, długość nowych sieci oddanych do eksploatacji wyniosła 196 km,

- ustalanie w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych oraz monitorowanie utrzymywania tych zapasów (wyniki monitorowania wielkości zapasów paliw zostały szeroko omówione w rozdziale Kontrola zapasów) jest kolejnym źródłem dla Regulatora informacji istotnych z punktu widzenia oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych,

- monitorowanie zarządzania ograniczeniami systemowymi

W wyniku monitorowania mechanizmów zarządzania ograniczeniami identyfikowane były bariery ograniczające możliwość korzystania z sieci. Do głównych barier w 2008 r. należy zaliczyć: brak rezerw dolności przesyłowych na sieci wysokiego ciśnienia w obszarze północno-zachodniej Polski, rejonu Częstochowy, Gdańska, Białegostoku, Piotrkowa Trybunalskiego oraz Jarosławia,

- monitorowanie działań w zakresie środków bezpieczeństwa

Dyrektywa 2004/67/WE Rady Unii Europejskiej z 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego przedstawia listę narzędzi służących bezpieczeństwu dostaw gazu, których wprowadzenie nie pozostaje bez wpływu na działalność poszczególnych przedsiębiorców, w tym zwłaszcza na OGP Gaz-System SA oraz PGNiG SA.

Poniżej są szerzej przedstawione te skutki:

#### *Gaz-System SA*

- a) możliwość składowania zapasów operacyjnych

W związku z wdrożeniem przedmiotowego zapisu dyrektywy wprowadzona została ustawa o zapasach. W następstwie tej regulacji prawnej podjęte zostały w kraju działania związane z rozbudową istniejących i budową nowych pojemności magazynowych. Ich wynikiem było wystąpienie podmiotów i kolejno wydanie przez OGP Gaz-System SA dla magazynów gazu następujących warunków przyłączenia do sieci przesyłowej:

- dla PGNiG SA – warunki przyłączenia do sieci PMG Wierzchowice;
- dla DPV Service Sp. z o.o. – warunki przyłączenia do sieci PMG Antonin.

W związku z powyższym spółka przygotowuje się do realizacji niezbędnych inwestycji. Nakłady z tym związane zostały ujęte w projekcie „Planu Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA na okres od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2014 r.”, który został złożony Prezesowi URE w celu uzgodnień,

- b) zapewnienie takiej przepustowości sieci gazociągów, która umożliwiałaby zmianę kierunku dostaw gazu do dotkniętych obszarów  
Przewidywany w Polsce wzrost zapotrzebowania na gaz będący m.in. skutkiem realizacji polityki

zwiększenia udziału paliw ekologicznych w krajowym bilansie paliw pierwotnych, jak również wynikający z przewidywanego rozwoju gospodarczego Polski, wskazuje na potrzebę pozyskania dodatkowych źródeł gazu. Z drugiej strony duże uzależnienie polskiej gospodarki od jednostronnych dostaw gazu i występujące w ostatnich latach problemy dostawców z zapewnieniem ciągłości dostaw, wpływa na podjęcie działań ograniczających ten stan rzeczy. W związku z tym prowadzone są prace mające umożliwić w nieodległej perspektywie przyłączenie nowych systemowych źródeł gazu pozwalających na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu gazu. Istnieje szereg potencjalnych miejsc, które mogą stanowić przedmiot projektów inwestycyjnych – połączeń międzysystemowych. Z uwagi jednak na wskazane w „Polityce dla przemysłu gazu ziemnego” działania w zakresie dywersyfikacji, główny obecnie nacisk kładziony jest na umożliwienie przygotowania systemu do współpracy z nowymi źródłami dostaw w północnej części Polski (Terminal LNG i gazociąg bałtycki). Jest to tam, gdzie już występują problemy z zaspokajaniem w pełni potrzeb odbiorców. Dotychczas dokonano wstępnej identyfikacji zadań inwestycyjnych niezbędnych dla przyjęcia gazu z nowych źródeł. W wyniku ich realizacji docelowo przewiduje się utworzenie północnego pierścienia gazociągów magistralnych, który dzięki równomiernie rozłożonym połączeniom ze źródłami stanowić będzie część układu przesyłowego o bardzo wysokim stopniu bezpieczeństwa i niezawodności. W ramach budowy pierścienia przewiduje się m.in. następujące projekty:

- gazociąg DN 700 Szczecin – Gdańsk;
- dokończenie budowy gazociągu DN 500 Włocławek – Gdynia;
- gazociąg DN 700 Szczecin – Lwówek;
- gazociąg DN 700 Gustorzyn – Odolanów.

Ponadto planuje się zwiększenie przepustowości istniejących połączeń międzysystemowych, w tym m.in. modernizację węzła Lasów (dostawy z Niemiec) oraz modernizację węzła i tłoczni Jarosław (dostawy z Ukrainy),

c) możliwość przesyłu transgranicznego

Dla zwiększenia przesyłu transgranicznego pomiędzy państwami członkowskimi, istniejącymi punktami wejścia do systemu przesyłowego, OGP Gaz-System SA podjął działania modernizujące istniejący układ przesyłowy łączący polski i niemiecki system w rejonie Lasowa. W ramach prac planowana jest również modernizacja gazociągów i innych obiektów (tłocznie gazu i węzły) systemu przesyłowego w rejonie południowo-zachodniej Polski.

W celu zbadania zainteresowania uczestników rynku nowymi połączeniami międzysystemowymi, OGP Gaz-System SA uruchomił jesienią 2008 r. stosowne procedury (patrz pkt 2.1.3 Sprawozdania),

d) współpraca operatorów systemów przesyłowych sąsiadujących ze sobą państw członkowskich UE W związku z przyjęciem 8 grudnia 2008 r. przez Radę Unii Europejskiej dyrektywy 2008/114/WE w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony, a także oczekiwaną nowelizacją ustawy z 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym, OGP Gaz-System SA na bieżąco monitoruje zmiany prawa w tym zakresie. W przewidywaniu nowych obowiązków w zakresie ochrony europejskiej infrastruktury krytycznej, spółka opracowała i uzgadnia plany szczególnej i obowiązkowej ochrony obiektów infrastruktury przesyłowej oraz prowadzi prace mające na celu rozpoznanie ważnych składników infrastruktury, wraz z analizą potencjalnego ryzyka i zaplanowaniem sposobów zabezpieczenia. Realizacja tych zadań winna wpłynąć na poprawę bezpieczeństwa ciągłości przesyłu gazu.

PGNiG SA

- a) konieczność rozbudowy i budowy pojemności magazynowych w celu osiągnięcia odpowiednich pojemności z przeznaczeniem dla zapasów obowiązkowych zgodnie z wymogami ustawy o zapasach – nakłady inwestycyjne poniesione w 2008 r. przez spółkę na budowę i rozbudowę magazynów wyniosły 154 132,47 tys. zł,
- b) poszukiwanie nowych źródeł dostaw gazu (dywersyfikacji portfela pozyskania gazu) – aktualna struktura źródeł dostaw gazu do klientów PGNiG SA obejmuje w 28% produkcję własną, w 66% gaz ze Wschodu oraz w 6% z zachodu. Pożądana struktura źródeł dostaw gazu to produkcja własna ok. 30%, gaz ze Wschodu ok. 40% oraz z Zachodu ok. 30%. Spółka w 2008 r. negocjowała nowe kontrakty,
- c) zapewnienie pewności i ciągłości dostaw gazu dla odbiorców w Polsce – nowe kontrakty długoterminowe z producentami i dostawcami spółka negocjowała w 2008 r.,
- d) wypełnienie obowiązku gromadzenia zapasów strategicznych przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą – oznacza wyłączenie części pozyskiwanego przez spółkę gazu z puli gazu do sprzedaży. Zapasy strategiczne pozostają do dyspozycji ministra właściwego ds. gospodarki,
- e) rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego w § 4 wyłącza z zakresu podmiotów podlegających ograniczeniom odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców pobierających gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach kompleksowych, dla tego punktu wyjścia wynosi mniej niż 417 m<sup>3</sup>/h,

f) zawarte w „Niewyczerpującej liście instrumentów służących podniesieniu bezpieczeństwa dostaw gazu”, o której mowa w art. 3 ust. 3 oraz art. 4 ust. 3 dyrektywy, przykładowe działania służące podniesieniu bezpieczeństwa są realizowane przez spółkę także w ramach projektów opisanych powyżej (np. działania dywersyfikacyjne).

### Kontrola zapasów obowiązkowych

W ramach monitorowania bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców końcowych, w 2008 r. Prezes URE przeprowadził po raz pierwszy kontrolę zapasów paliw gazowych, zgromadzonych w magazynach na terenie Polski.

Kontrola została przeprowadzona na podstawie art. 30 ustawy o zapasach i dotyczyła przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą polegającą na obrocie gazem z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu w zakresie wykonywania przez nie obowiązków utrzymywania zapasów gazu ziemnego zgodnie z art. 24. Kontrola objęła również przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania gazu ziemnego w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, świadczące usługę magazynową na rzecz przedsiębiorstw obrotu gazem z zagranicą lub podmiotów dokonujących przywozu.

Zakres przedmiotowy kontroli dotyczył (art. 30 ust. 4 ustawy o zapasach):

- zgodności stanu faktycznego z wielkością zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ustaloną według zasad określonych w art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ww. ustawy,
- kontroli dokumentów potwierdzających jakość gazu ziemnego,

- wykonania warunków umowy o świadczenie usług magazynowania gazu ziemnego, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Kontrola została przeprowadzona w 20 przedsiębiorstwach posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą i magazynowanie według stanu na 15 września 2008 r. Jej wyniki były następujące:

- jedno przedsiębiorstwo, PGNiG SA, utrzymywało zapasy obowiązkowe. Na 15 września 2008 r. zapas gazu był zgodny z wymaganą wielkością zapasów wyznaczonych decyzją Prezesa URE. PGNiG SA przedłożyło również szczegółową informację o zmagazynowanych zapasach. Zapasy utrzymywane były w trzech magazynach: Mogilno, Wierzchovice, Husów. Przedsiębiorstwo przedłożyło dokumenty potwierdzające parametry jakościowe gazu, które są zgodne z przepisami prawa. W 2008 r. PGNiG SA nie świadczył usługi magazynowej na rzecz podmiotów trzecich,
- dziewiętnaście przedsiębiorstw nie utrzymywało zapasów gazu, w tym trzynaście przedsiębiorstw nie rozpoczęło działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego w związku z czym nie było zobowiązane do utrzymywania zapasów,
- cztery przedsiębiorstwa zostały zwolnione z utrzymywania zapasów gazu przez Ministra Gospodarki,
- jedno przedsiębiorstwo prowadziło działalność w zakresie obrotu gazem z zagranicą polegającą na sprzedaży gazu za granicę i nie utrzymywało zapasów, działalność polegała na odsprzedaży niewielkich ilości za granicę,
- jedno przedsiębiorstwo, posiadające koncesję na obrót gazem z zagranicą, dokonujące przywozu gazu na potrzeby własne, nie utrzymywało zapasów gazu.

## 3. Ciepłownictwo

### 3.1. Stan i struktura rynku

#### 3.1.1. Lokalny charakter rynku

Podstawową cechą podmiotów funkcjonujących w obrębie sektora usług ciepłowniczych jest lokalny zasięg ich działalności. Poszczególne źródła i sieci ciepłownicze mają zasięg lokalny, co powoduje, że nie występuje wewnętrzny rynek ciepła w skali kraju, jak to jest w przypadku energii elektrycznej i gazu.

Specyfika zaopatrzenia w ciepło polega na tym, że ciepło jest dostarczane do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary. Podatność nośnika na utratę jakości w czasie transportu determinuje jego dostawę rurociągami na bliskie odległości.

Sektor usług ciepłowniczych wykorzystuje w swej działalności scentralizowane i rozproszone systemy zaopatrzenia w ciepło. Oznacza to, że potrzeby ciepłone odbiorców w zakresie ogrzewania i ciepłej wody użytkowej są pokrywane zarówno ciepłem wytwarzanym w scentralizowanych źródłach ciepła i dostarczanym za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców, jak też ciepłem wytwarzanym w lokalnych źródłach, indywidualnych dla poszczególnych odbiorców (systemy rozproszone).

Na lokalnym rynku ciepła odbiorca nie ma możliwości wyboru przedsiębiorstwa dostarczającego mu nośnik ciepła o określonych parametrach za pomocą sieci, a dostawca ma ograniczone możliwości pozyskiwania odbiorców, które wynikają z istniejących uwarunkowań technicznych (zasięg i parametry istniejących sieci) oraz ekonomicznych (wysoka kapitałochłonność budowy nowych odcinków sieci i jej

rozwój). Ponadto strony oprócz umowy związane są ze sobą trwałym przyłączeniem. Odbiorca ma natomiast teoretycznie możliwość wyboru źródła, z którego może zakupić ciepło dostarczane do niego siecią ciepłowniczą. Wybór ten jednak zawsze będzie silnie ograniczony uwarunkowaniami technicznymi, czyli m.in. układem sieci ciepłowniczej i zdolnością przesyłową poszczególnych jej odcinków.

W związku z tym konkurencja na lokalnym rynku ciepła może w pewnym zakresie rozwijać się pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi przy wyborze technologii wytwarzania ciepła, która z kolei powinna być czynnikiem wpływającym na obniżkę kosztów i cen oferowanych przez przedsiębiorstwa. Konkurencja jest również uzasadniona na etapie podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie istniejących systemów ciepłowniczych.

W systemach ciepłowniczych w Polsce obserwuje się duże zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych i ich silną zależność od warunków lokalnych oraz zaszczości historycznych. Poszczególne elementy systemów ciepłowniczych (źródła ciepła, sieci ciepłownicze, węzły cieplne) mogą należeć do różnych przedsiębiorstw, gmin lub innych właścicieli oraz mogą być eksploatowane przez różne przedsiębiorstwa.

Odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne na lokalnych rynkach ciepła obciąża głównie przedsiębiorstwa energetyczne. Stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, tzn. zdolność do zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców na lokalnym rynku ciepła zależy nie tylko od sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych, ale także od kondycji finansowej odbiorców, z którą bezpośrednio związana jest regularność opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze odbiorców wobec przedsiębiorstw mogą zagrażać utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

### 3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

#### 3.1.2.1. Podażowa strona rynku

Sektor zaopatrzenia odbiorców w ciepło charakteryzuje się znaczną liczbą przedsiębiorstw o dużym rozproszeniu geograficznym, które są bardzo zróżnicowane zarówno ze względu na rodzaj i zakres wykonywanej działalności, jak i stopień zaangażowania w działalność ciepłowniczą.

Przedsiębiorstwa działające w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło można podzielić na trzy zasadnicze grupy. Pierwsza z nich to tzw. grupa przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (klasa 40.30 według Polskiej Klasyfikacji Działalności – 70,7%), w skład której wchodzi zarówno zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne, zajmujące się dostarczaniem do odbiorców ciepła produkowanego we własnych ciepłowniach i elektrociepłowniach oraz ciepła kupowanego

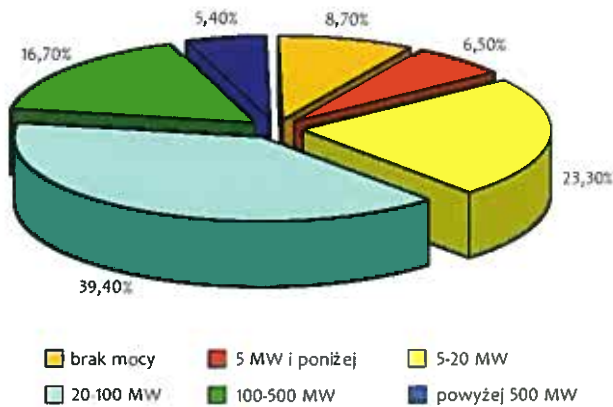
od innych producentów, jak również przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła. Druga grupa obejmuje przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej (klasa PKD 40.10 – 6,5%), czyli takie, które zajmują się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a produkcja ciepła jest dla nich działalnością dodatkową. Trzecia grupa przedsiębiorstw (pozostałe klasy PKD – 22,8%), obejmuje elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc podmioty, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej<sup>70)</sup>.

Przekształcenia własnościowe i kapitałowe w sektorze, trwające od początku lat 90-tych, spowodowały, że wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych znacznie zmniejszył się udział przedsiębiorstw państwowych (w 2007 r. wynosił 1,1%) na rzecz spółek z ograniczoną odpowiedzialnością (68,3%). Zmniejszyła się również co roku udział spółek akcyjnych (20,2%). Pozostałe ok. 10% przedsiębiorstw prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło to przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w większości przypadków są zintegrowane pionowo i posiadają koncesje na różne rodzaje działalności ciepłowniczej. Około 65% z nich łączy wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła, a ponad 25% oprócz wytwarzania i dystrybucji ciepła zajmuje się również obrotem.

Potencjał techniczny przedsiębiorstw ciepłowniczych charakteryzuje się dużym rozdrobnieniem i zróżnicowaniem. Przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadają różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło, jednak zdecydowaną przewagę ilościową mają źródła mniejsze (rys. 5). W 2007 r. 60% koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało źródłami o mocy osiągalnej do 50 MW. W 2008 r. moc zainstalowana koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła 62 752,3 MW, a osiągalna – 60 530,5 MW. Ponad 1/3 potencjału wytwórczego ciepłownictwa skupiona jest w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale mocy zainstalowanej i osiągalnej charakteryzowały się województwa: lubuskie, świętokrzyskie, podlaskie i warmińsko-mazurskie (po ok. 2%).

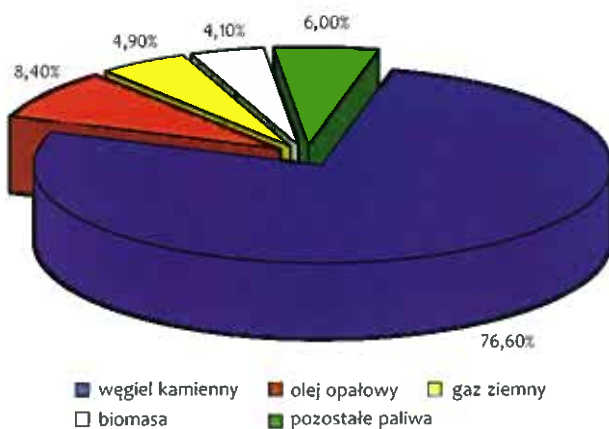
<sup>70)</sup> Zaprezentowany w tej części Sprawozdania opis sektora ciepłowniczego został przygotowany w oparciu o dane za 2007 r. zebrane w badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych przeprowadzonym w 2008 r. przez Prezesa URE. Badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zostały opisane w części II Sprawozdania w pkt 5.4 – „Statystyka publiczna”.



Rysunek 5. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy osiągalnej w 2007 r.

Około 90% koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmuje się wytwarzaniem ciepła. W 2007 r. wytworzyły one (wraz z odyskiem) prawie 435 tys. TJ ciepła. Część tych przedsiębiorstw (17,7%), wytwarzało ciepło w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Aktualnie ponad 62% wytworzonego ciepła (251 TJ) wyprodukowane zostało w kogeneracji, w elektrowniach i elektrociepłowniach należących zarówno do elektroenergetyki zawodowej, ciepłownictwa zawodowego, jak i do przemysłu.

Struktura paliw używanych do produkcji ciepła ulega w ostatnich latach niewielkiej zmianie. Podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła jest nadal węgiel kamienny, ale jego udział systematycznie się zmniejsza. Natomiast bardzo powoli rośnie udział ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy.



Rysunek 6. Struktura produkcji ciepła według używanych paliw w 2007 r.

Zróznicowanie terytorialne udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest dość duże. W 2007 r. w czterech województwach prawie całe ciepło wyprodukowane było z węgla kamiennego: podlaskim (96,9%), małopolskim (95,9%), świętokrzyskim (95,7%) i warmińsko-mazurskim (92,1%). W województwie mazowieckim prawie 30% całej

produkcji ciepła pochodziło z oleju opałowego ciężkiego. Natomiast w województwie lubuskim 67,7% ciepła wyprodukowane zostało z wykorzystaniem gazu ziemnego. Znaczące ilości gazu ziemnego używane były jeszcze w województwach: podkarpackim (29,5%), lubelskim (14,3%) i wielkopolskim (10,9%). Najwięcej ciepła z biomasy wytwarzane było w województwach: pomorskim (21,1%) i kujawsko-pomorskim (16,7%).

Potencjał techniczny przedsiębiorstw ciepłowniczych to poza źródłami wytwarzania również sieci ciepłownicze, których długość w 2007 r. wynosiła 18,8 tys. km. Najdłuższe sieci, o długości powyżej 50 km posiada tylko około 15% koncesjonowanych przedsiębiorstw. Natomiast około 23% przedsiębiorstw dysponuje sieciami krótkimi, o długości poniżej 5 km.

W 2007 r. łączna wartość majątku trwałego koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła brutto 39,3 mld zł, natomiast netto – 15,7 mld zł. Ponad 75% całego majątku ciepłowniczego netto było w posiadaniu przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (klasa PKD 40.30), a tylko 10% majątku należało do przedsiębiorstw spoza energetyki.

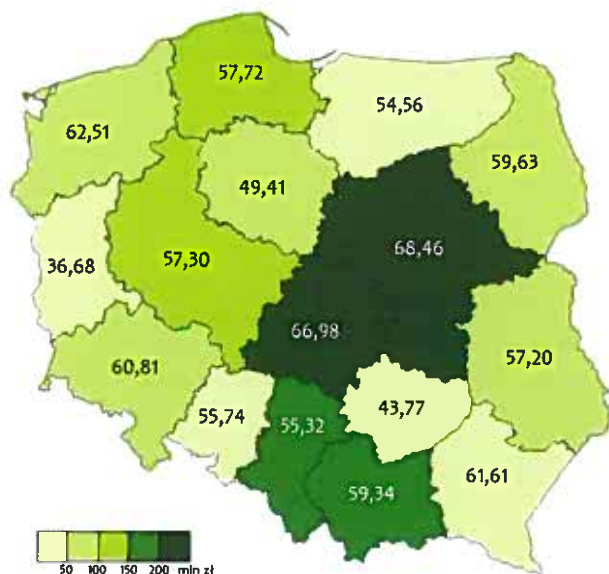
Niekorzystnym zjawiskiem obserwowanym w ciepłownictwie jest stały wzrost wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego<sup>71)</sup> – 60,1% w 2007 r. Wskaźnik ten przyjmuje bardzo różne wartości w poszczególnych przedsiębiorstwach. W 2007 r. sektor prywatny miał bardziej zdekapitalizowany majątek (62,7%) niż sektor publiczny (57,6%).

Wysoki stopień zużycia majątku trwałego skłania przedsiębiorstwa ciepłownicze do zwiększonego inwestowania w jego modernizację i rozwój z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska. Co roku zwiększa się liczba przedsiębiorstw realizujących przedsięwzięcia inwestycyjne. W 2007 r. przedsiębiorstwa przeznaczyły łącznie na modernizację, rozwój i ochronę środowiska 1 747,1 mln zł (rys. 7 – str. 53).

Nakłady po połowie zostały przeznaczone na inwestycje w źródła ciepła i sieci dystrybucyjne. Większość inwestycji (83%) przypadła na przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (klasa PKD 40.30). Natomiast prawie wcale nie inwestowały spółdzielnie mieszkaniowe. Ponad połowa nakładów inwestycyjnych w 2007 r. przypadła na sektor publiczny (55%), natomiast w sektorze prywatnym 80% to inwestycje przedsiębiorstw zagranicznych.

W charakterystyce potencjału sektora ciepłowniczego należy uwzględnić również stan zatrudnienia, który od kilku lat systematycznie się obniża. W 2007 r. zatrudnienie w przedsiębiorstwach ciepłowniczych kształtowało się na poziomie ponad 43 tys. w prze-

<sup>71)</sup> Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony jako iloraz wartości umorzenia majątku do wartości aktywów trwałych brutto.



Rysunek 7. Nakłady inwestycyjne oraz wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego w 2007 r.

przychody uzyskiwane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w większości przypadków umożliwiały w pełni pokrycie poniesionych kosztów. Kondycja finansowa sektora ciepłowniczego stale się poprawia, czego przejawem jest m.in. wzrost liczby przedsiębiorstw, które osiągają dodatni wynik finansowy.

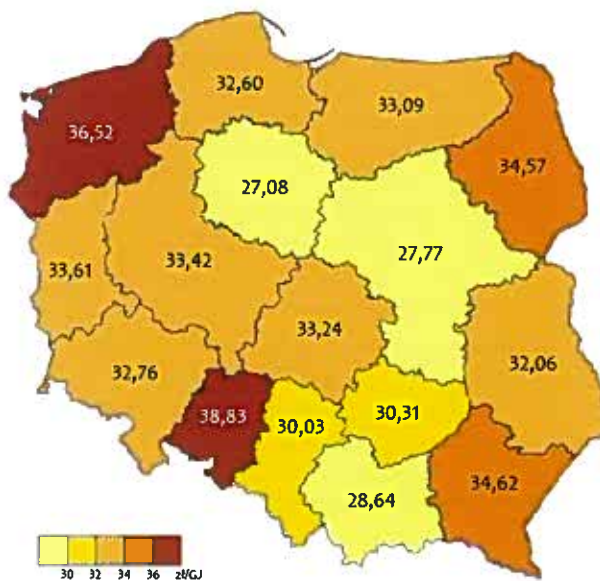
Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła stosowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze są istotnie zróżnicowane na terenie kraju. W 2007 r. średnia cena jednoskładnikowa ciepła w kraju ukształtowała się na poziomie 30,74 zł/GJ. Najwyższe jednoskładnikowe ceny ciepła stosowały jednostki samorządu terytorialnego (42,64 zł/GJ) oraz przedsiębiorstwa państwowe (40,44 zł/GJ). Natomiast przedsiębiorstwa przemysłowe, dla których dostarczanie ciepła do odbiorców jest działalnością uboczną stosowały najniższe ceny jednoskładnikowe ciepła (22,55 zł/GJ).

liczeniu na pełne etaty. Najwięcej etatów przypadało na przedsiębiorstwa działające w formie spółek akcyjnych, które skupiały 41,3% ogólnej liczby pełnozatrudnionych w koncesjonowanym ciepłownictwie. Przedsiębiorstwa, które łączyły dwa rodzaje działalności ciepłowniczej – wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję – zatrudniały 50% wszystkich pełnozatrudnionych w ciepłownictwie.

Podaż usług ciepłowniczych na lokalnych rynkach ciepła uwarunkowana jest zapotrzebowaniem odbiorców na dostawę ciepła. W ostatnich latach obserwowana jest spadkowa tendencja zapotrzebowania na ciepło, wynikająca m.in. z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji.

Znaczną część wyprodukowanego ciepła przedsiębiorstwa ciepłownicze zużywają na zaspokojenie potrzeb własnych ciepłych – około 30%. Pozostała jego część wprowadzana jest do sieci ciepłowniczych, zarówno własnych, jak również sieci będących własnością odbiorców. Przy czym ostatecznie do odbiorców przyłączonych do sieci, po uwzględnieniu strat podczas przesyłania, trafia niewiele ponad 60% wyprodukowanego ciepła. Prawie 47% ciepła oddanego do sieci w 2007 r. było przedmiotem dalszego obrotu.

Wielkość sprzedaży ciepła oraz jego ceny<sup>72)</sup> są podstawowymi elementami kształtującymi przychody w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. W 2007 r.



Rysunek 8. Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła w 2007 r.

Na zróżnicowanie cen ciepła istotny wpływ ma rodzaj paliwa używanego do jego produkcji. Najmniej konkurencyjnym paliwem był i jest olej opałowy lekki, bowiem średnia cena ciepła wyprodukowanego z tego paliwa była w 2007 r. 2,7 razy wyższa od ceny ciepła wyprodukowanego w źródle opalanym węglem kamiennym.

### 3.1.2.2. Odbiorcy ciepła

Ciepło dostarczane do odbiorców jest użytkowane do różnych celów, w zależności od charakteru potrzeb ciepłych. Potrzeby ciepłe odbiorców to przede wszystkim ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń, podgrzewanie wody wodociągowej oraz potrzeby technologiczne u odbiorców przemysłowych.

W związku ze znacznym ograniczeniem produkcji przemysłowej i rezygnacją z energochłonnych tech-

<sup>72)</sup> W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, nośnika ciepła, stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe określone w taryfie przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma podpisaną umowę na dostawę ciepła. Poziom cen zależy od wielu czynników, np. wielkości i rodzaju źródła ciepła, poziomu stałych i zmiennych kosztów, kosztów strat mocy, ciepła i nośnika ciepła, rodzaju odbiorców i charakteru ich potrzeb ciepłych.

nologii sektor usług ciepłowniczych stracił znaczną liczbę odbiorców. Głównym odbiorcą ciepła pozostaje obecnie sektor bytowo-komunalny, chociaż zużycie ciepła przez odbiorców z tego sektora ulega również sukcesywnemu zmniejszaniu. Związane jest to z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła – nowoczesne, energooszczędne systemy budownictwa, przedsięwzięcia termomodernizacyjne i racjonalizatorskie.

Znacznemu ograniczeniu ulegają również powierzchniowo ogrzewane za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło na rzecz innych indywidualnych sposobów ogrzewania, co w konsekwencji wpływa na zmniejszanie zapotrzebowania odbiorców na ciepło sieciowe. Wielu odbiorców rezygnuje tym samym z dostaw ciepła oferowanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Również inwestycje modernizacyjne w przedsiębiorstwach ciepłowniczych zmniejszające zużycie energii i obniżające koszty eksploatacji urządzeń ciepłowniczych mają wpływ na systematyczne obniżanie wielkości zamawianej mocy cieplnej przez odbiorców i zmniejszanie sprzedaży ciepła. Za mniej ważny czynnik, który determinuje zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło, można uznać zmiany klimatyczne – ocieplenie się klimatu.

Do sieci ciepłowniczych przyłączeni są zarówno odbiorcy końcowi, jak i odbiorcy, którzy pośredniczą w dalszej odsprzedaży ciepła. Wzajemne relacje między przedsiębiorstwami i odbiorcami ciepła zależą od organizacji systemu zaopatrzenia w ciepło, a w szczególności od zakresu działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze, jak też od zastosowanych rozwiązań technicznych w zakresie układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsca dostarczania ciepła do odbiorcy. Przedsiębiorstwa dokonują rozliczeń z odbiorcami na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczenia eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie o przyłączenie, umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłowych.

Określenie ilości ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego na pokrycie kilku rodzajów potrzeb cieplnych wymaga dokonania podziału łącznej ilości dostarczonego ciepła na poszczególne instalacje odbiorcze (np. instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody użytkowej), a także, w przypadku grupowego węzła cieplnego, podziału na poszczególne budynki, lokale mieszkalne i niemieszkalne. Podziałów tych dokonują zazwyczaj zarządcy zasobów mieszkaniowych i to oni ustalają poziom opłat za ciepło dla swoich odbiorców, realizowanych zazwyczaj w systemie zaliczkowym.

Dlatego istnieją rozbieżności pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a opłatami ponoszonymi przez in-

dywidualnych odbiorców w lokalach. Wzrost cen ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosił w 2007 r. 2,9% i był nieco wyższy od odnotowanego w tym okresie przez Główny Urząd Statystyczny wzrostu cen u odbiorców bytowo-komunalnych (2,7%) oraz wyższy od wskaźnika inflacji (2,5%) o 0,4 punktu procentowego<sup>73)</sup>.

## 3.2. Regulacja

Regulacja prawno-ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych ze względu na lokalny charakter rynku realizowana jest w oddziałach terenowych URE. Szczegółowe dane liczbowe przedstawione są w Aneksie 4 do niniejszego Sprawozdania.

### 3.2.1. Koncesjonowanie

Obowiązkiem uzyskania koncesji jest objęta cała działalność gospodarcza dotycząca zaopatrzenia odbiorców w ciepło, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej nie przekraczającej 5 MW, wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc cieplna zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Udzielanie koncesji następuje na wniosek przedsiębiorcy i opiera się wyłącznie na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności. Koncesje są stabilnym instrumentem regulacji z określonym okresem ich ważności oraz zasadami zmian warunków koncesji lub jej cofnięcia.

W 2008 r. można zauważyć dalsze zmniejszanie ilości koncesjonariuszy, związane z przejmowaniem majątku przedsiębiorstw koncesjonowanych przez innych koncesjonariuszy oraz ograniczaniem zakresu tej działalności gospodarczej skutkującym brakiem obowiązków posiadania koncesji. Największy udział wśród decyzji dotyczących koncesji na ten zakres działalności gospodarczej stanowiły rozstrzygnięcia o ich zmianach wynikających przede wszystkim z przeprowadzanych modernizacji systemów zaopatrzenia w ciepło. Kontynuowano też prowadzenie postępowań w sprawie przedłużania terminu ważności koncesji wydanych w 1998 r., a których termin ważności upływa w 2009 r.

W 2008 r. po raz pierwszy od początku działalności URE wydana została decyzja na podstawie art. 40 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nakazująca przedsiębiorstwu w upadłości prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła oraz określony został koszt tej działalności. Wydana decyzja w powyższym zakresie wynikała z koniecz-

<sup>73)</sup> Biuletyn Statystyczny GUS, Nr 3, kwiecień 2008.



ności zapewnienia dostaw ciepła na cele grzewcze dwóch osiedli mieszkalnych w Starachowicach oraz na cele technologiczne dla przedsiębiorców funkcjonujących na terenie Specjalnej Strefy Ekonomicznej „STARACHOWICE” zatrudniającej ok. 6 tys. pracowników. Przedsiębiorstwo dotychczas prowadzące działalność gospodarczą w powyższym zakresie utraciło koncesję z powodu upływu terminu, na jaki koncesja ta została wydana. Ze względów ekonomicznych przedsiębiorstwo to postawione zostało w stan upadłości i zgodnie z obowiązującym porządkiem prawnym niemożliwym było przedłużenie ani udzielenie nowej koncesji temu podmiotowi. Brak alternatywnych źródeł ciepła na tym terenie determinował wydanie decyzji nakazującej przedsiębiorstwu w upadłości prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła.

Według stanu na 31 grudnia 2008 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło miało 520 przedsiębiorstw. Odpowiednie dane są przedstawione w Aneksie 4 do niniejszego Sprawozdania.

### 3.2.2. Taryfowanie ciepła

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE (art. 47 ustawy – Prawo energetyczne). Obowiązek ten jest koniecznością ekonomiczną znajdującą oparcie w aktach prawnych.

#### 3.2.2.1. Podstawy ustalania taryf dla ciepła

W 2008 r. podstawą taryfowania w ciepłownictwie było rozporządzenie określające zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, które weszło w życie pod koniec 2006 r.<sup>74)</sup>, dzięki czemu jego zapisy były sprawniej realizowane przez przedsiębiorstwa, szczególnie ten dotyczący możliwości ujmowania w planowanych przychodach związanych z dostarczaniem ciepła do odbiorców uzasadnionego zwrotu z kapitału, zaangażowanego w tę działalność gospodarczą, również własnego. Ocena taryf dla ciepła przedkładanych do zatwierdzenia dokonywana jest przez Regulatora w oparciu o pełny, obiektywny materiał dowodowy (w celu wyeliminowania uznaniowości), na który składają się: sprawozdanie finansowe oraz materiały zawierające dane dotyczące m.in. porównania kosztów jednostkowych, analizy wzrostu i poziomu średnich cen i stawek opłat, udokumentowanych

oszczędności wynikających z poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Niewiele przedsiębiorstw w 2008 r. skorzystało z możliwości (funkcjonującej od dawna w rozporządzeniach taryfowych) zatwierdzenia taryfy na co najmniej dwuletni okres jej obowiązywania, co wynikało m.in. z dynamicznych zmian warunków prowadzenia działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, w tym w szczególności wzrostu cen paliw oraz usług.

#### 3.2.2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Ogółem w okresie sprawozdawczym (tj. w 2008 r.) oddziały terenowe zatwierdziły 382 i zmieniły 353 taryf dla ciepła (patrz Aneks 4). Większość zmian podyktowana była rosnącymi cenami paliwa (głównie węgla kamiennego) oraz cenami energii elektrycznej. Na koniec roku, tj. według stanu na 31 grudnia 2008 r., w toku rozpatrywania znajdowało się 59 wniosków o zatwierdzenie taryf (pełny zestaw informacji w Aneksie 4).

Przedkładane do zatwierdzenia taryfy dla ciepła zawierają ceny i stawki opłat za dostarczanie ciepła, określone przepisami rozporządzenia taryfowego. Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe planowane dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2008 r., zaprezentowane w tab. 13 (str. 56), określone zostały na podstawie średnich wskaźnikowych cen ciepła i średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe obliczonych dla pierwszego roku stosowania taryf oraz rocznej sprzedaży ciepła – planowanej przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy.

Średni wzrost cen ciepła w taryfach zatwierdzonych w 2008 r. ukształtował się na poziomie 7,92%, a stawek opłat za usługi przesyłowe na poziomie 7,87%. Razem ceny i stawki opłat wzrosły średnio o 7,90% w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające taryfy, przy pierwotnie proponowanym wzroście 13,36%. Ostatecznie obniżenie, w wyniku działań regulacyjnych, proponowanego wskaźnika wzrostu spowoduje, iż odbiorcy ciepła zapłacą około 481 mln zł mniej niż planowały pierwotnie przedsiębiorstwa ciepłownicze, którym zatwierdzano taryfy w 2008 r.

#### 3.2.3. Pozostała działalność OT dot. ciepłownictwa: w sprawach spornych, wydane postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw, skargi, informacje o odmowie przyłączenia do sieci przysyłane przez przedsiębiorstwa, nałożone kary

Oddziały terenowe w ramach działań regulacyjnych na rynku ciepłowniczym, poza koncesjonowaniem i zatwierdzaniem taryf, zajmują się również rozpatrywa-

<sup>74)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 193, poz. 1423).

**Tabela 13.** Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2008 r.

| Lp. | Województwo         | Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła |  | Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła |  |
|-----|---------------------|---|--|---|--|
|     |                     | liczba przedsiębiorstw  | średnioważona cena ciepła „ogółem” [w zł/GJ] | liczba przedsiębiorstw  | średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [w zł/GJ] |
| 1   | Mazowieckie         | 27  | 23,11  | 27  | 10,08  |
| 2   | Dolnośląskie        | 22  | 29,58  | 23  | 12,52  |
| 3   | Opolskie            | 9   | 30,98  | 10  | 12,46  |
| 4   | Kujawsko-pomorskie  | 22  | 32,17  | 19  | 11,78  |
| 5   | Wielkopolskie       | 28  | 29,42  | 24  | 13,55  |
| 6   | Pomorskie           | 18  | 36,07  | 19  | 16,38  |
| 7   | Warmińsko-mazurskie | 20  | 30,32  | 17  | 12,74  |
| 8   | Małopolskie         | 20  | 25,22  | 17  | 14,00  |
| 9   | Podkarpackie        | 23  | 34,68  | 21  | 11,69  |
| 10  | Śląskie             | 39  | 26,52  | 42  | 12,11  |
| 11  | Łódzkie             | 23  | 28,81  | 23  | 11,36  |
| 12  | Świętokrzyskie      | 15  | 37,12  | 14  | 12,77  |
| 13  | Zachodniopomorskie  | 26  | 31,94  | 23  | 13,36  |
| 14  | Lubuskie            | 12  | 33,98  | 11  | 11,91  |
| 15  | Lubelskie           | 15  | 28,23  | 17  | 11,65  |
| 16  | Podlaskie           | 15  | 27,55  | 14  | 12,48  |
| 17  | Ogółem kraj         | 334   | 27,68  | 321   | 12,14  |

Źródło: URE.

niem skarg na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych, rozstrzygnięciem sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, nakładaniem kar pieniężnych na przedsiębiorstwa ciepłownicze i monitorowaniem ich działalności. Ponadto pracownicy oddziałów udzielają wyjaśnień na zapytania kierowane do oddziałów oraz informacji dotyczących praw i obowiązków odbiorców paliw i energii.

Rok 2008 był czwartym z kolei, w którym Prezes URE mógł zgłaszać zastrzeżenia do odmów przyłączenia przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych. Przestanką wprowadzenia tej regulacji prawnej była ochrona interesu potencjalnych odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. W przypadku

przedsiębiorstw ciepłowniczych, liczba rozpatrywanych spraw dotyczących odmowy przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych utrzymywała się na marginalnym poziomie w stosunku do innych nośników energii.

Ponadto oddziały terenowe są mocno zaangażowane w działalność informacyjno-promocyjno-patronacką w zakresie: upowszechniania praw odbiorców energii, w tym zmian sprzedawcy; uwrażliwiania organów samorządowych na problemy ubóstwa energetycznego; propagowania efektywności energetycznej i energooszczędności; promowania wiedzy na temat rynku energii. Szerzej o tych sprawach w cz. III Sprawozdania. Oddziały terenowe na bieżąco współpracują z UOKiK, rzecznikami konsumentów i z samorządami lokalnymi.

## 4. Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty

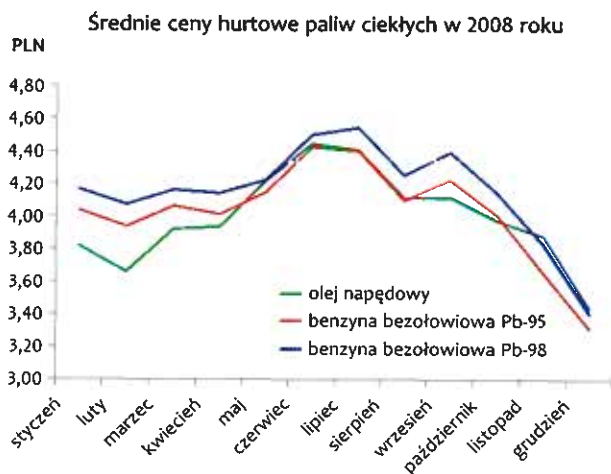
### 4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych

#### 4.1.1. Ogólna charakterystyka rynku

**Produkcja i Sprzedaż.** Hurtowa sprzedaż paliw jest prowadzona w ponad 80% przez PKN Orlen SA i Grupę Lotos SA, którzy to przedsiębiorcy są również głównymi producentami paliw i jako jedyni na terenie kraju produkują paliwa ciekłe z ropy naftowej.

**Obrót detaliczny** benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest w zasadzie na stacjach paliw. Na terenie kraju funkcjonuje około 7 000 stacji paliw oraz około 5 900 stacji auto-gazu. Około 50% stacji paliw należy do przedsiębiorców indywidualnych, natomiast pozostałe są własnością lub też działają pod szyldem sieci detalicznych należących do spółek takich jak: PKN Orlen SA, Grupa Lotos SA, Shell, Statoil, BP, Lukoil, Neste itp. Dynamicznie rozwija się również rynek stacji paliw przy sklepach wielkopowierzchniowych.

**Ceny paliw ciekłych** uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, od wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu złotego wobec USD oraz euro. Ceny paliw ciekłych nie są regulowane przez Prezesa URE, ani przez żaden inny organ państwa. Ze względu na dużą obniżkę ceny ropy naftowej, ceny paliw ciekłych spadły w drugiej połowie roku do poziomu z pierwszego półrocza 2006 r.



Rysunek 9. Średnie ceny brutto benzyny bezołowiowej Pb-95 i Pb-98 oraz oleju napędowego na rynku hurtowym w 2008 r. (Źródło: URE na podstawie danych PKN ORLEN SA i Grupy LOTOS SA)

**Jakość paliw.** W porównaniu do roku poprzedniego wzrosła ilość podmiotów, u których stwierdzono złą jakość paliw ciekłych<sup>75)</sup>. Powyższe wynikało z dwóch po-

wodów: po pierwsze, Inspekcja Handlowa rozpoczęła kontrolę gazu płynnego LPG, który dotychczas nie był w pełnym zakresie kontrolowany, po drugie, badane były dodatkowo nowe parametry jakościowe oleju napędowego i benzyn bezołowiowych. Ogółem 4,2% stacji paliw sprzedawało olej napędowy oraz benzynę silnikową o niewłaściwej jakości, tj. o 2,5% więcej niż rok wcześniej.

**Wnioski.** Od kilku lat obserwowane są coraz wyraźniejsze trendy na rynku paliw ciekłych, polegające na:

- 1) dominacji w handlu hurtowym dwóch firm: PKN Orlen SA i Grupę Lotos SA,
- 2) względnie zadawalającej konkurencji na rynku detalicznym,
- 3) wzroście sprzedaży oleju napędowego przy spadku benzyn silnikowych i oleju opałowego,
- 4) wysoką, w porównaniu z innymi krajami europejskimi, sprzedażą auto-gazu.

#### 4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania

Kwestie dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych nie uległy w 2008 r. zmianie (art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). W dalszym ciągu jedyną działalnością, która nie wymaga udzielania koncesji w zakresie paliw ciekłych, jest obrót gazem płynnym (LPG), o ile roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 tys. euro. Regulacje te nie sprawiały większości przedsiębiorców trudności w ich interpretacji i stosowaniu, problemy, podobnie jak w latach poprzednich, dotyczyły jedynie prawidłowego zdefiniowania działalności polegającej na magazynowaniu paliw ciekłych oraz wytwarzaniu gazu płynnego. Należy zatem podkreślić, że magazynowanie paliw polega na przechowywaniu w zbiornikach eksploatowanych przez przedsiębiorcę paliwa, którego właścicielem jest inny przedsiębiorca. Magazynowaniem paliw nie jest natomiast przechowywanie paliw będących własnością przedsiębiorcy, które następnie będą przez niego sprzedane. Pewne trudności dotyczyły także zidentyfikowania działalności polegającej na wytwarzaniu gazu płynnego, do której zaliczamy komponowanie mieszanin węglowodorowych o różnych parametrach jakościowych.

Rynek paliw ciekłych charakteryzuje się dużą dynamiką dotyczącą zarówno form, jak i sposobów prowadzenia działalności. Skutkuje to częstymi zmianami w przedsiębiorstwach, dlatego też w 2008 r. największą ilość prowadzonych postępowań administracyjnych stanowiły postępowania w sprawie zmiany, cofnięcia, czy stwierdzenia wygaśnięcia koncesji.

Najczęstszą przyczyną zmian w koncesjach były zmiany: siedziby, składu osobowego spółek osobowych lub formy prawnej (ze spółki cywilnej na spółkę jawną), nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności o nowy rodzaj paliwa. Pojawiały się także wnioski spowodowane komercjalizacją przedsiębiorcy,

<sup>75)</sup> Zgodnie z informacjami przekazywanymi do URE przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

czy połączeniem lub podziałem w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych. O zmianę koncesji występowały również podmioty, które powstały w wyniku prywatyzacji przedsiębiorstwa posiadającego koncesję lub wniesieniem go aportem do spółki prawa handlowego, chociaż w takich przypadkach dokonanie zmian koncesji nie jest możliwe. Co warte podkreślenia, nie można kupić przedsiębiorstwa z koncesją, gdyż byłoby to obejście przepisów prawa<sup>76)</sup>. W nielicznych przypadkach postępowania w sprawie zmiany koncesji kończone były wydaniem decyzji odmownej, bądź też pozostawieniem wniosku bez rozpatrzenia. Najczęstszą tego przyczyną, podobnie jak to miało miejsce w przypadku odmowy udzielenia koncesji, był brak posiadania lub brak możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych lub technicznych pozwalających prawidłowo wykonywać działalność gospodarczą w zakresie, w jakim wnioskował o zmianę koncesji.

W roku sprawozdawczym prowadzone były również postępowania w sprawie przedłużenia okresu obowiązywania koncesji udzielonych w latach 1998 i 1999. Większość przedsiębiorców, pomimo wyraźnego brzmienia art. 39 ustawy – Prawo energetyczne, nie złożyła wniosku w wymaganym terminie, tj. na 18 miesięcy przed wygaśnięciem koncesji. Skutkowało to koniecznością udzielenia nowych koncesji, a nie przedłużania dotychczas obowiązujących.

Podjęmowanie decyzji w sprawie cofnięcia koncesji następowało, gdy przedsiębiorca:

- zaprzestał wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej,
- nie uiszczał opłat koncesyjnych,
- w sposób rażąco naruszył warunki udzielonej koncesji (np. dokonywał odbarwiania oleju opałowego i wprowadzał go do obrotu jako olej napędowy).

Tabela 14. Koncesjonowanie paliw ciekłych

| Zakres działania          | Liczba koncesji udzielonych w 2008 r. | Zmiany koncesji | Cofnięcia lub wygaśnięcia | Liczba koncesji ważnych na koniec 2008 r. |
|---------------------------|---------------------------------------|-----------------|---------------------------|---|
| Wytwarzanie               | 13                                    | 18              | 16                        | 89  |
| Przesyłanie i dystrybucja | 0                                     | –               | –                         | 1   |
| Magazynowanie             | 6                                     | 14              | 9                         | 98  |
| Obrót                     | 584*                                  | 469             | 509                       | 8 672                                     |
| Razem                     | 603                                   | 501             | 534                       | 8 860                                     |

\* W tym aż 568 koncesji udzielonych w oddziałach terenowych URE.

Źródło: URE.

Ponadto koncesja udzielona przedsiębiorstwu wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji (art. 42 ustawy – Prawo energetyczne). O tym fakcie Prezes URE dowiaduje

się z reguły od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem urzędu. Kierowana do nich korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia.

**Wytwarzanie paliw ciekłych.** Wnioski o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw dotyczyły wytwarzania benzyn silnikowych, olejów napędowych, olejów opałowych, biopaliw, a także gazu płynnego.

**Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych.** Koncesja na przesyłanie oraz dystrybucję paliw ciekłych posiada jeden przedsiębiorca, który w 2008 r. zwrócił się z wnioskiem o przedłużenie okresu jej obowiązywania.

**Magazynowanie paliw ciekłych.** Wnioski o udzielenie koncesji na magazynowanie paliw ciekłych w 2008 r. pochodziły od przedsiębiorców, którzy posiadali infrastrukturę techniczną wcześniej użytkowaną w innym celu, np. zbiorniki służyły jedynie do gromadzenia paliw na własne potrzeby.

**Obrót paliwami ciekłymi.** Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2008 r. polegało na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy: (1) wybudowali nowe miejsca sprzedaży paliw, (2) planowali wykonywać działalność w oparciu o przejętą istniejącą już infrastrukturę techniczną, (3) złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi kończyła się ich przyznaniem. Odmowa następowała w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem i/lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną.

Charakterystyka ilościowa koncesjonowania paliw ciekłych jest zawarta w tab. 14, natomiast w tab. 6 Aneksu 4 są podane informacje w podziale na oddziały terenowe.

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych (*sensu largo*) istotna jest także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Przebiega to dwutorowo: z jednej strony od instytucji

<sup>76)</sup> Patrz wyrok SOKiK z 25 sierpnia 2008 r., sygn. akt AmE 152/07.

państwowych i służb wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje o poszczególnych przedsiębiorcach posiadających koncesję; z drugiej natomiast strony, organy administracji i służby nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania czynności nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesje<sup>77)</sup>.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje dwojakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do indywidualnie ocenionego przypadku, albo cofnąć koncesję, albo nałożyć karę pieniężną. Cofnięcie koncesji jest najdotkliwszą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Kary pieniężne natomiast nakładane są na przedsiębiorców, którzy nie przestrzegają obowiązków wynikających z koncesji<sup>78)</sup>.

Prezes URE kontynuował również współpracę z innymi organami państwowymi, do zadań których należy kontrolowanie przedsiębiorców wykonujących działalność związaną z rynkiem paliw ciekłych<sup>79)</sup>.

Nadal podejmowane były starania, realizowane głównie siłami oddziałów terenowych, o stworzenie w każdym województwie, przy aktywnym udziale wojewody, platformy internetowej zawierającej informacje o wszystkich stacjach paliw działających na terenie województwa i przedsiębiorcach prowadzących te stacje. Platformy takie powstały w 13 województwach, nie powstały natomiast nadal w województwach: mazowieckim, łódzkim i warmińsko-mazurskim.

## 4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych

### 4.2.1. Podstawy prawne

Ustawa o biopaliwach zobowiązuje Prezesa URE do monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, prowadzonego na podstawie:

- A. Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału przez wytwórców biokomponentów<sup>80)</sup>, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów użytych surowców, wytworzonych oraz wprowadzonych do obrotu biokomponentów, a także kosztów związanych z wytwarzaniem biokomponentów.
- B. Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych<sup>81)</sup>, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, oraz sposobu ich rozdysponowania, a także kosztów związanych z wytworzeniem paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.
- C. Danych z systemów administracji celnej, przekazywanych przez Ministra Finansów w formie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach), które powinny zawierać informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych<sup>82)</sup>.

Należy podkreślić, że również w 2008 r. informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych od Ministra Finansów były sporządzone wyłącznie według kodów CN i nie uwzględniały podziału na biokomponenty, paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe, zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 3-11 i pkt 23 oraz ust. 2 ustawy o biopaliwach. Taki stan rzeczy powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach jest ograniczona.

<sup>77)</sup> Najwięcej takich informacji nadesłał Główny Inspektor Inspekcji Handlowej (o przedsiębiorcach wprowadzających do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości), ale także prokuratury, Policja, CBŚ, ABW itp.

<sup>78)</sup> Wymierzona kara może stanowić nawet 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy z działalności koncesjonowanej. Przy czym kary na takim poziomie należą do rzadkości.

<sup>79)</sup> Np. przedstawiciele urzędu uczestniczyli w cyklicznym seminarium szkoleniowym zorganizowanym przez Wyższą Szkołę Policji w Szczytnie pod tytułem „Współdziałanie organów ścigania i instytucji państwowych w zakresie ochrony interesów ekonomicznych i finansowych RP i UE w związku z obrotem paliwami ciekłymi”, w trakcie którego przedstawiali zasady koncesjonowania działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi oraz napotykanne problemy podczas wszczynania i prowadzenia sankcyjnych postępowań administracyjnych. Podkreślali oni także wagę informacji, które powinny być przekazywane przez organy ścigania organowi koncesyjnemu.

<sup>80)</sup> Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów.

<sup>81)</sup> Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- b) importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego biokomponentów.

<sup>82)</sup> Minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi Agencji Rynku Rolnego, sporządzone według kodów CN, na podstawie danych z systemów administracji celnej, sprawozdanie kwartalne zawierające informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach).

Mając na względzie konieczność ułatwienia prezentacji i standaryzacji danych (w trybie art. 30 ust. 1 i ust. 2 ustawy o biopaliwach), oraz ich ujednoczenia i zapewnienia ich porównywalności, w URE zostały opracowane, z uwzględnieniem zakresu regulacji ustawowych, formularze sprawozdawcze, oddzielnie dla wytwórców biokomponentów (oznaczone symbolem DPE-4.1) i oddzielnie dla producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (oznaczone symbolem DPE-4.2).

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE (art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach)<sup>83)</sup>. Stanowią one m.in. podstawę dla sporządzenia i przedstawienia Radzie Ministrów, przez Ministra Gospodarki, corocznych raportów dla Komisji Europejskiej<sup>84)</sup>.

Natomiast niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej (por. część II pkt 5.3 Sprawozdania)

Istotną kompetencją Prezesa URE, realizującą zobowiązania Polski wynikające z przepisów dyrektywy 2003/30/WE, jest ponadto monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW)<sup>85)</sup>. Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych<sup>86)</sup>.

<sup>83)</sup> W myśl art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach, raporty kwartalne Prezesa URE przekazywane są ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska.

<sup>84)</sup> Raporty te dotyczą realizacji zobowiązań Polski wynikających z przepisów dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, co wynika wprost z art. 32 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

<sup>85)</sup> Zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 24 ustawy o biopaliwach, Narodowy Cel Wskaźnikowy oznacza minimalny udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie, liczony według wartości opałowej. Art. 23 ust. 3 tej ustawy zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych z uwzględnieniem stanu wiedzy technicznej w tym zakresie. 9 stycznia 2008 r. zostało opublikowane rozporządzenie Ministra Gospodarki z 27 grudnia 2007 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych (Dz. U. Nr 3, poz. 12), które weszło w życie 24 stycznia 2008 r.

<sup>86)</sup> Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 5 w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 ustawy o biopaliwach, kto będąc podmiotem realizującym NCW, 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, podlega karze pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE, której sposób wyliczenia został określony w art. 33 ust. 5 ustawy o biopaliwach. W myśl art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach, wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa powyżej, stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Jednocześnie Rada Ministrów, co trzy lata, do 15 czerwca danego roku, określa, w drodze rozporządzenia, NCW na kolejne sześć lat, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy Unii Europejskiej w tym zakresie<sup>87)</sup>. Aktualnie obowiązuje rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r.<sup>88)</sup>, z którego wynika, że pierwszym rokiem kalendarzowym, w którym powinna nastąpić realizacja NCW, jest rok 2008, a wysokość NCW na 2008 r. wynosi 3,45%. W związku z powyższym, w 2008 r. podjęte zostały działania związane z przygotowaniem do rozliczenia przedsiębiorców z realizacji tego obowiązku – w tym udzielono szeregu wyjaśnień na wątpliwości zgłaszane przez przedsiębiorców oraz odbyto szereg spotkań z zainteresowanymi przedsiębiorcami i organami administracji publicznej. Celem podejmowania tych działań była analiza problemów pojawiających się w związku z realizacją NCW. Ponadto, w celu ujednoczenia sposobu prezentacji danych, dotyczących realizacji NCW w 2008 r. oraz usprawnienia procesu przekazywania tych danych, w URE opracowano specjalny formularz sprawozdawczy (oznaczony symbolem DPE-4.3).

Dokonanie wskazanych powyżej precyzyjnych ustaleń było bardzo istotne dla podmiotów realizujących NCW, to jest przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytworzenia, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, którzy sprzedają lub zbywają je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zużywają na potrzeby własne<sup>89)</sup>. Podmiot realizujący NCW jest obowiązany zapewnić w danym roku co najmniej minimalny udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych przez niego na potrzeby własne<sup>90)</sup>.

## 4.2.2. Biokomponenty

W 2008 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzane przez wytwórców biokomponentów.

Zebrań dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2008 r. zawarte zostało w tab. 15 na str. 61.

<sup>87)</sup> Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

<sup>88)</sup> Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008-2013 (Dz. U. Nr 110, poz. 757).

<sup>89)</sup> Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

<sup>90)</sup> Art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

Tabela 15. Biokomponenty – podstawowe informacje

| Wyszczególnienie  | Jedn. miary | Ogółem  | Bioetanol | Ester   | Czysty olej roślinny |
|---|-------------|---------|-----------|---------|----------------------|
| Ilość biokomponentów wytworzonych przez ogół wytwórców                  | [ton]       | 385 482 | 86 954    | 167 115 | 131 413              |
| Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców na terytorium kraju    | [ton]       | 303 718 | 70 433    | 157 107 | 76 178               |
| Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców podmiotom zagranicznym | [ton]       | 65 833  | 5 612     | 1 502   | 58 719               |

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych w: I, II, III, IV kwartale 2008 r. odpowiednio od 59, 57, 52 i 53 wytwórców.

### 4.2.3. Biopaliwa ciekłe

W 2008 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne spo-

ządzane przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych. Zebrane dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczący 2008 r. zawarte zostało w tab. 16.

Tabela 16. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

| Wyszczególnienie   | Jedn. miary | Ogółem  | Na bazie benzyn silnikowych | Na bazie oleju napędowego | Ester (samoistne paliwo) |
|--|-------------|---------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów   | [ton]       | 95 432  | 0                           | 46 353                    | 49 079                   |
| Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju   | [ton]       | 120 760 | 0                           | 44 914                    | 75 847                   |
| Biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach oraz zużyte na potrzeby własne | [ton]       | 10 050  | 0                           | 37                        | 10 013                   |

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych w: I, II, III i IV kwartale 2008 r. odpowiednio od 78, 75, 73 i 71 producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

## 5. Inne zadania Prezesa URE

### 5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

#### 5.1.1. Kontrola stosowania taryf

Jednym z obszarów, które podlegają kontroli Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 2 Prawa energetycznego, jest kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła.

Choć działalność regulacyjna nie może być utożsamiana z zadaniami kontrolnymi, to Prezes URE zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii prowadzi działalność kontrolną w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika, poprzez analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. Przedłożona przez przedsiębiorstwo energetyczne taryfa podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, o ile jest zgodna z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46 ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE prowadzi również bieżący nadzór wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców energii pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami, a dotyczących: sposobów rozliczeń, okresów rozliczeniowych, naliczania opłat za energię bierną, przekroczenia mocy itp. W większości napływającej korespondencji udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z niezajomości tematu przez piszącego, a w pojedynczych przypadkach podejmowano interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, mające na celu pomoc odbiorcy i doprowadzenie do rozliczeń zgodnych z warunkami określonymi w taryfie.

#### 5.1.2. Działania interwencyjne

Na początku 2008 r. do Północno-zachodniego Oddziału Terenowego URE w Szczecinie napłynęła duża ilość skarg odbiorców gazu na wzrost zużycia paliwa gazowego. Odbiorcy zwykle nie analizowali otrzymanych rachunków w powiązaniu z długością okresu rozliczeniowego, nie porównywano także zużycia gazu w analogicznych okresach rozliczenio-

wych. Sugerowano, iż przyczyną zwiększonych rachunków za dostarczony gaz jest jego zła jakość.

Z tego też powodu przeprowadzona została kontrola parametrów gazu ziemnego wysokometanowego dostarczanego sieciami. Poza dokumentacją dostarczoną przez dostawców paliwa gazowego uzyskano wyniki codziennych badań parametrów gazu prowadzonych przez największego odbiorcę gazu w regionie – Zakłady Chemiczne „Police” SA, ponadto URE zlecił do wykonania badania jakości gazu przez niezależne, specjalistyczne laboratorium Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.

W wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że w zakresie ciepła spalania dostarczane paliwo spełniało określone przepisami wymagania. Wyniki kontroli zawiera „Raport z badania i oceny gazu ziemnego sporządzony w wyniku skarg odbiorców na wysokie zużycie i złą jakość gazu” (opublikowany na stronie internetowej URE).

Jednocześnie kontrola sposobu działania przedsiębiorstw gazowniczych wykazała inne nieprawidłowości. W konsekwencji wystosowano zalecenia pokontrolne do PGNiG SA. Zalecono m.in. wymianę gazomierzy nie posiadających ważnej dokumentacji Urzędu Miar i Wag i dokonanie korekt rozliczeń za dostarczany gaz (w przypadku, kiedy rozliczenia były prowadzone na podstawie gazomierzy niesprawnych lub bez ważnych cech legalizacyjnych), uaktualnienie umów zawartych z odbiorcami paliw gazowych, wprowadzenie stałej kontroli jakości gazu wprowadzanego do systemu. Ponadto zobowiązano przedsiębiorstwo do przedstawienia na własnej stronie internetowej danych dotyczących jakości (składu chemicznego) paliwa gazowego wprowadzonego do systemu gazowniczego.

W 2008 r. przeprowadzono pięć postępowań wyjaśniających, mających na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorstwa energetyczne wykonują działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną zgodnie z warunkami określonymi w udzielonych koncesjach oraz jedno postępowanie co do naruszenia prawa przy procedurze wstrzymania dostaw przez przedsiębiorstwo energetyczne. W związku z dokonanymi ustaleniami w jednym przypadku została wymierzona kara pieniężna w wysokości 25 000 zł, a w dwóch przypadkach zostało wszczęte postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Mimo wprowadzonych uproszczeń (patrz część II pkt 1.4.1 Sprawozdania) odbiorcy mają czasem problem ze zmianą sprzedawcy. W takich przypadkach, kiedy naruszane jest prawo odbiorców do swobodnego wyboru sprzedawcy (art. 4j ustawy – Prawo energetyczne), Prezes URE każdorazowo podejmuje działania interwencyjne.

Przykładem takich działań Regulatora może być interwencja przy problemach, z którymi w grudniu 2008 r. spotkało się przedsiębiorstwo KARBONIA PL.

Przedsiębiorstwo kupowało energię elektryczną od Vattenfall Sales Poland SA. Natomiast w 2009 r. KARBONIA PL zamierzała zmienić sprzedawcę na spółkę KOPEX SA. Zgodnie z obowiązującymi procedurami Vattenfall Distribution Poland SA otrzymał zgłoszenie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy KARBONIA PL a spółką KOPEX. Zgłoszenie zostało dokonane przez KOPEX SA 5 grudnia 2008 r. Ponieważ Vattenfall Sales Poland SA – w ocenie KARBONIA PL i KOPEX SA – zaprzeczał rozwiązaniu dotychczasowej umowy sprzedaży przedsiębiorstw, te zwróciły się do Prezesa URE o zajęcie stanowiska w sprawie odmowy przyjęcia zgłoszenia zmiany sprzedawcy przez VDP SA. Regulator podjął działania zmierzające do polubownego rozwiązania kwestii spornych. Mediacja Regulatora w pełni się powiodła i od 1 stycznia 2009 r. przedsiębiorstwo KARBONIA PL jest zaopatrywane w energię elektryczną przez spółkę KOPEX SA.

W 2008 r. Prezes URE podejmował również działania interwencyjne w sprawach dotyczących obciążania przez operatorów systemów dystrybucyjnych sprzedawców, działających na ich terenie kosztami odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy.

W dwóch przypadkach sprzedawcy energii wystąpili do Prezesa URE z wnioskiem o zajęcie stanowiska w tej sprawie. W wyniku interwencji Prezesa URE operatorzy wycofali się z proponowanych zapisów generalnych umów dystrybucji.

## 5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych jest sprawdzenie (poprzez przeprowadzanie odpowiednich egzaminów) kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urządzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tą działalnością<sup>91</sup>).

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2008 r. przez Prezesa URE, podobnie jak w latach poprzednich, polegały na:

<sup>91</sup>) Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Szczegółowe zasady powoływania oraz funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych zawarte są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184 oraz z 2005 r. Nr 141, poz. 1189). Patrz też art. 4 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.



- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na nową kadencję,
- dokonywaniu zmian/aktualizacji aktów powołania już działających komisji (rozszerzenie uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków),
- odwoływaniu lub też powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji w bazie URE,
- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- podejmowaniu działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji.

W 2008 r. wpłynęły 54 wnioski o powołanie komisji na kolejną kadencję, z czego dwa rozpatrzone negatywnie (wnioskodawcy nie spełnili wymogów formalnych). W 2008 r. Prezes URE powołał w sumie 62 komisje kwalifikacyjne na kolejną kadencję, w tym 17 na wnioski z 2007 r. Siedem wniosków zostanie rozpatrzonych po zakończeniu prowadzonych postępowań wyjaśniających w 2009 r.

Wpłynęło również pięć wniosków o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych, w wyniku czego Prezes URE w 2008 r. powołał pięć nowych komisji kwalifikacyjnych (jedną na podstawie wniosku z 2007 r.), natomiast jeden wniosek zostanie rozpatrzony w 2009 r.

W 2008 r. do Prezesa URE wpłynęło także 100 wniosków o zmianę aktów powołania komisji (38 zmian polegało na dokonywaniu aktualizacji nazw przedsiębiorstw, przy których powołana jest komisja, natomiast 62 na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub składu osobowego). W związku z nowelizacją aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano również 15 indywidualnych aktów odwołania oraz 40 indywidualne akty powołania do składów osobowych komisji.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 25 komisji przesłało do URE w 2008 r. aktualne świadectwa swoich członków. W 12 przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania różnych podmiotów z zakresu eksploatacji instalacji i urządzeń energetycznych oraz obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 197 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2008 r., w tym 143 arkusze zostały przesłane przez komisje w ramach aktualizacji, a 54 przekazano wraz z wnioskami powołania komisji kwalifikacyjnych na nową kadencję.

Według stanu na 31 grudnia 2008 r. działało 406 komisji kwalifikacyjnych (437 w 2007 r. i 445 w 2006 r.). Dotychczas w sumie powołanych zostało 666 komisji, a w ich pracach uczestniczy 5 170 osób. Zmniejszenie liczby działających komisji kwalifikacyjnych w stosunku

do 2007 r. wynika, tak jak w latach poprzednich, ze zmian organizacyjnych dokonanych przez przedsiębiorców, u których powołane były komisje kwalifikacyjne.

Tabela 17. Komisje kwalifikacyjne

| Województwo (symbol województwa) | Liczba „czynnych” komisji w danym województwie |
|----------------------------------|--|
| dolnośląskie (02)                | 22   |
| kujawsko-pomorskie (04)          | 22   |
| lubelskie (06)                   | 25   |
| lubuskie (08)                    | 15   |
| łódzkie (10)                     | 31   |
| małopolskie (12)                 | 35   |
| mazowieckie (14)                 | 50   |
| opolskie (16)                    | 10   |
| podkarpackie (18)                | 23   |
| podlaskie (20)                   | 12   |
| pomorskie (22)                   | 23   |
| śląskie (24)                     | 63   |
| świętokrzyskie (26)              | 21   |
| warmińsko-mazurskie (28)         | 12   |
| wielkopolskie (30)               | 23   |
| zachodniopomorskie (32)          | 19   |
| <b>Ogółem</b>                    | <b>406</b>                                     |

Źródło: URE.

### 5.3. Nakładanie kar pieniężnych

W 2008 r. wydano, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne<sup>92)</sup>, jedną decyzję wymierzającą karę pieniężną za zatrudnianie osoby bez wymaganych uprawnień kwalifikacyjnych. Kara została wymierzona przedsiębiorcy, który – jak wykazała kontrola przeprowadzona przez Państwową Inspekcję Pracy – zatrudniał osobę na eksploatowanej przez siebie stacji paliw przy wykonywaniu pomiarów i badań okresowych instalacji elektroenergetycznej nie posiadającą ważnego świadectwa kwalifikacyjnego. Ponieważ przedsiębiorca podjął niezwłoczne działania, w wyniku których zatrudniana do ww. prac osoba uzyskała aktualne świadectwo kwalifikacyjne, wysokość kary pieniężnej wyniosła w tym przypadku 1 000 zł.

Z przepisów ustawy o biopaliwach<sup>93)</sup> wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) za niewykonywanie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków,

<sup>92)</sup> Zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto zatrudnia osoby bez wymaganych uprawnień kwalifikacyjnych.

<sup>93)</sup> Art. 33 ust. 1 pkt 8 i ust. 2 oraz art. 33 ust. 9 pkt 3 w związku z art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

polegających na przekazywaniu Prezesowi URE sprawozdań kwartalnych<sup>94)</sup> lub w przypadku podawania w tych sprawozdaniach nieprawdziwych danych. Prezes URE posiada również kompetencje do wymierzenia kary wytwórcom biokomponentów w przypadku nieprzekazywania przez nich w terminie sprawozdań kwartalnych Prezesowi Agencji Rynku Rolnego. Wysokość kary wymierzanej w przypadkach, o których mowa powyżej, wynosi 5 000 zł<sup>95)</sup>, a wpływy z tego tytułu stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej<sup>96)</sup>.

W 2008 r. Prezes URE wszczął 111 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z powodu nieprzekazania w terminie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biopaliwach. Do 31 grudnia 2008 r. 115 postępowań (w tym część wszczętych w 2007 r.) zostało zakończonych wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorcy, poprzez niezłożenie w terminie sprawozdania kwartalnego, naruszyli art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biopaliwach. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 575 000 zł. Kary te mają charakter porządkowy, tj. mają na celu zdyscyplinowanie przedsiębiorców do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył 75 kar pieniężnych na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych na łączną kwotę 1 855 384,00 zł.

Kary zostały nałożone za naruszenia obowiązków wynikających z udzielonej koncesji oraz za nieudzielenie informacji Prezesowi URE. Najczęściej naruszany był warunek zakazujący wprowadzania do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości. Za naruszenie tego warunku zostało nałożonych 45 kar pieniężnych na kwotę 1 435 600,00 zł. Pozostałe kary pieniężne zostały nałożone za naruszenie innych warunków koncesji (m.in. wykonywanie działalności niezgodnie z przepisami BHP, ochrony środowiska, dozoru technicznego oraz przeciwpożarowymi, sprzedaż paliw przedsiębiorcom nie posiadającym koncesji) oraz za nienadanie informacji związanych z działalnością koncesjonowaną w łącznej wysokości 419 784,00 zł.

Najniższa nałożona kara to 500 zł, a najwyższa to 161 600 zł.

Ponadto w 2008 r. prowadzonych było osiem postępowań o wymierzenie kar pieniężnych: siedem dotyczyło sektora elektroenergetycznego, a jedna sektora gazowego.

<sup>94)</sup> O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

<sup>95)</sup> Art. 33 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

<sup>96)</sup> Art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach.

*Energia elektryczna.* W pięciu sprawach postępowania zostały wszczęte w 2007 r. i dotyczyły stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne (tzw. przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej) cen i taryf bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

Decyzje nakładające na przedsiębiorstwa kary pieniężne zostały wydane w pierwszym kwartale 2008 r. łącznie na kwotę 818 949 zł (dla poszczególnych przedsiębiorstw były to kwoty: 101 000 zł, 40 000 zł, 69 183 zł, 251 000 zł, 357 766 zł). Przedsiębiorstwa te nie wniosły odwołań do Sądu Okręgowego w Warszawie (SOKiK) od decyzji Prezesa URE i dokonały stosownych wpłat na rachunki właściwych urzędów skarbowych.

W zakresie energii elektrycznej w 2008 r. prowadzone były jeszcze dwa postępowania:

- z tytułu naruszenia art. 56 ust. 1 pkt 5 i 5a ustawy – Prawo energetyczne, wszczęte 4 stycznia 2008 r. wobec RWE Stoen SA (obecnie RWE Polska SA), oraz
- z tytułu naruszenia art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, wszczęte 26 marca 2008 r. wobec Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwa te, pełniące funkcje sprzedawców z urzędu, wprowadziły w 2008 r. w rozliczeniach z odbiorcami będącymi gospodarstwami domowymi taryfy w obrocie bez obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia.

Jednakże 30 maja 2008 r. (w przypadku RWE Stoen SA), oraz 21 lipca 2008 r. (wobec Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.) Prezes URE stosownymi postanowieniami zawiesił te postępowania na podstawie art. 97 § 1 pkt 4 Kpa, bowiem rozpatrzenie tych spraw i wydanie decyzji zależy od uprzedniego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego (tj. kwestii zwolnienia stron z obowiązku przedstawienia Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia) przez właściwe Sądy.

Oprócz ww. spraw toczyło się również – wszczęte 24 lipca 2006 r. – jedno postępowanie dotyczące stosowania przez jedną ze spółek dystrybucyjnych cen i taryf wyższych od zatwierdzonych, tj. samowolnego doliczania do opłat za założenie plomby opłat za sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego, pomimo że odbiorca nie zlecał takiej czynności. Postępowanie to prowadzone było na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne. Decyzją z 8 września 2006 r. Prezes URE wymierzył temu przedsiębiorstwu karę w wysokości 200 000 zł. Od decyzji przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wyrokiem z 12 stycznia 2007 r. Sąd uchylił decyzję Prezesa URE wskazując na wadliwość decyzji polegającą na niewystarczającym uzasadnieniu kwoty kary. 3 lipca 2007 r. ponownie została wydana decyzja Prezesa

URE w powyższej kwestii, od której pismem z 23 lipca 2007 r. przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do SOKiK, który wyrokiem z 10 marca 2008 r. oddalił odwołanie przedsiębiorstwa. Jednakże od tego wyroku przedsiębiorstwo odwołało się do Sądu Apelacyjnego, który wydał wyrok 15 stycznia 2009 r., w wyniku którego przedsiębiorstwo w lutym 2009 r. dokonało wpłaty kary na konto właściwego urzędu skarbowego.

W 2008 r. w związku z naruszeniem warunków koncesyjnych polegającym na nieprzestrzeganiu przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. Nr 75, poz. 866), oraz nieutrzymywania zabezpieczenia majątkowego w wymaganej w koncesji formie, Prezes URE nałożył na dwa przedsiębiorstwa energetyczne kary w łącznej wysokości 30 000 zł. Jeden przedsiębiorca zapłacił karę, a drugi wniósł odwołanie od decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

*Paliwa gazowe.* W zakresie paliw prowadzone było jedno postępowanie administracyjne, wszczęte przez Prezesa URE 27 czerwca 2008 r., dotyczące stosowania przez przedsiębiorstwo cen i stawek opłat bez dopełnienia obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). Postępowanie to zostało zakończone w sierpniu 2008 r. decyzją nakładającą na przedsiębiorstwo karę pieniężną w wysokości 1 538 zł. Przedsiębiorstwo dokonało stosownej wpłaty na rachunek właściwego urzędu skarbowego.

W 2008 r. prowadzono 15 postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), w tym dwa postępowania wszczęto w roku sprawozdawczym, jedno postępowanie było kontynuowane, natomiast 12 postępowań zakończono. Zwrócono jeden wniosek o rozstrzygnięcie sporu.

We wrześniu 2008 r. zostało wszczęte postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej tzw. generalnej umowy dystrybucji pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego – Vattenfall Distribution Poland SA a sprzedawcą energii – Łódzkim Zakładem Energetycznym SA. Spór dotyczy m.in. kwestii ponoszenia przez sprzedawcę dodatkowych opłat za odczyty wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej lub dokonywanych na żądanie sprzedawcy oraz kwestii ponoszenia przez sprzedawcę dodatkowych opłat z tytułu wstrzymania, a następnie wznowienia dostaw energii elektrycznej dokonywanych na żądanie sprzedawcy w przypadku, gdy odbiorca zwleka z uiszczeniem należności za energię elektryczną.

Ponadto w grudniu 2008 r. zostało wszczęte na wniosek RWE Stoen Operator Sp. z o.o. postępowanie w sprawie odmowy zawarcia przez PKP Energetyka Sp. z o.o. umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Spór dotyczy świadczenia usługi dystrybucji w przypadku, gdy odbiorca ma tytuł prawny wykorzystywania części sieci dystrybucyjnej. Z uwagi na fakt, że dotychczasowa umowa zawarta pomiędzy stronami została rozwiązana 1 stycznia 2009 r., Prezes URE wydał postanowienie w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w którym nakazał kontynuowanie dostaw energii elektrycznej na dotychczasowych warunkach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Kontynuowane postępowanie sporne toczy się pomiędzy ENEA Operator Sp. z o.o. a Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA, i dotyczy odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

W styczniu 2008 r. zakończono 12 postępowań o rozstrzygnięcie sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Postępowania sporne toczyły się pomiędzy PSE Operator SA i Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA (obecnie Polska Grupa Energetyczna SA), a poszczególnymi przedsiębiorstwami energetycznymi wyodrębnionymi z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w celu zapewnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego niezależności. Ze względu na zawarcie przez strony umów o świadczenie usług przesyłania, postępowania te zostały umorzone.

Dodatkowo w 2008 r. wpłynął do Prezesa URE wniosek o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego uzgodnienia warunków dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymogów określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Wnioskodawca wystąpił do Prezesa URE o dokonanie interpretacji postanowień zawartej przez strony umowy kompleksowej sprzedaży energii elektrycznej oraz zapewnienia świadczenia usług dystrybucji. Z uwagi na fakt, że Prezes URE nie ma kompetencji do rozstrzygania spraw spornych dotyczących umów już zawartych, wniosek o rozstrzygnięcie sporu został wnioskodawcy zwrócony.

W oddziałach terenowych URE w 2008 r. było przeprowadzonych 56 postępowań w zakresie wymierzenia kar pieniężnych i w ich wyniku nałożono kary na łączną kwotę 872 982,77 zł.

## 5.4. Statystyka publiczna

Ustawa – Prawo energetyczne zobowiązuje Prezesa URE do zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych.

Na mocy porozumienia zawartego między Ministrem Gospodarki a Prezesem URE<sup>97)</sup>, Regulator ma zagwarantowany dostęp do wyników wspólnie prowadzonych badań. Prezes URE może korzystać z zasobów informacyjnych Ministerstwa Gospodarki i Agencji Rynku Energii SA poprzez dostęp do internetowego systemu zbierania sprawozdań statystycznych.

Dane te wykorzystywane były w bieżącej działalności regulacyjnej Prezesa URE, m.in. przy ocenie sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora, w procesie taryfowania oraz dla zaspokajania potrzeb informacyjnych monitorowania systemu elektroenergetycznego. Informacje posłużyły również do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz na rynku konkurencyjnym, które Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a i b ustawy – Prawo energetyczne)<sup>98)</sup>.

W 2008 r. Prezes URE zaangażowany był, podobnie jak w latach ubiegłych, w prace statystyczne systemu statystyki publicznej i zrealizował wszystkie obowiązki wynikające z zapisów Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na 2008 r.<sup>99)</sup> polegające m.in. na przekazaniu danych ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie: 1) biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, 2) energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych i w kogeneracji oraz 3) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, zebranych za 2008 r. Również w bazie informacyjnej „Polska statystyka publiczna” (przygotowywanej równoległe z PBSSP) zamieszczone zostały informacje o bazach prowadzonych w URE: Baza udzielonych koncesji, Baza – Koncesjonowana Energetyka Ciepła, Baza – Ewidencja Świadczeń Pochodzenia Energii Odnawialnej, Baza – Ewidencja Świadczeń Pochodzenia z Kogeneracji.

W 2008 r. zostało przeprowadzone kolejne badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą w 2007 r., realizowa-

ne w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Badanie to, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone jest do systemów informacyjnych administracji publicznej<sup>100)</sup>. W chwili obecnej Regulator dysponuje najbardziej obszerną bazą informacyjną o sektorze ciepłowniczym.

W ramach badania, koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniały formularz – „Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2007 r.”, który obejmował dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa w zakresie działalności ciepłowniczej,
- sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci), sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych oraz sprzedaży ciepła zakupionego (bez świadczenia usługi przesyłowej), tzw. czystego obrotu,
- zakupu ciepła (bez ciepła kupowanego na potrzeby własne),
- przychodów i kosztów w zakresie ciepła sprzedawanego,
- paliw zużywanych do produkcji ciepła,
- nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska w zakresie działalności ciepłowniczej oraz źródeł finansowania tych nakładów.

Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone były na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasilily bazę informacyjną urzędu. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE zajęły się zebraniem i weryfikacją kompletności oraz poprawności danych przekazanych przez przedsiębiorstwa.

W badaniu wyniki uzyskano od 540 podmiotów, tj. od prawie 98% przedsiębiorstw, które w tym roku posiadały ważne koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Brak informacji od niektórych przedsiębiorstw wynikał z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje w 2007 r., zajmowały się w tym czasie koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą.

Szacuje się, że spośród przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, ok. 60% ma koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje ok. 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz 93% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmio-

<sup>97)</sup> Pod koniec 2005 r. zawarto porozumienie między Ministrem Gospodarki a Prezesem URE precyzujące zasady współfinansowania wspólnych przedsięwzięć statystycznych realizowanych w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Porozumienie to zobowiązuje również do corocznego ustalenia zakresu wyników badań udostępnianych przez Ministra Gospodarki Prezesowi URE.

<sup>98)</sup> Ceny za 2007 r., opublikowane przez Prezesa URE w marcu 2008 r., wyniosły:

- średnia cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji:
  - 1) opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW wyniosła 133,79 zł/MWh,
  - 2) innej niż wymieniona w punkcie 1 wyniosła 126,79 zł/MWh;
- średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym osiągnęła poziom 128,80 zł/MWh.

<sup>99)</sup> Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 października 2007 r. (Dz. U. Nr 210, poz. 1521, z późn. zm.).

<sup>100)</sup> Są to systemy związane bezpośrednio z wykonywaniem zadań statutowych przez organy administracji rządowej, samorządu terytorialnego, organy prowadzące urzędowe rejestry itp. Dane tych systemów mogą być wykorzystywane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe.

ty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Dane zebrane w tym badaniu zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasiły krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki przedstawiono obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2007” opublikowanym w sierpniu 2008 r.<sup>101)</sup> W publikacji, będącej przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również syntetyczna charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w ener-

getyce ciepłej w 2007 r., oraz informacje o sposobie badania, szczegółowe uwagi metodyczne, a także wzór formularza wraz z objaśnieniami. W zestawieniach tabelarycznych pokazano wyniki badań zagregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw<sup>102)</sup>.

W grudniu 2008 r. rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które odbędzie się w 2009 r. Został przygotowany formularz i objaśnienia dla przedsiębiorstw do umieszczenia na stronie internetowej URE.

<sup>101)</sup> Prezes URE, „Energetyka ciepła w liczbach – 2007”, Warszawa, sierpień 2008. Ogółem ukazało się pięć pozycji w tej serii wydawniczej począwszy od września 2004 r. Pierwsza publikacja ukazała się w marcu 2004 r. w ramach serii wydawniczej: Prezes URE – Biblioteka Regulatora.

<sup>102)</sup> Wykorzystuje się następujące kryteria: wskaźnik zaangażowania w ciepłowniczą działalność energetyczną (WZDE), formę prawną, rodzaj działalności (posiadane koncesje), klasę Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), województwo czy wreszcie obszar działania oddziałów terenowych URE.

## CZĘŚĆ III. PROMOWANIE KONKURENCJI I WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY

### 1. Cele i zadania Regulatora

Promowanie konkurencji jest obok regulacji gospodarki paliwami i energią podstawowym celem działania Prezesa URE, jednakże znakomita większość przyznanych mu kompetencji dotyczy drugiego z tych zadań. Dlatego też wiele działań podejmowanych przez Prezesa URE na rzecz promowania konkurencji zaliczyć należy do kategorii tzw. miękkich, do których podjęcia Prezes URE nie jest zobowiązany wprost, ale które ocenia jako konieczne dla realizacji celu.

W działalności Regulatora na rzecz promowania konkurencji na rynku energii elektrycznej w 2008 r. nastąpił przy tym jakościowy przełom – podczas gdy wcześniej zakładano, że rozwój konkurencji automatycznie przełoży się na korzyści dla odbiorców i ogniskowano wysiłki na wdrażaniu prorynkowych regulacji, okazało się ostatnio, że stan konkurencji powinien być oceniany wyłącznie przez pryzmat korzyści odbiorców. W styczniu Regulator opublikował dokument: „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”<sup>103)</sup>,

który zakłada wzmocnienie pozycji odbiorcy na rynku energii poprzez upowszechnianie wiedzy o rynku i prawie wyboru sprzedawcy, uproszczenie zasad i procedur zmiany sprzedawcy, wdrożenie programu wymiany liczników na elektroniczne ze zdalną transmisją danych oraz możliwością zarządzania popytem (gotowe do działania w ramach inteligentnych systemów pomiarowych), wdrożenie programu ochrony odbiorców wrażliwych oraz zapewnienie porównywalności ofert sprzedaży energii elektrycznej.

Gdy w połowie 2008 r. okazało się, że rok po pełnym otwarciu rynku i „unbundlingu” liczba zmian sprzedawcy dokonanych przez odbiorców uprawnionych zamyka się w kilkuset przypadkach, taka „prokonsumencka” zmiana okazała się jak najbardziej uzasadniona.

W tym właśnie czasie w URE wdrożony został nowy program monitorowania rynku energii elektrycznej, dostosowany do zmienionej sytuacji rynkowej, w tym do nowej struktury przedsiębiorstw energetycznych ukształtowanej w wyniku konsolidacji oraz do braku regulacji cen energii dla odbiorców końcowych, innych niż gospodarstwa domowe. Badaniu poddano funkcjonowanie rynku hurtowego i detalicznego, a wyniki badania za pierwsze półrocze 2008 r. przedstawione zostały w dokumencie „Rynek energii elektrycznej w Polsce w pierwszym półroczu 2008 r. – raport z mo-

<sup>103)</sup> Dokument dostępny na stronie internetowej URE: <http://www.ure.gov.pl/portal/pl/381/2563/>.

onitorowania<sup>104)</sup>. Raport prezentujący wyniki analizy za drugie półrocze oraz zawierający ocenę sytuacji rynkowej w 2008 r. jest obecnie opracowywany.

Na rynku gazu ziemnego nadal trudno mówić o konkurencji wobec monopolistycznej pozycji przedsiębiorstwa PGNiG SA. Wejście nowych podmiotów na rynek utrudnione było nie tylko trudnymi warunkami rynkowymi, ale także nałożonym na importerów obowiązkiem utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu na terenie Polski, gdzie jedynym dysponentem pojemności magazynowych jest także PGNiG SA.

Miernikiem rozwoju konkurencyjnego rynku energii (bardzo uproszczonym, ale dość miarodajnym) jest liczba zmian sprzedawcy. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Rozwój zasady TPA w ujęciu ilościowym w polskiej elektroenergetyce przedstawiony jest w Aneksie 1, zaś w gazownictwie w Aneksie 2.

Od dnia, kiedy pierwsi odbiorcy uzyskali prawo wyboru sprzedawcy, utrzymywał się trend wzrostowy (poza 2001 r. oraz pierwszą połowę 2007 r.), ale stosunkowo niewielu odbiorców korzystało z przysługującego im uprawnienia. Analiza danych przedstawionych przez operatorów systemów dystrybucyjnych za 2008 r. pozwala stwierdzić, że mimo nieznacznego spadku w pierwszym półroczu, w całym roku odbiorcy z grup taryfowych A, B i C wykazali umiarkowany wzrost aktywności. Od 1 lipca 2007 r. do grupy odbiorców uprawnionych dołączyły gospodarstwa domowe. W sumie na koniec 2008 r. odnotowano 990 odbiorców, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo działająca na terenie OSD, do którego sieci są przyłączeni.

Największy udział odbiorców grup taryfowych A, B, C, korzystających z zasady TPA, podobnie jak w latach ubiegłych, występuje na terenach przemysłowych tj. w województwach: dolnośląskim, opolskim, śląskim oraz małopolskim, gdzie znajduje się większość odbiorców o dużym i bardzo dużym zużyciu energii (ponad 2 000 MWh rocznie). Natomiast wśród gospodarstw domowych, największą liczbą odbiorców, którzy podjęli decyzję o zmianie sprzedawcy, charakteryzowało się woj. podlaskie. Wysoki udział odbiorców TPA na tym obszarze tłumaczyć można ekspansywną kampanią informacyjno-akwizycyjną przedsiębiorstwa Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. w tym województwie.

W 2008 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki Vattenfall Distribution Poland SA, w której energia dostarczona do odbior-

ców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 30% całości dostaw (3 334 GWh). Drugie i trzecie miejsce zajmują kolejno: ENION SA z udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA wynoszącym ponad 10% (2 031 GWh) i PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o. z udziałem ponad 9%. Największą spośród wszystkich dystrybutorów liczbę – 14 odbiorców grup taryfowych A, B, C korzystających z TPA odnotowano w Vattenfall Distribution Poland SA.

Na koniec 2008 r. odnotowano 905 odbiorców o małym zużyciu – poniżej 50 MWh/rok, którzy zmienili sprzedawcę (w sumie ok. 1 844 MWh energii elektrycznej dostarczono tej grupie odbiorców).

W związku z tym, że operator sieci przesyłowej nie prowadzi działalności obrotowej, wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nabywają energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Ilość energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom w 2008 r. wyniosła ok. 1 155 GWh.

Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2008 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową, wyniosła 10 136 GWh, tj. około 8,6% całej energii dostarczonej odbiorcom końcowym.

Na rynku gazu zjawisko zmiany sprzedawcy w 2008 r. w ogóle nie wystąpiło. Wprawdzie poza GK PGNiG SA działa na rynku również kilkadziesiąt innych podmiotów zajmujących się odsprzedażą gazu ziemnego (nabywanego od PGNiG SA) odbiorcom końcowym, ale prawie wszystkie prowadzą sprzedaż gazu za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Nie mamy tu więc do czynienia z korzystaniem z prawa dostępu do sieci, ale z łączeniem przez sprzedawców działalności handlowej z dystrybucyjną, z wykorzystaniem własnych sieci. Częstokroć sieci te są rozbudowywane w takich lokalizacjach, które z punktu widzenia analizy opłacalności inwestycji są nieekonomiczne w ocenie PGNiG SA. Podmioty te stanowią lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci. Udział tego typu podmiotów w rynku detalicznym wynosi ok. 2% wolumenu sprzedaży. Do największych, pod względem wolumenu sprzedaży, należą: ENESTA SA, G.EN. Gaz Energia SA, Media Odra Warta Sp. z o.o., KRI SA i EWE energia Sp. z o.o.

W 2008 r. tylko jeden podmiot na rynku gazu (Handen SA) prowadził działalność handlową nie posiadając sieci i realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA. Ponadto pojawiły się nowe podmioty dokonujące sprzedaży gazu LNG bez wykorzystania sieci gazowych.

Przedstawione dane ilościowe nie napawają optymizmem. W opinii Prezesa URE mały wskaźnik liczby zmian sprzedawcy w elektroenergetyce bierze się w istotnej części z braku ofert dla odbiorców końcowych, zaś w gazownictwie z ukształtowanej

<sup>104)</sup> Dokument dostępny na stronie internetowej URE: [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/44/2804/Raport\\_z\\_monitorowania\\_rynk\\_u ENERGII\\_elektrycznej.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/44/2804/Raport_z_monitorowania_rynk_u ENERGII_elektrycznej.html).

historycznie monopolistycznej struktury rynku. Częściowo też jednak wynika on z braku powszechnego dostępu do wiedzy nt. funkcjonowania rynku i możliwości zmiany sprzedawcy. Brak świadomości odbiorcy nie tylko powstrzymuje go przed podjęciem decyzji o zmianie sprzedawcy, ale także powoduje, że koszt pozyskania nieprzygotowanego klienta staje się istotną barierą z punktu widzenia sprzedawcy.

Stąd jednym z ważnych celów w strategii Prezesa URE na rok 2008 stało się kształtowanie świadomości konsumentkiej odbiorców energii. Prawo do informacji i edukacji jest jednym z fundamentalnych praw umożliwiających odbiorcom indywidualnym wyrównywanie ich szans rynkowych w zetknięciu z silniejszym uczestnikiem wymiany rynkowej, jakim jest przedsiębiorstwo energetyczne.

## 2. Działania na rzecz likwidacji barier konkurencji

### 2.1. Procedury zmiany sprzedawcy

W zatwierdzonych w 2008 r. instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zawarte zostały zapisy i rozwiązania bardziej przyjazne odbiorcom. Uproszczona i krótsza procedura zmiany sprzedawcy oraz łatwiejszy dostęp do informacji na temat zmiany sprzedawcy i o sprzedawcach działających na terenie danego operatora systemu dystrybucyjnego – to dla odbiorców główne korzyści wynikające z nowych instrukcji.

Instrukcje operatorów elektroenergetycznych przewidują, iż proces zmiany nie przekroczy 30 dni w przypadku pierwszej zmiany i 14 dni w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy (wcześniej było to odpowiednio 60 (a nawet 90 dni), a przy drugiej i kolejnej zmianie – 30 dni). W przypadku dwóch operatorów procedury zmiany sprzedawcy są przeprowadzane z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania. Oprogramowanie umożliwia prostą i sprawną obsługę klientów, jednakże wymaga zastosowania nieco odmiennych rozwiązań. Operatorzy ci opracowali procedurę umożliwiającą zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, przy zachowaniu okna czasowego umożliwiającego zgłoszenie zmiany od pierwszego do piątego dnia roboczego.

Zmniejszyła się też liczba spraw, jakimi musi się zająć odbiorca. Do niego należy zawarcie umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i rozliczenie się ze starym sprzedawcą. Wszystkie pozostałe formalności, łącznie z wypowiedzeniem umowy staremu sprzedawcy, może wykonać nowy sprzedawca, jeśli tylko zostanie do tego upoważniony. Usunięto także ograniczenia w liczbie zmian sprzedawcy (wcześniej gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa mogły dokonywać nieodpłatnie zmiany sprzedawcy dwa razy w ciągu 12 kolejnych miesięcy).

W instrukcjach operatorzy zobowiązali się także do opracowania i zamieszczenia na swoich stronach internetowych wzorów wniosków o zmianę sprzedawcy oraz do publikowania listy sprzedawców mających podpisane generalne umowy dystrybucyjne.

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

Procedura zmiany sprzedawcy, uregulowana w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego, nadal zawiera ograniczenie liczby zmian do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Podobnie jak w elektroenergetyce, to odbiorca inicjuje proces zmiany – wybiera sprzedawcę, podpisuje umowę, wypowiada umowę dotychczasową i zgłasza zmianę u operatora. Operator w ciągu 14 dni dokonuje weryfikacji zgłoszenia oraz powiadamia o jego przyjęciu lub odrzuceniu zaś zmiana dokonywana jest z dniem wygaśnięcia umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą. W dniu zmiany sprzedawcy (lub jeśli to niewykonalne – w odstępie do 5 dni od tej daty) operator dokonuje odczytu licznika. Na podstawie wskazania pomiaru dotychczasowy sprzedawca dokonuje końcowego rozliczenia.

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

Po zmianach procedury zmiany sprzedawcy w elektroenergetyce stwierdzić należy z całą stanowczością, że nie jest ona już barierą rozwoju konkurencyjnego rynku. Wymagana aktywność odbiorcy ograniczona jest do minimum (wybór sprzedawcy, podpisanie umowy i rozliczenie z dotychczasowym sprzedawcą), czas na przeprowadzenie zmiany jest odpowiednio krótki i usunięte zostały ograniczenia liczby zmian. W gazownictwie procedura zmiany sprzedawcy wymaga jeszcze pewnych modyfikacji, ze szczególnym naciskiem na likwidację ograniczenia liczby dopuszczalnych zmian sprzedawcy we wskazanym okresie.

## 2.2. Badanie sprawozdań z realizacji przedsięwzięć zapewniających niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu dystrybucyjnego (tzw. programów zgodności)

W 2008 r. URE dokonał pierwszej analizy sprawozdań z realizacji programów zgodności za 2007 r. w nowej sytuacji, która zaistniała na rynku energii, tzn. po dokonaniu prawnego wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych. Analiza ta została uzupełniona o wnioski z monitoringu stron internetowych operatorów w zakresie związanym z realizacją celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

Sprawozdania OSD, obejmując oba okresy (pierwszą i drugą połowę 2007 r.), odnosiły się do działań podejmowanych w dwóch różnych warunkach prawnych i organizacyjnych, kiedy operatorzy przeszli drogę od departamentów dystrybucji w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo do samodzielnych spółek z ograniczoną odpowiedzialnością albo akcyjnych. W związku z tym, część operatorów koncentrowała się w sprawozdaniach tylko na okresie od 1 lipca 2007 r.

Wszyscy operatorzy, zobowiązani do przedłożenia sprawozdań, wywiązali się z tego obowiązku z dochoowaniem ustawowego terminu i do 31 marca 2008 r. do urzędu wpłynęło 14 sprawozdań, opublikowanych następnie w Biuletynach Branżowych URE – Energia elektryczna Nr 39/2008 i Nr 40/2008 z 16 kwietnia 2008 r.

Ogólny wniosek płynący z powyższej analizy to generalny brak naruszeń programów zgodności. We wszystkich spółkach dystrybucyjnych programy są wdrażane i realizowane, każdy operator spełnia ustawowe wymagania. Problemem jest jednak to, że zawartość i forma programów zgodności, wdrażanych do realizacji jako regulaminy wewnętrzne operatorów, nie zawsze uwzględniają oczekiwania użytkowników. Poprawę w tym zakresie przynieść powinno przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania tych programów.

Szczegółowe wyniki analizy treści sprawozdań zostały przedstawione w opracowaniu „Analiza sprawozdań z realizacji programów zgodności w spółkach operatorów systemów dystrybucyjnych za rok 2007”. Przedstawione zostały tam także zalecenia co do samych sprawozdań oraz co do działań, które powinny zostać podjęte przez operatorów w celu niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników sieci. W tej drugiej grupie wniosków szczególnie podkreślony został problem tzw. *brandingu*, czyli marki operatora. Zgodnie bowiem z punktem 4.6. noty interpretacyjnej Generalnej Dyrekcji ds. Transportu i Energii (DG TREN) w sprawie dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE,

dotyczących rozdziału działalności i zawierających wskazówki dotyczące programów zgodności, marka operatora powinna zostać zmieniona tak, by ułatwić klientom łatwe odróżnienie przedsiębiorstwa sieciowego od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Wydaje się, że odmienny znak firmowy zwiększyłby świadomość niezależności wśród pracowników i sprzyjał ich identyfikowaniu się wyłącznie z wyodrębnioną spółką dystrybucyjną. Podobne skutki odniosłyby radykalne zmiany na stronach internetowych dystrybutorów i zupełna likwidacja powiązań ze sprzedawcami. Tymczasem z monitoringu prowadzonego w trakcie 2008 r. widać, że albo nic nie dzieje się w sprawie zmiany marki, albo dokonywana zmiana ma odwrotny cel – budowę wspólnego wizerunku grupy skosolidowanej.

## 2.3. Stanowisko w sprawie stosowania trybów podstawowych zamówień publicznych w przetargach na zakup energii

24 kwietnia 2008 r. Prezes Urzędu Zamówień Publicznych oraz Prezes URE opublikowali wspólny komunikat poświęcony kwestii stosowania podstawowych, konkurencyjnych trybów udzielania zamówień publicznych, przy organizacji zaopatrzenia w energię elektryczną. Zgodnie z treścią komunikatu dokonane 1 lipca 2007 r. pełne otwarcie rynku energii elektrycznej i „unbundling” przedsiębiorstw energetycznych zmienia również sytuację podmiotów zobowiązanych do stosowania przepisów ustawy o zamówieniach publicznych. Dotychczas odbiorcy zobowiązani do stosowania ustawy o zamówieniach publicznych korzystali z uprawnienia do udzielania zamówień w szczególnym trybie, a mianowicie w trybie „zamówienia z wolnej ręki”. Po 1 lipca 2007 r. odbiorcy ci winni stosować regulacje ogólne, a więc dotyczące podstawowych, konkurencyjnych trybów udzielania zamówień publicznych.

Wcześniej jednak, w marcu 2008 r. pracownicy URE zorganizowali warsztaty (12 spotkań w dużych miastach Polski) poświęcone otwarciu rynku energii elektrycznej, w których obok Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów uczestniczyli przedstawiciele gmin zainteresowanych organizacją zaopatrzenia w energię w trybie przetargowym. Problematyka ta była także przedmiotem licznych konsultacji *ad hoc*, w ramach działania infolinii obsługiwanej przez pracowników URE. W 2008 r. podjęto także próbę przygotowania wspólnie z Urzędem Zamówień Publicznych standardowych dokumentów przetargowych (specyfikacja, standardowe umowy), które mają być udostępniane zainteresowanym podmiotom.



## 2.4. Regulacja cen energii elektrycznej – stan i przesłanki podjętych decyzji

Skutkiem prawnym wydania w grudniu 2007 r. postanowień o wstrzymaniu wykonania decyzji o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia Prezesowi URE było przywrócenie obowiązku taryfowego w odniesieniu do odbiorców grupy taryfowej G.

Dwa przedsiębiorstwa obrotu, wyodrębnione ze spółek dystrybucyjnych (RWE Polska SA i Vattenfall Distribution Poland SA), odwołały się do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) od decyzji Prezesa URE w sprawie zwolnienia ich z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. W związku z powyższym Prezes URE umorzył postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji zwalniających te przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej w zakresie obrotu do zatwierdzenia, bowiem tryb odwoławczy ma pierwszeństwo przed trybem nadzwyczajnym. Wyrokiem z 9 stycznia 2009 r. SOKiK oddalił odwołanie RWE Polska SA od decyzji zwalniającej, co oznacza, że przedsiębiorstwo nie ma obowiązku przedkładania taryf w obrocie energią elektryczną do zatwierdzenia. Wyrok ten nie jest jednak prawomocny. Prezes URE wniósł apelację od tego wyroku. W sprawie odwołania Vattenfall Sales Poland SA SOKiK umorzył postępowanie, co oznacza, że przedsiębiorstwo to na podstawie komunikatu z 2001 r. o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną nie ma obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Wyrok ten także nie jest prawomocny.

Postępowania administracyjne w sprawie wzruszenia decyzji zwalniających 12 przedsiębiorstw obrotu wykonujących zadania sprzedawców z urzędu oraz większość przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, które sprzedają energię elektryczną odbiorcom należącym do grupy taryfowej G – zakończono wydaniem decyzji, w których nie stwierdzono nie-

ważności decyzji zwalniających, ponieważ przy wydawaniu tych decyzji nie zostały w sposób rażąco naruszone przepisy prawne. Jednocześnie przedmiotowe decyzje zostały na wniosek strony zmienione, w trybie art. 155 Kpa, poprzez wyłączenie ze zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie obrotu energią elektryczną ustalanych w odniesieniu do odbiorców grupy taryfowej G, przyłączonych do sieci danych przedsiębiorstw energetycznych. Natomiast postępowania administracyjne w sprawie wzruszenia decyzji zwalniających przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, które nie mają odbiorców grupy taryfowej G, zostały zakończone w ten sposób, że nie stwierdzono nieważności decyzji zwalniających.

Skutek prawny jest zatem taki, że decyzje zwalniające funkcjonują nadal w obrocie prawnym. Na ich podstawie przedsiębiorstwa zostały zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w zakresie obrotu w odniesieniu do wszystkich odbiorców, którzy nie należą do grupy taryfowej G. W odniesieniu do odbiorców należących do grupy taryfowej G obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia został utrzymany.

W drugiej połowie 2008 r. 12 przedsiębiorstw obrotu wykonujących zadania sprzedawców z urzędu wystąpiło z wnioskami o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf dla grupy taryfowej G. Prezes URE odmówił zwolnienia. W uzasadnieniu decyzji wskazano, że odbiorcy grupy taryfowej G nie są dostatecznie przygotowani do faktycznej realizacji przysługującego im uprawnienia do zmiany sprzedawcy, tym samym nie mogą skutecznie zapobiegać narzucaniu im niekorzystnych warunków umownych, w tym również w zakresie ceny tej energii przez mające silniejszą pozycję ekonomiczną przedsiębiorstwa energetyczne. Wynika to z braku odpowiedniej wiedzy odbiorców grupy taryfowej G na temat rynku energii elektrycznej, istnienia szeregu barier dostępu do tego rynku, a także braku mechanizmów wystarczająco zabezpieczających uzasadnione interesy tych odbiorców przed wykorzystywaniem silniejszej pozycji przez przedsiębiorstwa energetyczne.

## 3. Upowszechnienie praw konsumenta energii i wiedzy o rynku

Odbiorcy energii to konsumenci jednego z najbardziej niezbędnych dóbr społecznych. Kształtowanie świadomości konsumenckiej odbiorców to ważny cel w strategii Prezesa URE zmierzającej do stworzenia

otwartego i w pełni konkurencyjnego rynku energii. Prawo do informacji i edukacji jest jednym z fundamentalnych praw umożliwiających odbiorcom indywidualnym wyrównywanie ich szans rynkowych w zetknięciu z silniejszym uczestnikiem wymiany rynkowej, jakim jest przedsiębiorstwo energetyczne. Dotyczy to zwłaszcza tej części gospodarstw domowych, które – należąc do grupy tzw. odbiorców wrażliwych – szczególnie silnie odczuwają problemy z regulowaniem rosnących opłat za energię.

### 3.1. Działalność edukacyjno-informacyjna i promocyjna

W strategii wspierania odbiorców i promowania konkurencji na rynku energetycznym rok 2008 okazał się przelotowy. Był to rok wzmożonej aktywności informacyjno-promocyjnej urzędu. Prezes URE rozpoczął i efektywnie kontynuuje działania edukacyjno-informacyjne adresowane do gospodarstw domowych. URE – w tym jego oddziały terenowe – w ramach tych działań współpracował z samorządami, ośrodkami naukowymi i organizacjami pozarządowymi. Celem współpracy jest propagowanie wiedzy nt. rynku energii, zachodzących na nim procesów, egzekwowania praw odbiorców energii oraz możliwości świadomego wyboru sprzedawcy.

W związku z nowymi dla odbiorców energii możliwościami urząd oddał do ich dyspozycji bieżącą pomoc w postaci działającego w URE „Jak zmienić sprzedawcę” – Centrum Informacji dla Odbiorców Energii. Aby umożliwić łatwy i tańszy dostęp do telefonicznych porad na poziomie lokalnym, Centrum działa także w każdym z oddziałów terenowych urzędu. W 2008 r. za pośrednictwem Centrum Informacji pracownicy URE udzielili około 2 tys. porad, wskazówek i wyjaśnień dotyczących procedur i uregulowań prawnych w przypadku skorzystania.

Przez cały 2008 r. URE prowadziło kampanię edukacyjną, kierowaną z jednej strony do indywidualnych odbiorców energii – w tym po raz pierwszy także do młodzieży, z drugiej zaś – do usytuowanych na szczeblach lokalnych powiatowych i miejskich rzeczników konsumentów. Oddziały terenowe URE w 2008 r. co dwa tygodnie w różnych miejscach kraju przeprowadzały warsztaty dla rzeczników konsumentów, przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego, pracowników ośrodków pomocy społecznej, organizacji konsumenckich i pozarządowych (ponad 20 zorganizowanych warsztatów). Na szkoleniach tych wyjaśniano zawiłości rynku energii, tłumaczono ekonomiczne i prawne aspekty zmiany sprzedawcy, mówiono o warunkach i stanie liberalizacji rynku energii elektrycznej, efektywnym zużyciu energii.

Ponadto przedstawiciele URE wzięli udział w ponad 180 sympozjach, konferencjach i warsztatach edukacyjnych omawiając zagadnienia związane z funkcjonowaniem rynku i działalnością Prezesa URE. Te działania to forma oddziaływania informacyjno-edukacyjnego na środowisko energetyków, organizacji zrzeszających odbiorców energii i statutowo zajmujących się ochroną interesów konsumentów oraz media. Wszystkie te grupy Prezes URE uważa za skutecznych pośredników w komunikacji z odbiorcami końcowymi.

W celu bardziej systemowego rozwiązywania problemów, z jakimi odbiorcy stykają się na rynku, pod koniec 2008 r. Prezes URE powołał nowy

projekt o nazwie „Strefa odbiorcy”. Inicjatywa ta, gromadząc przedstawicieli konsumentów, urzędów państwowych oraz firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła, ma za zadanie rozwiązywanie powszechnych problemów odbiorców oraz wypracowanie standardów dobrych praktyk.

### 3.2. Stanowiska i Komunikaty Prezesa URE

W 2008 r. Prezes URE wydał 40 Stanowisk i Komunikatów. Komunikaty Prezesa URE służą przekazaniu informacji ważnych dla wszystkich uczestników rynku energii. Są to dokumenty, którymi Prezes URE oddziałuje na zachowania podmiotów funkcjonujących na rynku energii, inicjując kierunek potrzebnych działań lub wskazując, które z nich uważa za niepożądane.

### 3.3. Konferencje, debaty i panele dyskusyjne narzędziem działalności edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Konferencje i debaty organizowane przez urząd są ważnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej oraz skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat rynku i praw odbiorcy. Konferencje naukowe i spotkania dla mediów zorganizowane przez URE poświęcono poniższym tematom<sup>105</sup>:

- *W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze elektroenergetycznym – mapa drogowa* (21 lutego, wspólnie z Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego),
- *Promowanie stosowania konkurencyjnego trybu zamówień energii elektrycznej w sektorze publicznym. Wspólne stanowisko Prezesów URE i Urzędu Zamówień Publicznych* (24 kwietnia). Bezprecedensowa współpraca obu urzędów miała na celu promowanie konkurencyjnego rynku energii poprzez wskazanie proceduralnej drogi przeprowadzania postępowań na zakup energii odbiorcom podlegającym przepisom ustawy o zamówieniach publicznych,

<sup>105</sup> W zestawieniu nie uwzględniono konferencji prasowych i briefingów Prezesa URE organizowanych zwyczajowo w celu przedstawienia wyników postępowań dotyczących zatwierdzenia przez Prezesa URE nowych taryf (bądź korekty taryf) dla energii elektrycznej i gazu oraz innych ważkich dla opinii publicznej zagadnień będących rezultatem działań Regulatora.

- *Raport z postępowań prowadzonych w URE dotyczących skarg odbiorców na wysokie rachunki za gaz w okresie grudzień 2007 – luty 2008* (24 kwietnia) – podsumowanie postępowań wyjaśniających prowadzonych w URE w związku ze skargami odbiorców gazu ziemnego na zawyżone rachunki,
- *Jaki model konkurencji w sektorze elektroenergetycznym* (20 maja, wspólnie z Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – dyskusja na temat wybranych elementów polityki energetycznej Polski do 2030 r., kierunków ewolucji rynku energetycznego oraz sposobów finansowania nowych inwestycji wytwórczych,
- *Szanse i zagrożenia inwestycji w sektorze energetycznym oraz bezpieczeństwo dostaw do 2030 r.* (4 września) – przedstawienie wyników badania ankietowego, jakie URE przeprowadził wśród przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej,
- *Prezes URE o braku konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz braku warunków dla bezpiecznego uwolnieniu cen dla gospodarstw domowych od 1 stycznia 2009 r.* (29 września) – Prezes URE ogłosił decyzję o dalszym zatwierdzaniu taryf dla energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych. Decyzji towarzyszyła prezentacja raportu przygotowanego w URE z monitorowania rynku energii elektrycznej za pierwsze półrocze 2008 r. po kątem konkurencyjności tego rynku,
- *Jak skutecznie obniżyć zużycie energii? Inteligentne systemy pomiarowe energii elektrycznej – nowe możliwości dla konsumentów i przedsiębiorców* (2 grudnia).

W opinii URE warunkiem niezbędnym do zwiększenia efektywności energetycznej odbiorców, w tym zwłaszcza gospodarstw domowych, jest pełna i łatwo dostępna informacja o rzeczywistym zużyciu energii. Pierwszym krokiem do spełnienia tego warunku jest zainstalowanie w systemie energetycznym instrumentów pomiarowych umożliwiających analizę danych o poziomie zużycia w systemie godzinowym. Elektroniczne liczniki ze zdalną transmisją danych umożliwią odbiorcom zaoszczędzenie nawet 10% obecnie wykorzystywanej energii. Celem konferencji było przedstawienie wyników studium wykonalności instalacji elektronicznych urządzeń pomiarowych w Polsce, jakie na zlecenie URE przeprowadziło konsorcjum tworzone przez Doradztwo Gospodarcze DGA SA i Instytut Sobieskiego. Projekt został sfinansowany ze środków UE i URE.

### 3.4. Patronaty Prezesa URE

W 2008 r. Prezes URE objął honorowym patronatem prawie 30 wydarzeń programowo związanych

z regulacją gospodarki paliwami i energią, funkcjonowaniem poszczególnych sektorów rynku elektroenergetycznego, promowaniem konkurencji na rynku energetycznym, aspektami prawnymi, organizacyjnymi i ustrojowymi działań Regulatora o dużym znaczeniu dla sektora energetycznego i polskiej gospodarki. Patronatem obejmowane były konferencje (jak np. *Odpowiedzialność społeczna w sektorze energetycznym*, zorganizowana przez Caritas Archidiecezji Gnieźnieńskiej, 25-26 czerwca 2008 r. w Gnieźnie, *V Targi Energii w Jachrance*, sympozjum naukowo-techniczne *XV Wiosenne Spotkanie Ciepłowników* czy seminarium *Energy Finance 2008 – optymalizacja źródeł finansowania sektora energetyki odnawialnej*), ale także konkursy i programy edukacyjne (np. kompleksowy projekt realizowany przez Bibliotekę w Jaworznie, kampania społeczna *Bezpieczniej z prądem* czy *III edycja Konkursu na najbardziej efektywną energetycznie gminę w Polsce*).

Przykładem działań objętych patronatem Prezesa URE jest projekt edukacyjny Miejskiej Biblioteki Publicznej w Jaworznie pn. *Biblioteka na miarę XXI wieku, czyli edukacja ekonomiczna, ekologiczna i energetyczna w bibliotece*. Projekt skierowany m.in. do dzieci i młodzieży szkolnej, studentów, instytucji publicznych i szeroko rozumianej lokalnej społeczności ma na celu upowszechnianie zachowań proekologicznych, podnoszenie świadomości energetycznej wśród odbiorców energii i promowanie zastosowania wiedzy z dziedziny ekonomii w praktyce. Zasadniczym jego celem jest tworzenie społeczeństwa otwartego poznawczo poprzez edukację.

W ramach projektu organizowane są konkursy (jak np. *Świat oszczędza energię*, w którym zadaniem uczestników było zaproponowanie konkretnych działań mogących wpłynąć na ograniczenie zużycia energii w najbliższym otoczeniu), warsztaty, prelekcje, wykłady, quizy, ekspozycje energetyczne i ekologiczne oraz kampanie informacyjne (m.in. na rzecz wykorzystania i promowania odnawialnych źródeł energii czy aktywizacji polityki energetycznej gminy). W warsztatach i wykładach realizowanych w ramach projektu aktywny udział biorą pracownicy Południowego Oddziału Terenowego URE w Katowicach. Dla uczniów szkół ponadgimnazjalnych przygotowywane są specjalne programy edukacyjne i informacyjne oparte na pracach koncepcyjnych, jak na przykład tworzenie strategii działania przedsiębiorstw energetycznych na konkurencyjnym rynku energii. Projekt ten będzie realizowany przynajmniej przez trzy kolejne lata.

Ponadto Prezes URE podjął współpracę z organizacjami pozarządowymi i eksperckimi. Porozumienie z Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych zaowocowało prezentacją badań dotyczących ubóstwa energetycznego. Instytut wspiera URE poprzez inicjowanie badań naukowych i prac rozwojowych

nad grupą odbiorców wrażliwych, zagrożonych ubóstwem energetycznym. Obie instytucje będą współorganizować konferencje i sympozja, które mają służyć wymianie myśli i doświadczeń świata nauki, władzy publicznej oraz organizacji i przedsiębiorstw energetycznych. Opracowanie przewodników i kodeksów dobrych praktyk sektora energetycznego to główne obszary współpracy URE z PricewaterhouseCoopers i Forum Odpowiedzialnego Biznesu. Porozumienie z lubelską Fundacją Inicjatyw Menedżerskich obejmuje z kolei działania dotyczące promowania konkurencji, odnawialnych źródeł energii, oszczędności energii oraz praw jej odbiorców na rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła.

Działania Prezesa URE wspiera także Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego poprzez inicjowanie badań naukowych i prac rozwojowych służących regulacji rynku energetycznego. Efektem współpracy urzędu i CSAiR w 2008 r. były dwie konferencje z cyklu *Jaki model konkurencji w sektorze elektroenergetycznym*, w trakcie których identyfikowano bariery rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej, poszukując skutecznych metod stymulowania tego rozwoju.

### 3.5. Działalność wydawnicza

W 2008 r. wydanych zostało sześć kolejnych numerów Biuletynu URE. W dwumiesięczniku oprócz opracowań analitycznych, materiałów popularnonaukowych związanych z zagadnieniami dotyczącymi szeroko rozumianego sektora elektroenergetycznego (jak np. technologie energetyczne, europejski rynek certyfikacji, ciepłownictwo w Polsce, unijna energetyka jądrowa) zamieszczane są informacje o podmiotach ubiegających się o koncesje, decyzjach w sprawach koncesji i taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw, rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych oraz o nowych bądź zmienianych regulacjach prawnych dotyczących sektora elektroenergetycznego. Biuletyn to nie tylko platforma wymiany wiedzy i doświadczeń specjalistów z URE, ale także miejsce, w którym swoimi doświadczeniami dzieli się z czytelnikami uznani zewnętrzni eksperci rynków elektroenergetycznego, gazu i ciepła.

W 2008 r. wydana została także kolejna pozycja z cyklu Biblioteka Regulatora pt. *Prawo energetyczne wobec wyzwań liberalizacji*, pod redakcją dr. Mariusza Swory, Prezesa URE oraz prof. dr. hab. M. Szewczyka i dr. hab. K. Ziemińskiego. Książka sta-

nowi pogłębioną refleksję prawną i ekonomiczną praktyków i teoretyków nad stanem prawa energetycznego w kontekście liberalizacji rynku.

Kolejną publikacją urzędową, lecz o nieco odmiennym charakterze, są Biuletyny Branżowe URE – Energia elektryczna oraz Paliwa gazowe. Biuletyny branżowe, zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne, zawierają zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy i zmiany obowiązujących taryf, decyzje odmowne co do ich zatwierdzenia bądź zmiany, informacje o umorzeniu postępowań taryfowych, decyzje odmowne co do zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach dotyczących taryf. W 2008 r. wydano 103 numery dotyczące energii i 58 numerów dotyczących paliw gazowych. Biuletyny branżowe są na bieżąco publikowane także na stronie internetowej URE.

### 3.6. Współpraca ze środkami masowego przekazu

Podstawowym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich ich uczestników. Aby zapewnić konsumentom rzetelną i pełną informację, urząd podejmuje coraz więcej działań za pośrednictwem mediów – kluczowego pośrednika w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2008 r. ukazało się ponad 6 tys. artykułów prasowych oraz ponad 3,5 tys. informacji w radio i telewizji dotyczących kwestii istotnych dla uczestników rynku energii. URE opublikował ponad 160 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad tysiąc odpowiedzi na pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego. Prezes URE był także gościem czatu zorganizowanego przez portal internetowy rynku energii *cire.pl*, podczas którego udzielał odpowiedzi na liczne pytania internautów.

W październiku 2008 r. zapoczątkowana została stała współpraca z dziennikiem gospodarczym „Gazeta Prawna” w ramach cyklu „Rynek od specjalnym nadzorem”, gdzie Prezes URE, jako szef instytucji nadzoru rynkowego, udziela autorskiego komentarza – rodzaju refleksji odnoszących się do najważniejszych spraw leżących w obszarze kompetencji Regulatora. Teksty w ramach cyklu publikowane są w każdy kolejny wtorek na łamach „Gazety Prawnej”, naprzemiennie przez Prezesa URE, Prezesa UOKiK oraz Prezesa KNF.

## 4. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

Institucja Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii została powołana do życia w 2002 r., w odpowiedzi na rosnącą liczbę wątpliwości i pytań ze strony odbiorców oraz w związku z koniecznością wsparcia i stosownej reprezentacji interesów tej grupy uczestników rynku. Rzecznik działa w strukturze URE, a jego kompetencje ograniczone są zakresem kompetencji Prezesa URE.

Rzecznik realizuje zadania określone w regulaminie urzędu, wśród których jest udzielanie informacji i pomoc odbiorcom paliw gazowych i energii w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi, współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz instytucjami i organizacjami konsumenckimi w zakresie ochrony interesów odbiorców. Z każdym rokiem narasta liczba spraw i z uwagi na konieczność utrzymania szybkiej reakcji na zgłaszane przez odbiorców problemy, od połowy marca 2008 r. na stanowisko Rzecznika, po pewnym okresie pracy w obsadzie jednoosobowej, została powołana druga osoba.

### 4.1. Formy działania Rzecznika

Zadania informacyjne Rzecznik realizuje poprzez bezpośrednie odpowiedzi telefoniczne lub listownie (także pocztą internetową) na zgłoszone przez odbiorców problemy i zapytania oraz poprzez przekazywanie informacji adresowanych do szerszego grona odbiorców w „Poradniku odbiorcy”, zamieszczonym na stronie internetowej URE.

W „Poradniku” zamieszczane są informacje istotne dla odbiorców. Można tam znaleźć stanowiska Prezesa URE bezpośrednio dotyczące spraw odbiorców, odpowiedzi na powtarzające się pytania oraz szersze omówienia najczęściej spotykanych problemów, a także dostępne są artykuły omawiające zagadnie-

nia mogące zainteresować odbiorców. Oddzielnym działem „Poradnika” jest „Oszczędzanie energii”, w którym poza praktycznymi informacjami dotyczącymi oszczędzania energii w gospodarstwach domowych, znajdują się informacje o programach oszczędzania energii i o organizacjach propagujących idee oszczędzania energii. Te ostatnie informacje adresowane są do średnich i dużych odbiorców energii.

### 4.2. Charakterystyka spraw, jakimi zajmował się Rzecznik w 2008 r.

Rzecznik udziela pomocy przede wszystkim odbiorcom mediów energetycznych zużywanych na potrzeby gospodarstw domowych, ale także zwracają się do niego z zapytaniami osoby prowadzące działalność gospodarczą, przedstawiciele przedsiębiorstw, spółdzielni oraz wspólnot mieszkaniowych. Powiatowi lub miejscy rzecznicy konsumentów, inne urzędy administracji publicznej oraz przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich także przekazują Rzecznikowi kierowane do nich pisma odbiorców mediów energetycznych, które swoją tematyką związane są ściśle z dostawą mediów energetycznych.

Udzielanie odpowiedzi przez Rzecznika odbywa się poprzez kierowanie do odbiorców pisemnych wyjaśnień (1 057 otrzymanych pisemnych zapytań) lub udzielania porad podczas rozmów telefonicznych oraz wizyt (1 422 udzielonych porad) co oznacza, że w 2008 r. Rzecznik zajął się łącznie 2 479 sprawami.

Najwięcej przekazanych przez odbiorców spraw dotyczyło energii elektrycznej – 1 549 (62%), a następnie gazu – 575 (23%) oraz ciepła – 212 (9%). Rzecznik odpowiedział także w 143 (6%) przypadkach na inne, różne pytania odbiorców, dotyczące ogólnych zagadnień regulacji energetycznej oraz paliw ciekłych.

W poszczególnych grupach tematycznych zestawienie najczęściej poruszanych przez odbiorców problemów przedstawiają poniższe tabele.

Energia elektryczna – problemy odbiorców

| Wyszczególnienie | Taryfy, rozliczenia | Przyłącza | Instalacje, posadowienia | Nielegalny pobór | Standardy, uszkodzenia | Pozostałe |
|------------------|---------------------|-----------|--------------------------|------------------|------------------------|-----------|
| Liczba           | 584                 | 246       | 160                      | 147              | 125                    | 287       |
| Udział [w %]     | 38                  | 16        | 10                       | 9                | 8                      | 19        |

Gaz – problemy odbiorców

| Wyszczególnienie | Wysokie rachunki | Taryfy, rozliczenia | Przyłącza | Standardy obsługi | instalacje, urządzenia | Pozostałe |
|------------------|------------------|---------------------|-----------|-------------------|------------------------|-----------|
| Liczba           | 259              | 201                 | 48        | 20                | 14                     | 33        |
| Udział [w %]     | 45               | 35                  | 8         | 4                 | 2                      | 6         |

Ciepło – problemy odbiorców

| Wyszczególnienie | Podział kosztów | Taryfy, rozliczenia | Umowy realizacja | Instalacje, posadowienia | Przyłącza | Pozostałe |
|------------------|-----------------|---------------------|------------------|--------------------------|-----------|-----------|
| Liczba           | 84              | 46                  | 43               | 19                       | 15        | 5         |
| Udział [w %]     | 40              | 22                  | 20               | 9                        | 7         | 2         |

Źródło: URE.

W grupie „Taryfy i rozliczenia” mieszczą się pytania odbiorców dotyczące m.in. okresów rozliczeniowych, pozycji umieszczanych na fakturach, możliwości rozliczeń w oparciu o prognozowane wielkości zużycia, poprawności kwalifikacji do grupy taryfowej, zasad rozliczania w przypadkach uszkodzenia pomiarów. W 2008 r. bardzo dużo pytań dotyczyło zmian w taryfach, zmienionych stawek i cen, jak i nowych pozycji pojawiających się na fakturach. Szczególnie dużo pytań spowodowanych było pojawieniem się nowych pozycji na rachunkach, szczególnie dotyczyło to „opłaty przejściowej” na wszystkich rachunkach za energię elektryczną i „opłaty handlowej”, czy „rozliczeniowej” (różnie nazywanej przez przedsiębiorstwa) występującej na rachunkach za energię elektryczną odbiorców pobierających energię wg cenników nie zatwierdzanych przez Prezesa URE. Z dużą dezaprobatą i z zaskoczeniem przyjęli odbiorcy zmianę sposobu naliczania opłaty za przekroczenie mocy zamówionej (z wcześniej obowiązującej dwukrotnej stawki zmienionej na dziesięciokrotną), co miało swoje odbicie w liczbie kierowanych do Rzecznika skarg i pytań. W rozliczeniach za styczeń 2008 r. w rachunkach odbiorców grup taryfowych G wiele przedsiębiorstw policzyło dwukrotnie opłatę abonamentową, co wywołało także liczne pytania o prawne podstawy takiego rozliczenia. W przypadku gazu duża liczba zastrzeżeń wpłynęła po zatwierdzeniu nowych taryf w kwietniu 2008 r. Opracowane taryfy, wg przepisów nowego rozporządzenia taryfowego, znacznie zwiększyły udział członu stałego w opłatach za gaz. Szczególnie jest to odczuwalne przez odbiorców grupy taryfowej W3. Tradycyjnie dość znacząca liczba zgłaszanych zagadnień z tej grupy tematycznej była spowodowana zmianami długości okresów rozliczeniowych i zasad wystawiania rachunków opartych na prognozie zużycia.

W przypadku gazu wyodrębniona została grupa „Wysokie rachunki”, w której znajdują się skargi na zawyżone rachunki za gaz. Szczególne nasilenie takich zastrzeżeń odbiorców wystąpiło w I kwartale 2008 r. W opinii odbiorców zawyżone rachunki były spowodowane pogorszeniem jakości dostarczanego gazu, czy wręcz pojawiały się zarzuty mieszania gazu z innymi niepalnymi gazami. Wyjątkowe nasilenie tego rodzaju zastrzeżeń (poza wykazaną liczbą spraw, które spłynęły do Rzecznika, jeszcze większe ilości zostały skierowane do innych komórek URE, zwłaszcza do oddziałów terenowych) było spowodowane doniesieniami medialnymi. W kilku informacjach medialnych błędnie przekazano swoim odbiorcom (czytelnikom, słuchaczom czy widzom), że URE jest właściwym adresatem reklamacji rachunków.

Pod pojęciem „Standardy” mieszczą się przypadki dotyczące jakości dostarczanych nośników energii (w przypadku energii elektrycznej najczęściej skargi dotyczyły zbyt niskiego lub zbyt wysokiego napięcia i przerw w dostawie energii). W tej grupie są umieszczone przypadki dotyczące uszkodzeń urządzeń od-

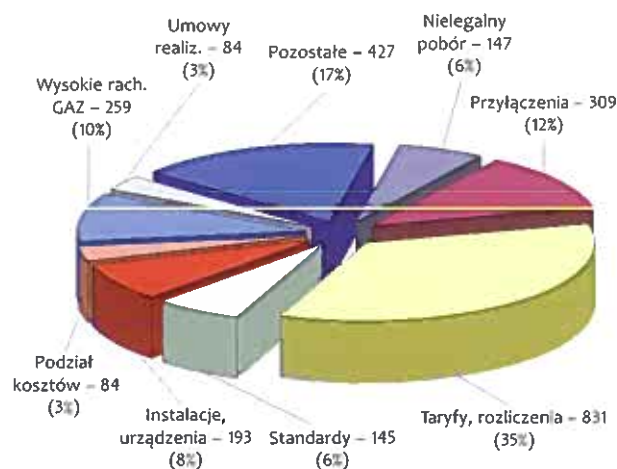
biornych wskutek przepięcia w sieci dostawcy energii, kłopoty odbiorców z uzyskaniem od przedsiębiorstw zwrotu kosztów naprawy tych urządzeń, oraz dotyczące standardów obsługi odbiorców. Stosunkowo duża liczba skarg dotyczyła długich terminów oczekiwania na odpowiedź na złożone reklamacje rachunków, skargi na zmniejszenie lub całkowitą likwidację punktów kasowych prowadzonych przez przedsiębiorstwa, a także na trudności ze skontaktowaniem się z telefonicznymi centrami obsługi klientów (bardzo długi czas oczekiwania na zgłoszenie osoby obsługującej centrum, po uprzednim „przyjęciu” połączenia przez automat zgłoszeniowy; oznacza to, że czas oczekiwania płacony był przez odbiorcę).

„Instalacje, urządzenia” obejmuje zagadnienia dotyczące warunków, jakim powinny odpowiadać instalacje odbiorcze, określenia granicy odpowiedzialności za poszczególne instalacje, parametrów układów pomiarowo-rozliczeniowych, na kim ciąży obowiązek zainstalowania i modernizacji tych układów oraz kto ponosi koszty legalizacji urządzeń pomiarowych. W tej grupie mieszczą się pytania dotyczące także posiadania urządzeń energetycznych (szczególnie elektroenergetycznych: słupów linii napowietrznych, transformatorów, szaf rozdzielczych, itp.) na gruntach nie należących do przedsiębiorstw energetycznych.

Stosunkowo dużo (147 przypadków), choć znacząco mniej niż w latach poprzednich, było pytań dotyczących możliwości obrony przed oskarżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne o nielegalny pobór energii elektrycznej.

W zakresie ciepła tradycyjnie stosunkowo dużo było pytań dotyczących zasad rozliczeń kosztów podziału ciepła w budynkach wielolokalowych (84 przypadki). W tej sprawie, podobnie jak w poprzedniej dotyczącej nielegalnego poboru, rozstrzygnięcie sporów powstałych na tym tle nie leży w kompetencjach Prezesa URE, lecz należy do kompetencji innych organów.

Poniższy rys. 10 ilustruje strukturę przedmiotową poruszonych przez odbiorców problemów.



Rysunek 10. Struktura zgłoszonych przez odbiorców tematów w 2008 r.

Odbiorców interesowały także inne zagadnienia związane z kompetencjami Prezesa URE, z zakresami prowadzenia działalności energetycznej bez konieczności uzyskiwania koncesji, pobieraniem energii od przedsiębiorstwa niekoncesjonowanego i zasadami prowadzenia rozliczeń, zasadami rozliczania podnajemców z pobranej energii, normami dotyczącymi instalacji grzewczych w budynkach, normatywnych temperatur w instalacjach ciepłej wody.

### 4.3. Komunikacja i działalność informacyjna Rzecznika

W 2008 r. do Rzecznika 75 razy zwracali się dziennikarze z różnych mediów z prośbami o wyjaśnienia problemów odbiorców energii i gazu. Szczególnie eksponowanym w 2008 r. zagadnieniem była jakość gazu i wyniki prowadzonych przez oddziały terenowe URE postępowań w tej sprawie, liberalizacja rynku energii i związany z tym zakres ustalanych przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną (bez konieczności zatwierdzania przez Prezesa URE) taryf, a także możliwość wyboru sprzedawcy energii.

### 4.4. Współpraca z innymi urzędami, organizacjami i instytucjami konsumenckimi

Wśród spraw skierowanych do Rzecznika były pisma przysłane z innych urzędów, które w całości lub części dotyczyły problemów związanych z różnymi aspektami dostarczania nośników energii. W 2008 r. przekazanych zostało 59 takich spraw, przy czym większość nadesłało Ministerstwo Gospodarki, a następnie: Rzecznik Praw Obywatelskich, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów.

W ubiegłym roku łącznie w 49 sprawach zwrócili się do Rzecznika powiatowi lub miejscy rzecznicy

konsumentów lub przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich. Przekazane przez nich sprawy odnosiły się głównie do problemów nielegalnego poboru energii elektrycznej, sposobu podziału kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych, odpowiedzialności za skutki niedotrzymania napięcia dostarczanej energii elektrycznej oraz spraw kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych. W 2008 r. Rzecznik uczestniczył w kilku spotkaniach z rzecznikami konsumentów, organizowanych przez oddziały terenowe urzędu, na których dzielono się doświadczeniami w zakresie możliwości rozwiązywania najczęściej występujących problemów odbiorców.

### 4.5. Inne sfery aktywności Rzecznika

Uwidoczniona w zestawieniu olbrzymia liczba skarg na wysokość rachunków za pobrane paliwo gazowe (w podtekście na jakość gazu ziemnego) spowodowała konieczność opracowania przez Rzecznika dodatkowych wyjaśnień kierowanych m.in. do posłów i senatorów, wyjaśnień dla mediów informacyjnych oraz udział w konferencjach prasowych. Bardzo czasochłonne i pracochłonne postępowania wyjaśniające były prowadzone przez oddziały terenowe właściwe z uwagi na występowanie skarg odbiorców, natomiast Rzecznik opracowywał informacje zbiorcze kierowane do różnych instytucji mediów. Po wykonaniu szeregu czynności związanych z badaniem próbek gazu ziemnego i monitorowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, we wnioskach raportu końcowego nie wskazano przypadku zbyt niskiej kaloryczności gazu ziemnego. W proponowanych wnioskach podane zostały rozwiązania prawne i organizacyjne prowadzące do zapobiegania występowania masowych skarg w przyszłości.

Bardzo ważnym wydarzeniem, w którym Rzecznik miał swój wkład, było listopadowe zainaugurowanie cyklicznych spotkań pn. „Strefa Odbiorcy”.

## 5. Ochrona odbiorcy

Podstawowym zadaniem Prezesa URE, wynikającym z art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Wypracowanie definicji „odbiorcy wrażliwego społecznie” (ang. *vulnerable customers*) czy też „ubóstwa energetycznego” (ang. *fuel poverty*) oraz modelu pomocy tym grupom odbiorców nie należy bezpośrednio do zakresu działań Prezesa URE. Uwzględniając jednak tendencję wzrostu poziomu cen dla gospodarstw domowych zarówno energii elektrycznej, gazu, jak i ciepła, a zatem pogarszającą się sytuację ekonomiczną wielu rodzin, Prezes URE, jako jedyny organ administracji rządowej, podjął to zagadnienie w 2007 r. i kontynuował prace w 2008 r.

Jest wiele argumentów przemawiających za tym, że gospodarstwa domowe wrażliwe społecznie powinny otrzymać pomoc, umożliwiającą im opłacenie rachunku za pobraną energię czy gaz, co zapobiegnie wstrzymaniu dostaw tych mediów. Argumenty takie można znaleźć zarówno w sferze moralnej, jak i ekonomicznej czy społecznej.

O ile w ustawie – Prawo energetyczne zostały przyjęte instrumenty służące ochronie odbiorców, jak np. możliwość rozstrzygnięcia sporów na wniosek odbiorcy<sup>106)</sup>, o tyle nie została zapewniona ochrona odbiorców tzw. wrażliwych społecznie czy też słabych ekonomicznie. Na gruncie polskim nie została dotychczas wypracowana ani definicja odbiorcy wrażliwego społecznie/słabego ekonomicznie, ani definicja gospodarstwa domowego w sytuacji ubóstwa energetycznego<sup>107)</sup>.

## 5.1. Prace nad problematyką odbiorców wrażliwych

W celu podjęcia próby rozwiązania problemu odbiorców wrażliwych społecznie na rynku energetycznym, na podstawie decyzji Nr 31/2007 Prezesa URE z 30 listopada 2007 r. w sprawie powołania oraz szczegółowego zakresu zadań, trybu działania i składu osobowego Zespołu do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Odbiorców Wrażliwych Społecznie, w grudniu 2007 r. rozpoczął prace ww. Zespół.

Zespół zakończył pracę przygotowanym projektem modelu pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie<sup>108)</sup>

<sup>106)</sup> Art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ale także w procesie taryfowania; art. 6 ust. 3 i 3a – wskazane przesłanki i procedury wstrzymania dostaw; art. 6a ust. 1 – możliwość zainstalowania licznika przedpłatowego; art. 7 ust. 9 – zgłoszenie do Prezesa URE odmowy przyłączenia do sieci; art. 8 ust. 1 – rozstrzygnięcie sporów; art. 23 ust. 2 pkt 10 – kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej i paliw gazowych; rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych; możliwość uzyskania informacji i porad u Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii; możliwość bezpłatnej zmiany sprzedawcy – IRIES.

<sup>107)</sup> Takie definicje dawno już wypracowano w Wielkiej Brytanii.

<sup>108)</sup> O odbiorcy wrażliwym społecznie była już mowa w: I. Figaszewska, *Ochrona odbiorców słabych ekonomicznie w świetle Załącznika Technicznego do Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*, Biuletyn URE nr 2/2006; A. Bednarska, *Taryfy społeczne i inne formy pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie – doświadczenia europejskie*, Biuletyn URE nr 5/2007; I. Figaszewska, *Ochrona odbiorców słabych ekonomicznie na rynku energii oraz gazu w Polsce, na tle państw Unii Europejskiej*, w: *Polityka społeczna w życiu społeczno-gospodarczym kraju*, praca zbiorowa pod redakcją A. Rączaszka i W. Koczura, w serii *Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamieckiego w Katowicach*, Katowice 2007; M. Swora, A. Bednarska, *Energetyka: odbiorca wrażliwy społecznie*, „Rzeczpospolita” z 11 grudnia 2007 r., <http://www.rp.pl/artykul/75865.html>; I. Figaszewska, *O konieczności ochrony gospodarstw domowych słabych ekonomicznie na rynku energii elektrycznej oraz gazu*, Biuletyn URE nr 1/2008; I. Figaszewska, A. Bednarska, A. Falecki, *W jaki sposób przedsiębiorstwa energetyczne pomagają odbiorcom wrażliwym społecznie uniknąć wstrzymania dostaw energii elektrycznej czy gazu?*, Biuletyn URE nr 2/2008; *Program pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie na rynku energii elektrycznej i gazu oraz propozycje zmian legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia programu. Raport Końcowy*, Warszawa, 31 marca 2008 r., Biuletyn URE nr 4/2008.

oraz przygotowaniem założeń do projektu zmian legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia programu. W pracach Zespołu uwzględniono także zagadnienie pozyskania środków finansowych przeznaczonych na pomoc odbiorcom wrażliwym społecznie.

Problem odbiorców wrażliwych społecznie na rynku energii elektrycznej oraz paliw gazowych, jest problemem tak szerokim, że w jego rozwiązanie muszą zaangażować się zarówno organy państwowe, samorządowe, jak i przedsiębiorstwa energetyczne. Sytuacja tych gospodarstw jest bowiem kombinacją różnych czynników, do których można zaliczyć: dochód odbiorcy, koszty paliwa, wiek domowników, stan ich zdrowia, ale też efektywność energetyczną posiadanych urządzeń oraz współczynnik przenikania ciepła mieszkania/domu w przypadku ogrzewania gazem lub energią elektryczną.

Przedstawiona w 2008 r. propozycja rozwiązania problemu odbiorców wrażliwych stanowi próbę kompleksowego podejścia w celu stworzenia instrumentów pomagających tym odbiorcom uniknąć wstrzymania dostaw energii oraz gazu. Propozycja ta zakłada uznanie energii elektrycznej za podstawowe dobro cywilizacyjne konieczne do zaspokojenia podstawowych potrzeb. W propozycji tej ciężar pomocy tym grupom odbiorców spoczywa na gminie (poprzez istniejące ośrodki pomocy społecznej oraz wydziały mieszkaniowe). Szereg ustaw dotyczących funkcjonowania i zadań gminy, tworzy bowiem ramy prawne do realizacji przez gminę polityki społecznej<sup>109)</sup>.

Już obecnie środki na ten cel wydatkowane są ze środków własnych gmin (z funduszu przeznaczonego na zasiłki celowy). Wraz ze wzrastającym poziomem cen energii elektrycznej, środki te mogą okazać się jednak niewystarczające. Zaproponowano zatem, aby fundusze na ten cel pozyskać przede wszystkim poprzez rozwiązanie systemowe, polegające na zmniejszeniu dotychczasowej wysokości podatków nakładanych na energię elektryczną, tj. akcyzy i VAT a także z kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, wpływy z których zasiliłyby fundusze gmin.

<sup>109)</sup> Zgodnie np. z: art. 7 ust. 1 pkt 3 i pkt 5-7 ustawy z 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym, zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty należy do zadań własnych gminy. Do zadań własnych gminy należą w szczególności sprawy zaopatrzenia m.in. w energię elektryczną; pomocy społecznej; ochrony zdrowia; gminnego budownictwa mieszkaniowego; art. 17 ust. 1 ustawy z 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej, do zadań własnych gminy o charakterze obowiązkowym należy m.in. opracowywanie i realizacja gminnej strategii rozwiązywania problemów społecznych ze szczególnym uwzględnieniem programów pomocy społecznej, których celem jest integracja osób i rodzin z grup szczególnego ryzyka (pkt 1); sporządzanie bilansu potrzeb gminy w zakresie pomocy społecznej (pkt 2); przyznawanie i wypłacanie zasiłków celowych (pkt 5); utworzenie i utrzymanie ośrodka pomocy społecznej (pkt 18).



Wdrożenie propozycji URE wymagałoby zmian zarówno w projekcie dokumentu pn. „Polityka Energetyczna Polski do roku 2030”, jak i w kilku ustawach: o pomocy społecznej, o dodatkach mieszkaniowych, Prawo energetyczne oraz o podatku akcyzowym.

Przedstawiona propozycja wypełnia zarówno nałożony na Polskę obowiązek zawarty w art. 3 ust. 5 dyrektywy 2003/54/WE<sup>110)</sup> Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE oraz w art. 3 ust. 3 dyrektywy 2003/55/WE<sup>111)</sup> Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE, gdzie postanowiono, że „Państwa Członkowskie podejmują właściwe kroki dla ochrony odbiorców końcowych, w szczególności zapewniają wprowadzenie odpowiednich zabezpieczeń chroniących słabych odbiorców, łącznie ze środkami pomagającymi tym odbiorcom uniknąć odłączenia od sieci”, jak i jest zgodna ze stanowiskiem Europejskiej Grupy Regulatorów<sup>112)</sup>. Podejmując te prace Prezes URE rozpoczął zatem realizację ww. zapisów obu dyrektyw.

Przedstawione w Raporcie ww. Zespołu propozycje powinny zaktywizować inne urzędy i służby, a także organizacje spoza sektora energetyki do włączenia się w prace związane z minimalizacją ujemnych skutków zwiększającej się ceny nośników energii, w środowiskach społecznie wrażliwych.

W odczuciu Prezesa URE tak się jednak nie stało i nadal odczuwa się brak dyskusji na temat sposobów pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie na forach administracji rządowej.

Najwyższa Izba Kontroli<sup>113)</sup> pozytywnie oceniła powołanie przez Prezesa URE tego Zespołu oraz

opracowanie i przedłożenie w styczniu 2008 r. Ministrowi Gospodarki „Mapy drogowej uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej”<sup>114)</sup>, zawierającej pakiet działań wymagających zrealizowania przed planowym podjęciem decyzji o liberalizacji rynku z 1 stycznia 2009 r.

W I połowie 2008 r. podjęła prace „Grupa robocza do opracowania projektów aktów prawnych zapewniających odbiorcom słabym ekonomicznie właściwy poziom ochrony na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej oraz nadających Prezesowi URE odpowiednią rolę i narzędzia regulacyjne na takim rynku”, pod przewodnictwem Marka Woszczyka – Wiceprezesa URE<sup>115)</sup>.

Uczestniczące w pracach Grupy ministerstwa (Pracy i Polityki Społecznej, Finansów, Infrastruktury) oraz UOKiK nie zaakceptowały w całości przedstawionej przez URE propozycji ochrony odbiorcy wrażliwego, zakładającej uznanie energii elektrycznej za podstawowe dobro cywilizacyjne, umiejscowienie pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie w obecnym systemie pomocy społecznej, a także pozyskanie na ten cel środków finansowych poprzez obniżenie stawek podatkowych stosowanych dla energii elektrycznej oraz z tytułu wymierzanych przez Prezesa URE kar. Jako jedyne możliwe do przyjęcia rozwiązanie wskazano przy tym pomoc odbiorcom słabym ekonomicznie poprzez system taryf socjalnych.

Prezes URE nie może natomiast rekomendować wprowadzenia taryfy socjalnej, prowadzącej do skrośnego subsydiowania pomiędzy grupami odbiorców, ani przeniesienia całej odpowiedzialności za niesienie pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie jedynie na przedsiębiorstwa energetyczne, z całkowitym pominięciem instytucji do tego powołanej, tj. pomocy społecznej.

Raport z działalności Grupy Roboczej, z września 2008 r., został przekazany Waldemarowi Pawlakowi – Ministrowi Gospodarki, pismem z 26 września 2008 r.

Podczas prac Grupy Roboczej została nawiązana współpraca z Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych. Efektem tej współpracy jest unikalna próba oszacowania wpływu podwyżek cen energii na skalę wzrostu ubóstwa<sup>116)</sup>. Zgodnie z przeprowadzonymi ana-

<sup>110)</sup> Dz. U. UE – L 176, vol. 26 z 17.07.2003 r.

<sup>111)</sup> Dz. U. UE – L 176, vol. 26 z 17.07.2003 r.

<sup>112)</sup> Zgodnie ze stanowiskiem Europejskiej Grupy Regulatorów (ERGEG) państwa członkowskie mogą dokonać wyboru środków pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie zgodnych z polityką społeczną państwa. Możliwa jest także pomoc, świadczona tym grupom odbiorców, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, poprzez działania podejmowane w ramach dobrowolnych inicjatyw, np. w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR). Należy jednak zauważyć, że pomoc odbiorcom wrażliwym społecznie nie jest podstawowym zadaniem realizowanym przez przedsiębiorstwa energetyczne. Pomoc odbiorcom wrażliwym społecznie poprzez zastosowanie regulowanych taryf socjalnych, nie jest właściwym środkiem pomocy tym grupom odbiorców, w warunkach liberalizowanego rynku energii elektrycznej i przy prawidłowo działającym systemie pomocy społecznej – ERGEG'S Response to the European Commission's „Towards a European Charter of the Rights of Energy Consumers”, E 07-CFG-15-03, 7 September 2007.

<sup>113)</sup> Wystąpienie Pokontrolne z kontroli działań Prezesa URE w zakresie zwolnień przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, z 14 czerwca 2008 r., znak: P/08/043, KGP/41011-3/08.

<sup>114)</sup> Biuletyn URE nr 2/2008.

<sup>115)</sup> Grupa powołana na podstawie zarządzenia nr 1/08 Przewodniczącego Zespołu Sterującego do spraw realizacji „Programu dla elektroenergetyki” z 15 lutego 2008 r., na mocy Zarządzenia nr 55 Prezesa Rady Ministrów z 13 kwietnia 2006 r. w sprawie Zespołu Sterującego do Spraw Realizacji „Programu dla elektroenergetyki”. W skład Grupy Roboczej weszli przedstawiciele Ministrów: Skarbu Państwa, Finansów, Pracy i Polityki Społecznej, Infrastruktury, Środowiska, Gospodarki oraz Prezesów: URE i Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

<sup>116)</sup> P. Kurowski, *Wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną. Próba ustalenia grup odbiorców wrażliwych na podwyżki cen energii (wyniki na podstawie badań GUS z 2006 r.)*, Biuletyn URE nr 5/2008.

lizami, wzrost cen energii jedynie o 10% powoduje wzrost liczby gospodarstw domowych w sytuacji ubóstwa do powyżej 1 miliona.

## 5.2. Prace nad zagadnieniami społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych

Prezes URE, decyzją nr 5/2008 z 21 kwietnia 2008 r., powołał Zespół do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych.

Zespół zakończył pracę propozycją zaangażowania się Prezesa URE w realizację zagadnień z obszaru społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych, w tym przygotowaniem założeń do cyklicznych badań ankietowych, wraz z propozycją ankiety<sup>117)</sup>.

Istnieje wiele czynników, które wywołują zainteresowanie społeczną odpowiedzialnością biznesu (zwanego dalej SOB, ang. *Corporate Social Responsibility, CSR*), są to: nowe problemy i oczekiwania mieszkańców, klientów, władz publicznych oraz inwestorów w kontekście globalizacji i zmian przemysłowych na dużą skalę. Kryteria społeczne coraz bardziej wpływają na decyzje inwestycyjne jednostek i instytucji występujących zarówno w roli konsumentów, jak i inwestorów. Towarzyszy temu coraz większa troska o szkody wyrządzone środowisku przez działalność gospodarczą i przejrzystość tej działalności, do czego przyczyniają się media i technologie informacyjno-komunikacyjne.

Przedsiębiorstwa same coraz bardziej zdają sobie sprawę z tego, że SOB może mieć bezpośrednie znaczenie ekonomiczne. Mimo, że głównym zadaniem współczesnej firmy jest dbałość o wzrost jej wartości, to istnieje możliwość harmonizowania tego celu w ujęciu ekonomicznym z osiągnięciem celów społecznych i ekologicznych. Realizuje się to poprzez włączenie SOB (jako ważnej inwestycji) do swojej podstawowej strategii biznesowej, swoich instrumentów zarządzania oraz innych działań. SOB jest procesem, w ramach którego przedsiębiorstwa zarządzają swoimi relacjami z różnorodnymi interesariuszami, którzy mogą mieć faktyczny wpływ na ich ekonomiczne powodzenie. Zatem należy SOB traktować jako inwestycję, a nie jako koszt<sup>118)</sup>.

Zaproponowano następującą koncepcję społecznej odpowiedzialności biznesu energetycznego – SOBE:

„SOBE to strategia harmonijnie łącząca etyczne i ekologiczne aspekty w działalności gospodarczej z jej dominującym atrybutem czyli efektywnością, eksponująca jawność, przejrzystość działania, rzetelność wobec klientów (kalkulacja cen, jakość dostaw i obsługi) oraz w kontaktach z pozostałymi interesariuszami (m.in. z pracownikami, akcjonariuszami, dostawcami, społecznością lokalną). To wkład biznesu w realizację polityki energetycznej państwa oraz taki sposób prowadzenia firmy, który nie nadużywa jej przewagi wobec odbiorcy energii, gazu czy ciepła. Korzyści strategii SOBE powinny być rozpatrywane w perspektywie długofalowej i są to: zwiększenie lojalności konsumentów i interesariuszy, poprawa relacji ze społecznością i władzami lokalnymi, podnoszenie poziomu kultury organizacyjnej firmy. Przede wszystkim jednak SOBE to zapewnienie firmie trwałego rozwoju oraz wzrostu jej wartości”, w której położono nacisk na samoograniczenie się przez przedsiębiorstwa energetyczne w wykorzystywaniu przewagi monopolistycznej wobec odbiorców.

W zaproponowanych przez Zespół badaniach ankietowych adresowanych do przedsiębiorstw energetycznych, uwzględniono zagadnienia związane z pomocą odbiorcom wrażliwym społecznie.

Tym samym, prace ww. Zespołu pozwalają na podjęcie przez Prezesa URE próby implementacji koncepcji społecznej odpowiedzialności biznesu do sektora energetycznego, a zatem próby wdrożenia pierwszego w Polsce sektorowego programu społecznej odpowiedzialności biznesu.

## 5.3. Działania na szczeblu lokalnym

Zakończenie prac przez Zespół do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Odbiorców Wrażliwych Społecznie, zapoczątkowało dalsze działania już na poziomie lokalnym. Oddziały terenowe URE zorganizowały spotkania przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych oraz ośrodków pomocy społecznej. Jako przykład wskazać można spotkania warsztatowe zorganizowane przez oddziały URE w: Warszawie (październik 2008 r.), Katowicach (listopad 2008 r.) i Lublinie (listopad-grudzień 2008 r.). Celem tych spotkań była wymiana dotychczasowych doświadczeń oraz omówienie sposobów pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie, a także wypracowanie form współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a ośrodkami pomocy społecznej. Okazjonalne warsztaty wkomponowywały się jednak w szerszą, stałą i nadal kontynuowaną współpracę wszystkich oddziałów terenowych URE z organizacjami i instytucjami zainteresowanymi zagadnieniem ochrony odbiorców wrażliwych. Informacja o tych inicjatywach została zamieszczona na stronie internetowej Prezesa URE.

<sup>117)</sup> Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. Raport Końcowy, Warszawa, 1 września 2008 r., Biuletyn URE nr 6/2008 oraz na [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).

<sup>118)</sup> *Promoting a European framework for corporate social responsibility*. Green Paper, European Commission, Directorate-General for Employment and Social Affairs, July 2001, COM (2001) 366 final.

## 5.4. Współpraca z innymi instytucjami

W celu realizacji implementacji koncepcji społecznej odpowiedzialności biznesu do sektora energetycznego, w tym pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie na rynku energii elektrycznej, gazu oraz ciepła, przy braku odpowiedniego zaplecza naukowo-badawczego, etatów do realizacji tego celu oraz środków finansowych, Prezes URE zaprosił do współpracy inne organizacje.

W 2008 r. zostały podpisane Porozumienia o Współpracy z: PricewaterhouseCoopers Polska Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, stowarzyszeniem Forum Odpowiedzialnego Biznesu z siedzibą w Warszawie oraz jednostką badawczo-rozwojową – Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych z siedzibą w Warszawie.

Prezes URE podjął współpracę w zakresie wymiany informacji dotyczących inicjatyw i problemów związanych z odbiorcami słabymi ekonomicznie na rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła oraz badań, analiz, a także opracowania przewodników oraz kodeksów dobrych praktyk dotyczących społecznej odpowiedzialności biznesu sektora energetycznego (energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła). Współpraca będzie polegać w szczególności na:

- 1) wspieraniu działań Prezesa URE poprzez inicjowanie badań naukowych i prac rozwojowych dotyczących odbiorcy słabego ekonomicznie, w tym:
  - a) prowadzeniu symulacji wpływu podwyżek cen energii, gazu ziemnego i ciepła na ubożenie gospodarstw domowych, w związku z zachodzącymi na rynku energetycznym zmianami;
  - b) przeprowadzaniu szacunków odnośnie stopnia, w jakim zmiana cen energii, gazu ziemnego i ciepła dla gospodarstw domowych powoduje zmianę liczby gospodarstw najuboższych;
  - c) wypracowaniu, dla warunków w Polsce, definicji: „odbiorcy słabego ekonomicznie” oraz „ubóstwa energetycznego”;
- 2) wspieraniu działań Prezesa URE poprzez inicjowanie prac dotyczących społecznej odpowiedzialności biznesu sektora energetycznego, w tym:
  - a) zaprojektowanie i przeprowadzenie cyklicznych badań ankietowych przedsiębiorstw energetycznych dotyczących społecznej odpowiedzialności biznesu sektora energetycznego, oraz opracowanie wyników badań;
  - b) współpraca przy tworzeniu „Przewodnika SOB” dla przedsiębiorstw energetycznych;
  - c) współpraca przy tworzeniu kodeksów dobrych praktyk,
- 3) inicjowaniu i współorganizowaniu seminariów i konferencji, służących wymianie myśli i doświadczeń świata nauki, władzy publicznej, organizacji pozarządowych oraz organizacji branżowych i przedsiębiorstw energetycznych w ww. zakresie.

Informacja o tych inicjatywach także została zamieszczona na stronie internetowej Prezesa URE.

## 5.5. Udział w szkoleniach, seminariach, konferencjach, spotkaniach

Pracownicy URE uczestniczyli w konferencjach poświęconych zagadnieniom związanym z ochroną odbiorcy. W ramach XXVI Konferencji Naukowej PolitykóW Społecznych pn. *Społeczne konsekwencje integracji europejskiej* w Ustroniu, której organizatorem była Katedra Polityki Społecznej i Gospodarczej Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamieckiego w Katowicach (16-18 czerwca 2008 r.) zostały przygotowane publikacje do druku oraz prezentacje na obrady w sekcjach na dwa tematy: „Model pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych w Polsce” oraz „Działalność społeczna przedsiębiorstw energetycznych na rzecz ochrony odbiorców”. Z kolei na objętej przez Prezesa URE patronatem konferencji *Odpowiedzialność społeczna w sektorze energetycznym*, zorganizowanej przez Caritas Archidiecezji Gnieźnieńskiej, zostały przedstawione dwie prezentacje: „Ochrona odbiorców wrażliwych społecznie w krajach Unii Europejskiej” oraz „Pomoc odbiorcom wrażliwym społecznie na rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce – propozycja URE”.

Poza powyższymi pracownicy URE uczestniczyli ponadto w następujących konferencjach związanych tematycznie z zagadnieniami wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku:

- 5 marca 2008 r. – warsztaty *Zarządzanie Reputacją Firmy – sektor energetyczny* – Stowarzyszenie Energii Odnawialnej, Warszawa,
- 7 marca 2008 r. – Podsumowanie wyników dialogu międzysektorowego dotyczącego rozwoju społecznej odpowiedzialności biznesu w Polsce. Społeczna odpowiedzialność biznesu jako polityka publiczna? Wnioski i rekomendacje interesariuszy dot. rozwoju społecznej odpowiedzialności biznesu w Polsce – Program Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju, Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Pracy i Polityki Społecznej, Forum Odpowiedzialnego Biznesu, Lewiatan, The Global Compact, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa,
- 31 marca 2008 r. – udział w ogłoszeniu Raportu „Odpowiedzialny Biznes w Polsce w 2007 r. Dobre Praktyki” – Forum Odpowiedzialnego Biznesu, Warszawa,
- 11 września 2008 r. – seminarium inaugurujące inicjatywę „Raporty Społeczne 2008” – PricewaterhouseCoopers, Forum Odpowiedzialnego Biznesu, CSR Consulting, ACCA, Warszawa,
- 16 września 2008 r. – *Firma jako obywatel*, spotkanie z cyklu *Rozmowy o Odpowiedzialnym Biznesie*, w ramach Tygodnia Obywatelskiego V Ogólnopolskiego Forum Inicjatyw Pozarządowych – Forum Odpowiedzialnego Biznesu, Warszawa,
- 28-29 października 2008 r. – konferencja *Zrównoważony rozwój* połączona z Targami Dobrych Praktyk CSR – Forum Odpowiedzialnego Biznesu, Warszawa.

## 6. Strefa odbiorcy

Pod koniec 2008 r. Prezes URE zainauguował działalność „Strefy Odbiorcy”. Inicjatywa ta, która gromadzi przedstawicieli konsumentów, urzędów państwowych oraz firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła, ma za zadanie rozwiązywanie powszechnych problemów odbiorców oraz wypracowanie standardów dobrych praktyk.

Pomysł powołania Strefy Odbiorcy wziął się z przekonania, że właśnie odbiorca energii powinien stać się kluczowym podmiotem na rynku, którego potrzeby i oczekiwania będą uwzględniane przez pozostałych uczestników gry rynkowej. Nie stanie się tak jednak bez zagwarantowanych i dobrze uświadomionych praw, instytucjonalnego wsparcia w sytuacjach spornych i ułatwień w procedurach dochodze-

nia roszczeń. Strefa Odbiorcy, w której udział biorą zarówno przedstawiciele organizacji zrzeszających przedsiębiorców, jak i strony reprezentujące interesy konsumentów, w zamysle pomysłodawców powinna istotnie przyspieszyć ten proces.

Celem Strefy Odbiorcy jest poszukiwanie rozwiązań dla powszechnych problemów, określenie i promowanie najlepszych praktyk i działanie na rzecz propagowania wiedzy o otwartym rynku energii wśród odbiorców. Celem długookresowym dla tego forum jest wykreowanie rynku odbiorcy w poszczególnych sektorach energetycznych.

Strefa Odbiorcy przyjęła formę cyklicznych spotkań warsztatowych – ciepłowniczych, elektroenergetycznych i gazowniczych. Na stronie internetowej URE jest wyodrębniona zakładka dotycząca „STREFY ODBIORCY”. W miejscu tym znajdują się aktualne informacje dotyczące działalności forum.

# CZĘŚĆ IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

## 1. Organizacja urzędu

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, działającym na podstawie przepisów ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Prezes URE wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki. W skład urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- 1) Gabinet Prezesa,
- 2) Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- 3) Departament Taryf,
- 4) Departament Promowania Konkurencji,
- 5) Biuro Prawne,
- 6) Biuro Obsługi Urzędu,
- 7) Stanowisko Koordynatora do Spraw Współpracy Międzynarodowej,

- 8) Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- 9) Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii.

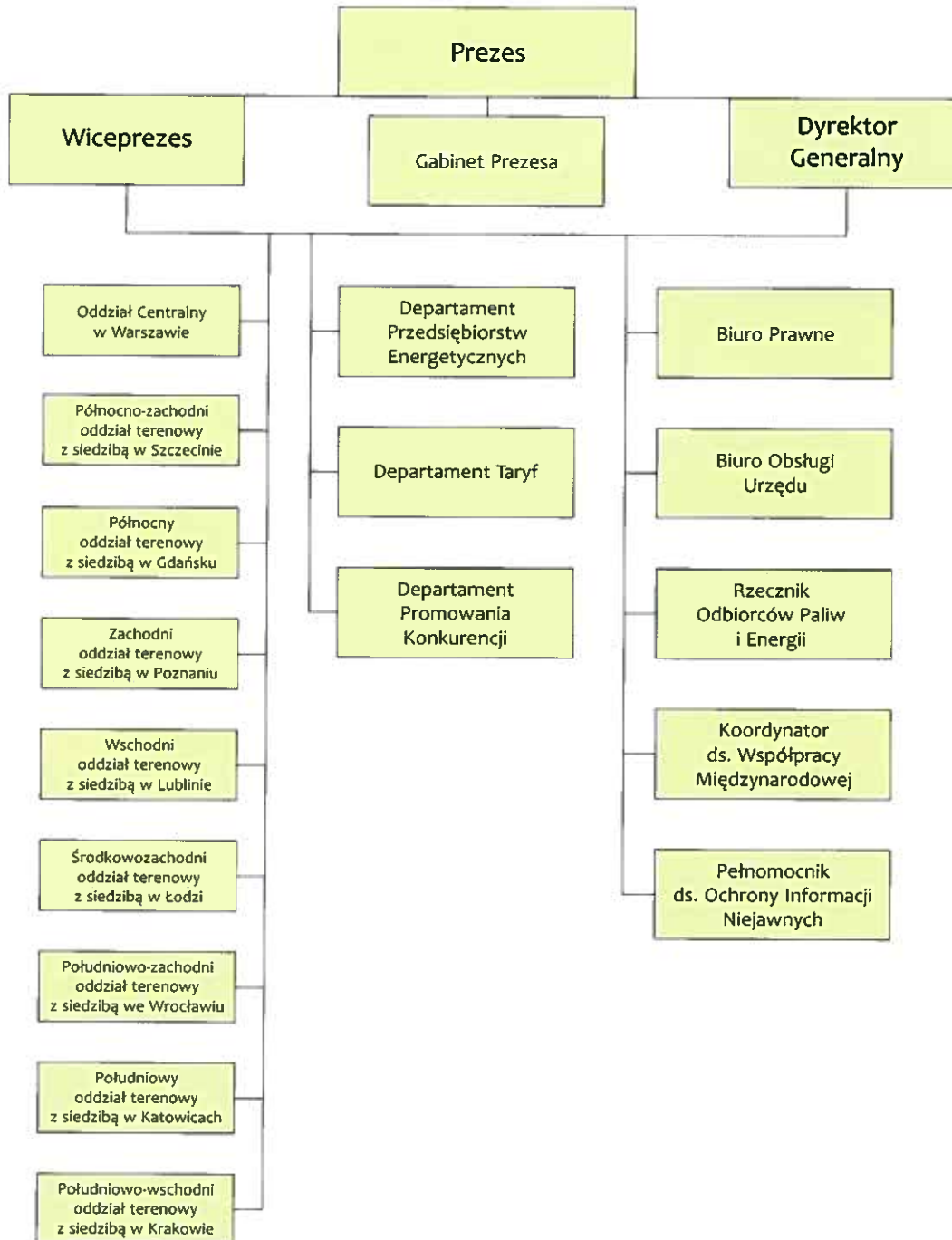
W skład urzędu wchodzi również:

- 1) Oddział Centralny w Warszawie,
- 2) Północno-zachodni oddział terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- 3) Północny oddział terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- 4) Zachodni oddział terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- 5) Wschodni oddział terenowy z siedzibą w Lublinie,
- 6) Środkowozachodni oddział terenowy z siedzibą w Łodzi,
- 7) Południowo-zachodni oddział terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
- 8) Południowy oddział terenowy z siedzibą w Katowicach,
- 9) Południowo-wschodni oddział terenowy z siedzibą w Krakowie.

Strukturę organizacyjną URE przedstawia schemat na sąsiedniej stronie.

Zapraszamy na stronę internetową URE:

[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

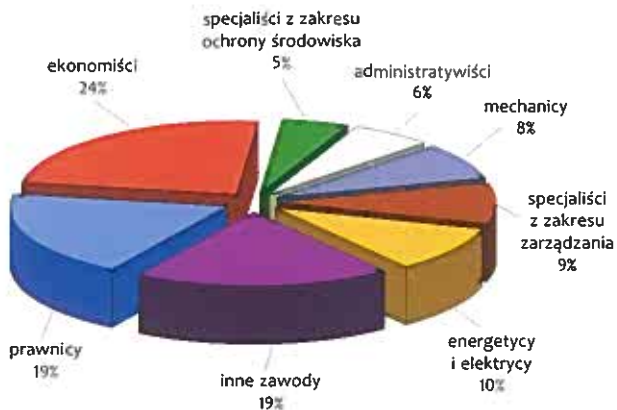


## 2. Zatrudnienie i kwalifikacje

Według stanu na 31 grudnia 2008 r. w URE zatrudnione były 293 osoby, z czego 259 osób to członkowie korpusu służby cywilnej oraz 34 osoby, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej (m.in. osoby powołane na wysokie stanowiska państwowe zgodnie z ustawą o państwowym zasobie kadrowym i wysokich stanowiskach państwowych, dyrektorzy oddziałów terenowych).

152 osoby pracowały w departamentach i biurach „centrali” urzędu oraz 141 osób w oddziałach terenowych.

Spośród osób zatrudnionych w URE, na koniec 2008 r., 58 osób posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 47 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2008 r. – 4 osoby) oraz 11 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowili 19,8% osób zatrudnionych w URE.



Rysunek 11. Struktura zatrudnienia w URE w podziale na specjalizację według stanu na 31 grudnia 2008 r.

W 2008 r. przyjęto do pracy 38 osób, natomiast z 34 osobami został rozwiązany stosunek pracy, w tym:

- na podstawie porozumienia stron – 10 osób,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracownika – 1 osoba,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracodawcę – 2 osoby,
- z upływem czasu, na który była zawarta umowa – 2 osoby,
- w związku z przejściem na rentę lub emeryturę – 7 osób,
- przeniesienie do innego urzędu – 4 osoby,
- odwołanie ze stanowiska – 6 osób,
- wygaśnięcie stosunku pracy – 1 osoba,
- inne przyczyny – 1 osoba.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 270 osób (tj. 92% zatrudnionych), w tym:

- pracownicy z tytułem naukowym doktora nauk – 7 osób,
- magister inżynier – 73 osoby,
- magister – 168 osób,
- inżynier – 9 osób,
- licencjat – 13 osób.

Strukturę wykształcenia w urzędzie przedstawia rys. 11.

Według stanu na 31 grudnia 2008 r. w urzędzie zatrudnionych było 169 kobiet i 124 mężczyzn.

Pracownicy urzędu uczestniczyli w 2008 r. w szkoleniach i konferencjach służących aktualizowaniu i rozszerzaniu wiedzy specjalistycznej z obszaru funkcjonowania sektora energetycznego, jak również w szkoleniach dotyczących zarządzania zasobami ludzkimi oraz doskonalenia znajomości języków obcych.

Główne szkolenia zewnętrzne:

- centralne – szkolenia z metodologii opisów i wartościowania stanowisk – 15 osób,
- powszechne – doskonalenie znajomości języków obcych – 19 osób,
- specjalistyczne – weryfikator rocznych sprawozdań jednostek kogeneracyjnych przedkładanych Prezesowi URE – 10 osób.

Ponadto 20 pracowników podnosiło swoje kwalifikacje zawodowe korzystając z dofinansowania do:

- studiów:
  - licencjackich – 5 osób;
  - magisterskich – 8 osób;
  - doktoranckich – 1 osoba;
  - podyplomowych – 4 osoby,
- aplikacji radcowskich – 2 osoby.

### 3. Budżet

Plan dochodów i wydatków na 2008 r. dla części 50 – URE wynosił:

- dochody – 91 489 tys. zł,
- wydatki – 36 618 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 86 654 tys. zł, tj. 94,7% planu,
- wydatki wyniosły 35 914 tys. zł, tj. 98,1% planu po zmianach.

#### 3.1. Dochody

##### Opłaty z tytułu uzyskania koncesji

W 2008 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 86 654 tys. zł. Podstawowe źródło dochodów

(tak jak w ubiegłych latach) stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji, wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne (art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów<sup>119)</sup>. Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa przekazano 86 465 tys. zł, co stanowi 94,7% planowanych dochodów na 2008 r. Dochody uzyskane w 2008 r. były o 5,7% niższe w porównaniu z rokiem 2007.

Wpływ na niższe wykonanie dochodów w 2008 r. miały m.in.:

- zmiany na rynku energii wynikające m.in. z restrukturyzacji,

<sup>119)</sup> Rozporządzenie Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049).

Tabela 18. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2008 r.

| Lp.          | Rodzaj działalności koncesjonowanej              | Wniesione opłaty w 2008 r. |                      |
|--------------|--|----------------------------|----------------------|
|              |  | liczba                     | kwota [w zł]         |
| 1            | Wytwarzanie ciepła                               | 477                        | 4 214 661,86         |
| 2            | Przesyłanie lub dystrybucja ciepła               | 486                        | 1 592 579,57         |
| 3            | Obrót ciepłem                                    | 134                        | 1 804 067,20         |
| 4            | Wytwarzanie energii elektrycznej                 | 141                        | 11 137 457,00        |
| 5            | Przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej | 142                        | 4 746 340,38         |
| 6            | Dystrybucja energii elektrycznej                 | 54                         | 3 065 705,29         |
| 7            | Obrót energią elektryczną                        | 303                        | 16 646 920,94        |
| 8            | Wytwarzanie paliw ciekłych                       | 83                         | 3 549 265,37         |
| 9            | Magazynowanie paliw ciekłych                     | 85                         | 127 357,62           |
| 10           | Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych       | 1                          | 11 955,00            |
| 11           | Obrót paliwami ciekłymi                          | 8 005                      | 34 498 436,64        |
| 12           | Wytwarzanie paliw gazowych                       | 1                          | 200,00               |
| 13           | Przesyłanie lub dystrybucja paliw gazowych       | 49                         | 3 815 840,38         |
| 14           | Dystrybucja paliw gazowych                       | 13                         | 7 888,54             |
| 15           | Obrót paliwami gazowymi                          | 73                         | 1 225 013,35         |
| 16           | Magazynowanie paliw gazowych                     | 1                          | 200,00               |
| 17           | Skraplanie gazu ziemnego                         | 2                          | 400,00               |
| 18           | Obrót gazem ziemnym z zagranicą                  | 20                         | 20 664,38            |
| <b>RAZEM</b> |  | <b>10 070</b>              | <b>86 464 953,52</b> |

- sytuacja na rynku paliw płynnych powodująca, że coraz większa liczba koncesjonariuszy trwale zaprzestaje prowadzenia działalności i rezygnuje z koncesji w zakresie obrotu paliwami ciekłymi bądź ogłasza upadłość.

Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tab. 18.

Do 31 grudnia 2008 r. ustalona kwota zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotycząca nie wniesionych opłat za 2008 r. oraz lata ubiegłe wyniosła 2 494 173 zł, w stosunku do opłat wniesionych wyniosło to 2,9%. Pozostało 510 koncesji nie zapłaconych za 2008 r. Przeważającą część tych zaległości stanowią (tak jak w latach ubiegłych) opłaty dotyczące koncesji na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

W celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych (wobec koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2008 r.) oraz kar pieniężnych nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne, podjęto działania windykacyjne. Do końca grudnia 2008 r. wysłano:

- 1 165 wezwań do zapłaty,
- 320 zawiadomień o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia opłaty,
- 316 upomnień,
- 209 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych (w tym 59 dotyczących kar pieniężnych),
- 255 wezwań do uregulowania odsetek.

Ponadto wydano 55 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych oraz zgłoszono do listy wierzytelności 9 przedsiębiorstw za nieuregulowane należności URE z tytułu ww. opłat (w tym dotyczące opłat koncesyjnych za 2007 i 2008 r. oraz kar pieniężnych). W związku z uregulowaniem opłat umorzono 113 postępowań administracyjnych w sprawie obliczenia opłaty.

#### Pozostałe dochody

Pozostałe dochody urzędu ukształtowały się następująco:

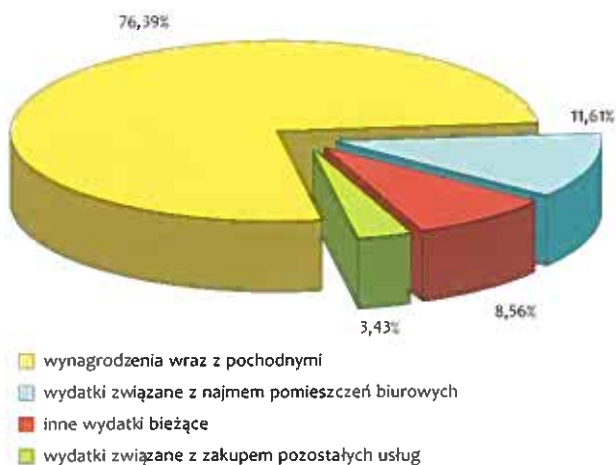
- wpływy ze sprzedaży usług (Biuletyny Branżowe) – 32 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaży Biuletynu URE – 53 tys. zł,
- odsetki za nieterminowe wniesienie opłat – 69 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów (m.in. zwrot kosztów zastępstwa procesowego, wynagrodzenia dla płatnika składek ZUS oraz koszty postępowania kasacyjnego) – 35 tys. zł.

### 3.2. Wydatki

Łączne wykonanie wydatków za 2008 r. wyniosło 35 914 tys. zł, tj. 98,1% planu po zmianach.

Wydatki URE zaplanowano w grupach:

- „Świadczenia na rzecz osób fizycznych” – 55 tys. zł,
- „Wydatki bieżące jednostek budżetowych” – 33 942 tys. zł,
- „Wydatki majątkowe” – 663 tys. zł.



Rysunek 12. Wydatki bieżące urzędu w 2008 r.

Największą grupą, podobnie jak w latach ubiegłych, były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 33 942 tys. zł. Stanowiły one 94,5% ogółu wydatków urzędu (rys. 12).

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły zakupu usług zdrowotnych, wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz części zamiennych i eksploatacyjnych – 2 907 tys. zł (około 8% poniesionych wydatków ogółem).

Wydatki majątkowe stanowiły 5,3% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczyły one głównie wydatków związanych z kontynuacją realizacji projektu „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”, w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw – działanie 1.5 Rozwój dostępu przedsiębiorców do informacji i usług publicznych on-line.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w urzędzie procedurami umożliwiającymi terminową realizację zadań oraz w granicach kwot ustalonych w ustawie budżetowej. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów lub usług, zawierane były na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych.

#### 4. Kontrola wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2007 r. przeprowadzona przez NIK

Najwyższa Izba Kontroli przeprowadziła kontrolę dotyczącą wykonania budżetu państwa w 2007 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – cz. 50.

W marcu 2008 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli. Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W związku z otrzymanym Wystąpieniem Pokontrolnym, w kwietniu 2008 r., Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosku NIK oraz o podjętych działaniach.

W czerwcu 2008 r. została przekazana Prezesowi URE „Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2007 r., część 50 – Urząd Regulacji Energetyki”.

W „Analizie wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2007 r.”, z czerwca 2008 r., Prezes URE otrzymał ocenę pozytywną.

#### 5. Projekty finansowane z funduszy strukturalnych i innych

W 2008 r. zakończona została realizacja projektu w ramach SPO-WKP lata 2004-2006, Priorytet 1., Działanie 1.5. „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”.

Projekt ten był w 75% kosztów kwalifikowanych współfinansowany przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego.

Całkowity koszt projektu wynosił 11 090 tys. zł, w tym wydatki kwalifikowane 8 250 tys. zł.

W celu realizacji projektu zostały podpisane umowy:

- z Ministrem Edukacji i Nauki, 21 listopada 2005 r., umowa o dofinansowanie projektu Nr WKP\_1/1.5.0/2/2005/1/17/240/U, na kwotę 6 187,5 tys. zł,
- z Ministrem Finansów, 5 kwietnia 2006 r., umowa pożyczki Nr SPOWKP/1.5.0/240/99 na kwotę 5 556,3 tys. zł.

Realizacja projektu pozwoliła na zbudowanie portalu internetowego umożliwiającego przedsiębiorstwom indywidualną, bezpieczną drogę kontak-



tu z urzędem oraz przekazywanie tą drogą wszystkich wymaganych dokumentów oraz informacji. Jednocześnie odbiorcy energii oraz przedsiębiorstwa uzyskają szybki, szeroki dostęp do informacji oraz analiz dotyczących sektora energii. Równolegle funkcjonować będzie strona ogólnego dostępu do urzędu dla wszystkich zainteresowanych osób (np. odbiorców paliw i energii) umożliwiająca przekazywanie zapytań lub skarg oraz pobieranie potrzebnych informacji.

Jest to platforma elektroniczna, która w ogromnym stopniu zlikwiduje tzw. barierę biurokratyczną i poprawi warunki funkcjonowania podmiotów gospodarczych.

Dzięki platformie uzyskamy rozszerzenie zakresu i poprawę jakości udostępnianych w wersji elektronicznej informacji wspomagających podmioty gospodarcze w procesie podejmowania decyzji.

Celem projektu jest zmiana sposobu wymiany danych pomiędzy URE, a współpracującymi z nim podmiotami.

Skutkiem wdrożenia tego systemu będzie poprawa komunikacji pomiędzy podmiotami, przyspieszenie procesu zbierania i obróbki danych. System umożliwi szybką oraz niskokosztową współpracę przedsiębiorców i interesantów z urzędem. Całkowite otwarcie Systemu dla uczestników rynku energii planowane jest w najbliższych miesiącach.

URE jest również beneficjentem tzw. środków przejściowych Transition Facility<sup>120)</sup> w ramach programu – „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” – alokacja TF 2005 oraz „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” – alokacja TF 2006.

W ramach programu – „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii”, który zakontraktowano w grudniu 2007 r. (wykonawca konsorcjum firm: Doradztwo Gospodarcze DGA SA z siedzibą w Poznaniu oraz Instytut Sobieskiego z siedzibą w Warszawie), realizowano jeden komponent – Studium Wykonalności przedsięwzięcia powszechnej wymiany układów pomiarowo-rozliczeniowych. Stu-

dium Wykonalności zostało wykonane we wrześniu 2008 r. Projekt ten był w 100% finansowany ze Środków Przejściowych. Wartość kontraktu zrealizowanego przez wykonawcę wynosiła 1 400 tys. zł.

W ramach programu – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” realizowane są cztery komponenty. Projekt ten finansowany jest w 93,75% ze Środków Przejściowych, zaś 6,25% ze środków polskich (współfinansowanie). Środki na współfinansowanie zapewnione są w rezerwie celowej budżetu.

Komponenty zostały zakontraktowane w ramach przetargów publicznych w okresie od lipca do grudnia 2008 r.:

- Komponent 1 – Raport rozwój rynku gazowego – wykonawca Olsztyńska Szkoła Biznesu SC,
- Komponent 2 – Metodologia oceny i weryfikacji planów rozwoju przygotowanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne na okres regulacji oraz metodologii oceny odpowiedniego poziomu wydatków inwestycyjnych – wykonawca Agrotec Polska Sp. z o.o., Warszawa. Opracowania na poziomie krajowym raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej na podstawie danych zebranych od przedsiębiorstw dystrybucyjnych nt. jakości dostaw energii elektrycznej – wykonawca Instytut Energetyki – Jednostka Badawczo Rozwojowa, Oddział Gdańsk,
- Komponent 3 – kalkulator taryfowy oraz Kodeks dobrych praktyk sektora energetycznego – wykonawca ITTI Sp. z o.o., Poznań,
- Komponent 4 – dostosowanie i opublikowanie procedur dla OZE i kogeneracji oraz opracowanie narzędzi wspomagających procedurę koncesjonowania wytwórców energii elektrycznej z OZE i kogeneracji. Opracowanie i wdrożenie metod kontroli i monitoringu wraz z bazą danych służącą zbieraniu i przygotowywaniu analiz sektora OZE i kogeneracji – wykonawca DGA SA.

W ramach Norweskiego Mechanizmu Finansowego i Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego wstępnie zaakceptowany został projekt pt. „Aktywizacja strony popytowej rynku energii – promocja praw odbiorców energii elektrycznej i gazu, wynikających z *aquis communautaire*”. Wartość projektu wynosi 352 726 euro, wartość współfinansowania ze środków polskich wynosi 52 909 euro (15%). Projekt będzie finansowany ze środków Mechanizmu Norweskiego na zasadzie refundacji.

<sup>120)</sup> Środki Przejściowe (Transition Facility, TF) są przeznaczone na wspieranie nowych państw członkowskich w działaniach zmierzających do wzmocnienia zdolności administracyjnych do wprowadzenia w życie i egzekwowania prawodawstwa wspólnotowego, będące kontynuacją podobnego wsparcia finansowanego w ramach instrumentów przedakcesyjnych.

Zapraszamy na stronę BIP URE:  
[www.bip.ure.gov.pl](http://www.bip.ure.gov.pl)

## 6. Współpraca z zagranicą

W 2008 r. kontynuowana była współpraca Prezesa URE z Komisją Europejską (KE), krajowymi i zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi oraz stowarzyszeniami międzynarodowymi, która miała na celu wymianę informacji i doświadczeń potrzebnych w ustawicznym doskonaleniu wypełnianych obowiązków nałożonych na Regulatora ustawą – Prawo energetyczne.

Szczególną formą współpracy z KE było przygotowanie przez Prezesa URE czwartego Raportu Krajowego<sup>121)</sup>, który zawiera przegląd zmieniających się struktur własnościowych i wszelkich praktycznych środków podejmowanych w kraju dla zapewnienia rozwoju rynków energii elektrycznej i gazu oraz dla poprawy wzajemnych połączeń międzysystemowych i rzeczywistej konkurencji. Źródłem danych do Raportu, przesłanego do KE 31 lipca 2008 r., były informacje gromadzone i przetwarzane w URE, pochodzące ze sprawozdań statystycznych oraz ze stałego monitorowania funkcjonowania systemów energetycznych.

Kontynuowana była również współpraca Prezesa URE w ramach Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) i Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG)<sup>122)</sup>. Upoważnieni do reprezentowania Regulatora przedstawiciele brali udział w spotkaniach plenarnych oraz w pracach grup roboczych i grup zadaniowych, a także wybranych zespołach na rzecz wypracowania szerokiego instrumentarium skuteczniejszej integracji wspólnotowego rynku energii.

Ponadto w 2008 r., podobnie jak w latach ubiegłych, przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (ERRA). Regularnie brali udział w spotkaniach Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego oraz Komitetu ds. Regulacji Prawnych, a także uczestniczyli w pracach grup roboczych oraz szkoleniach organizowanych przez Stowarzyszenie zarówno stacjonarnych, jak i internetowych (*e-learning*). Dodatkowo pracownicy urzędu przygotowywali odpowiedzi na ankiety ERRA dotyczące stanu rozwiązań systemo-

wych i stanu prawnego oraz danych statystycznych polskiego sektora energii elektrycznej i gazu.

Międzynarodowa współpraca w dziedzinie energetyki odbywała się także na forum Komisji Ekonomicznej dla Europy będącej agendą Organizacji Narodów Zjednoczonych (*United Nations Economic Commission for Europe – UNECE*). W styczniu 2008 r. odbyła się w Genewie osiemnasta coroczna sesja *Grupy Roboczej do spraw Gazu*, na której omawiano m.in. kwestie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w państwach regionu UNECE, jak również dokonano przeglądu sytuacji i perspektyw rozwoju sektora gazu w regionie.

Przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w międzynarodowych seminariach i konferencjach, które były istotne w dziedzinie regulacji i pozwalały na poszerzenie wiedzy o doświadczenia innych krajów oraz instytucji komercyjnych związanych z sektorem energetycznym. W 2008 r. były to głównie:

- Konferencja Międzynarodowej Agencji Energii „Energy in Central and Eastern Europe” – 26-27 lutego 2008 r., Praga,
- Konferencja Komisji Europejskiej i ERGEG pt. „The Regional Initiatives – Europe's key to energy market integration” – 27 lutego 2008 r., Bruksela,
- ERRA Training Course: „Price Regulation & Tariffs” – 17-20 marca 2008 r., Budapeszt,
- Kurs szkoleniowy zorganizowany przez Uniwersytet Europejski we Florencji pt. „Florence School of Regulation Advanced Training Course on Electricity Markets” – 31 marca-4 kwietnia 2008 r., Florencja,
- The 8<sup>th</sup> Annual Conference of ERRA and 7<sup>th</sup> ERRA Energy Regulation and Investment Conference, 20-24 kwietnia 2008 r., Budapeszt,
- Spotkanie Prezesa i Wiceprezesa URE z polskimi europarlamentarzystami w ramach tzw. „Klubu Polskiego” – 12 maja 2008 r., Strasburg,
- Warsztaty Uniwersytetu Europejskiego pt. „Services of general economic interest in the single market: what role for Europe” – 15-16 maja 2008 r., Florencja,
- Seminarium Komisji Europejskiej pt. „Natural Gas in the East Baltic Area – a test for planning and implementation of TEN-E priority Project”, 5 września 2008 r., Bruksela,
- Warsztaty ERGEG pt. „Supplier Switching in Electricity and Gas Retail Markets – Sparing experiences and good practices” – 23 września 2008 r., Paryż,
- V konferencja pt. „The Citizen at the Heart of Public Quality”, 20-22 października 2008 r., Paryż,
- Konferencja pt. „Citizens' Energy Forum” – 27-28 października 2008 r., Londyn,
- 15 Forum Madryckie – 6-7 listopada 2008 r., Madryt,
- 15 Forum Florenckie – 24-25 listopada 2008 r., Florencja,
- Kurs szkoleniowy pt. „Introduction to the Regulation of Natural Gas Markets and District Heating”, 17-21 listopada 2008 r., Budapeszt.

<sup>121)</sup> Zgodnie z postanowieniami dyrektywy 2003/54/WE i dyrektywy 2003/55/WE do 2010 r. odpowiednie organy państw członkowskich, do 31 lipca każdego roku, przedstawiają KE raport w sprawie sytuacji rynkowej i zachowań antykonkurencyjnych i grabieżczych (przedsiębiorstw energetycznych).

<sup>122)</sup> Prace w ERGEG i CEER mają charakter permanentny, polegają w znacznym stopniu na badaniu zjawisk (ankiety, raporty) oraz konsultowaniu i uzgadnianiu dokumentów. Bieżąca działalność przedstawiciela Prezesa URE w każdej z grup polega na niezliczonych codziennych roboczych kontaktach, bieżących uzgodnieniach i opiniach zgłaszanych w toku prac. Niejednokrotnie też wymagana jest formalna akceptacja dla przedkładanych dokumentów.

# CZĘŚĆ V. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

## 1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2008 r. Prezes URE wydał łącznie 6 254 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 215 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono 3,44% wydanych decyzji. Dla porównania: w poprzednim roku wydano 5 651 decyzji administracyjnych i wniesiono 181 odwołań (co stanowiło 3,20% wydanych decyzji). Dokonując – na przestrzeni kilku lat – procentowego zestawienia ilości wniesionych środków zaskarżenia do ilości podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji ulega stopniowemu zwiększeniu.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazane zostało 209 odwołań, a w sześciu przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479<sup>48</sup> § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296 z późn. zm.).

Do 31 grudnia 2008 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał łącznie 139 wyroków, w tym w 103 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 23 uchylił zaskarżone decyzje, a w 4 zmienił zaskarżone decyzje. W pozostałych 9 przypadkach Sąd umorzył postępowanie w sprawie.

Jak wynika z powyższego, Sąd w większości rozpoznawanych w 2008 r. przypadków podzielił stanowisko Prezesa URE prezentowane w zaskarżonych decyzjach.

Ponadto, Sądowi przekazano 31 zażaleń na wydanie w postępowaniu administracyjnym postanowienia Prezesa URE.

W 2008 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał łącznie 50 postanowień, w tym w 4 przypadkach oddalił zażalenie na postanowienie Prezesa URE, w 11 umorzył postępowanie zażaleniomowe, w 13 przypadkach odrzucił odwołanie, a w 15 zażalenie. Natomiast 7 postanowień dotyczyło odrzucenia apelacji. Ponadto, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał 54 zarządzenia, w tym 53 w przedmiocie zwrotu odwołań i jedno dotyczące zwrotu zażalenia.

II. W 2008 r. w 88 przypadkach orzeczenia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 21 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w pozostałych – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 64 apelacje wniesione od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym 13 z nich wniósł Prezes URE, zaś pozostałe – strony. W 47 przypadkach Sąd Apelacyjny apelacje oddalił, uwzględniając stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w pięciu przypadkach zmienił zaskarżone wyroki, przy czym w trzech sprawach zmiana polegała na oddaleniu odwołania, natomiast w dwóch sprawach zmienił wyrok Sądu I instancji poprzez zmianę decyzji Prezesa URE. Ponadto, w jednym przypadku Sąd odrzucił apelację. W pozostałych 11 przypadkach Sąd Apelacyjny umorzył postępowanie apelacyjne.

Sąd ten rozpoznał także 19 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Spośród tych zażaleń 10 zostało przez Sąd oddalonych, w dwóch przypadkach Sąd uchylił zaskarżone postanowienia Sądu I instancji, w dwóch – zmienił zaskarżone orzeczenie, zaś w pięciu – odrzucił zażalenie.

III. Od wyroków Sądu Apelacyjnego wniesiono 13 skarg kasacyjnych. W jednym przypadku skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych przypadkach – strony.

Sąd Najwyższy w 2008 r. rozpoznając wniesione skargi kasacyjne: w czterech przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej od wyroku Sądu Apelacyjnego do rozpoznania, w pięciu sprawach skargi kasacyjne zostały odrzucone, a w dwóch sprawach oddalone.

W pozostałych sprawach Sąd Najwyższy w dwóch przypadkach uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania przez ten Sąd. Natomiast w jednym przypadku uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego i zmienił poprzedzający go wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w ten sposób, że uchylił decyzję Prezesa URE.

W 2008 r. wniesione zostały też cztery zażalenia na postanowienia Sądu Apelacyjnego, które w dwóch sprawach zostały oddalone przez Sąd Najwyższy. Natomiast w jednym przypadku Sąd uchylił zaskarżone postanowienie Sądu Apelacyjnego oraz poprzedzające je postanowienie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i odrzucił zażalenie na postanowienie Prezesa URE. Z kolei, w jednym przypadku Sąd Najwyższy uchylił zaskarżone postanowienie Sądu Apelacyjnego w przedmiocie odrzucenia skargi kasacyjnej.

IV. W 2008 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny (WSA) rozpoznał łącznie pięć skarg na działalność Prezesa URE, w tym dwie skargi na beczynność tego organu. Jedna z tych skarg została przez Sąd odrzucona. Natomiast w drugim przypadku Sąd umorzył postępowanie w sprawie.

Wojewódzki Sąd Administracyjny rozpoznał również dwie skargi na wezwanie Prezesa URE do przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. W obydwu przypadkach skargi przedsiębiorstw zostały odrzucone.

Ponadto, Sąd ten odrzucił jedną skargę na postanowienie Prezesa URE w przedmiocie zwrotu podania.

V. W jednym przypadku od orzeczenia Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego została wniesiona

skarga kasacyjna do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA). Przedmiotem skargi było orzeczenie w sprawie beczynności Prezesa URE. W wyniku jej rozpoznania Sąd ten uchylił wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego. Następnie WSA – rozpoznając ponownie sprawę – wydał postanowienie umarzające postępowanie w sprawie.

Ponadto, do Naczelnego Sądu Administracyjnego zostały wniesione dwie skargi kasacyjne od wskazanych wyżej orzeczeń Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w sprawie wezwania przez Prezesa URE przedsiębiorstw do przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. Skargi te nie zostały dotychczas rozpoznane.

## 2. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

W 2008 r. działalność Prezesa URE podlegała dziewięciu kontrolom, przeprowadzonym przez sześć różnych instytucji kontrolnych.

### I. Najwyższa Izba Kontroli

1. Niemal równoległe z kontrolą dotyczącą wykonania budżetu państwa, została również przeprowadzona osobna kontrola, którą objęto realizację przez Prezesa URE zadań związanych z restrukturyzacją sektora elektroenergetyki w latach 2005-2007, w tym zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

W marcu 2008 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W czerwcu 2008 r. Prezes URE otrzymał Wystąpienie Pokontrolne, w którym nie zawarto uwag i wniosków dla dalszych prac Prezesa URE.

Działając na podstawie art. 62 ust. 1 ustawy o NIK Prezes URE, w lipcu 2008 r., przedstawił dodatkowe informacje oraz odniósł się do treści zawartych w Wystąpieniu Pokontrolnym. Do końca 2008 r. Prezes URE nie otrzymał informacji o wynikach tej kontroli.

2. NIK przeprowadziła również kontrolę dotyczącą bezpieczeństwa sieci energetycznych w zakresie niezawodności dostaw energii odbiorcom końcowym w latach 2006-2008.

W grudniu 2008 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o NIK, Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli. Dotychczas Prezes URE nie otrzymał Wystąpienia Pokontrolnego.

### II. Minister Gospodarki

1. Minister Gospodarki przeprowadził kontrolę problemową w zakresie kontroli postępowań administracyjnych dotyczących procesu zatwierdzania taryf dla ciepła w 2007 r. w Oddziale Centralnym URE z siedzibą w Warszawie.

Protokół Kontroli został przekazany Prezesowi URE w lipcu 2008 r. i został podpisany przez Prezesa URE.

W styczniu 2009 r. Prezes URE otrzymał Wystąpienie Pokontrolne, a w lutym 2009 r. przekazał informację o sposobie realizacji zalecenia pokontrolnego.

2. Minister Gospodarki przeprowadził także kontrolę problemową w zakresie kontroli postępowań administracyjnych dotyczących procesu zatwierdzania taryf dla ciepła w 2007 r. w Środkowozachodnim oddziale terenowym URE z siedzibą w Łodzi.

Protokół Kontroli został przekazany Prezesowi URE w grudniu 2008 r. i został podpisany przez Prezesa URE. Dotychczas Prezes URE nie otrzymał Wystąpienia Pokontrolnego.

### III. Centralne Biuro Antykorupcyjne

Centralne Biuro Antykorupcyjne przeprowadziło kontrolę, której zakresem objęto zbadanie prawidłowości wydania i realizacji decyzji Prezesa URE w przedmiocie przyznania koncesji, zezwoleń, zwolnień podmiotowych i przedmiotowych na obrót paliwami dla spółki J&S Energy SA.

W lipcu 2008 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli.

Działając na podst. art. 45 ust. 3 i 4 ustawy z 9 czerwca 2006 r. o Centralnym Biurze Antykorupcyjnym, Prezes URE zgłosił zastrzeżenia do Protokołu Kontroli.

W sierpniu 2008 r. Prezes URE otrzymał „Stano-wisko wobec zastrzeżeń do protokołu kontroli z dnia 3 lipca 2008 r.”.

Działając na podstawie art. 45 ust. 7 ustawy z 9 czerwca 2006 r. o Centralnym Biurze Antykorupcyjnym Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W sierpniu 2008 r. Prezes URE otrzymał także Wy-stąpienie Pokontrolne dotyczące przeprowadzonej kontroli w przedsiębiorstwie J&S Energy SA. W związku z powyższym Prezes URE zwrócił się, w sierpniu 2008 r., do Centralnego Biura Antykorupcyjnego o wy-jaśnienie powstałych wątpliwości. Dotychczas Prezes URE nie otrzymał odpowiedzi na swoje wystąpienie.

#### IV. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego prze-prowadziło kontrolę dotyczącą realizacji przez Preze-sa URE projektu dofinansowanego w ramach sektoro-wego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyj-ności Przedsiębiorstw, lata 2004-2006, na podstawie umowy WKP 1/1.5.0/2/2005/1/17/240/U z 21 listo-pada 2005 r. pod tytułem: „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”.

W sierpniu 2008 r. Prezes URE otrzymał „Informa-cję Pokontrolną z kontroli Nr 29/2008”, którą podpisał.

Prezes URE nie otrzymał zaleceń pokontrolnych. Zgodnie z § 20 ust. 1 rozporządzenia Ministra Roz-woju Regionalnego z 27 kwietnia 2007 r. w sprawie trybu kontroli realizacji projektów i programów współfinansowanych ze środków funduszy strukturalnych i Funduszu Spójności, tylko w uzasadnionych przypadkach formułowane są zalecenia pokontrolne.

#### V. Urząd Kontroli Skarbowej

Urząd Kontroli Skarbowej przeprowadził również kontrolę dotyczącą celowości i zgodności z prawem gospodarowania środkami publicznymi oraz środkami pochodzącymi z Unii Europejskiej i wywiązywa-nia się z warunków finansowania pomocy w ramach realizacji Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw – Projekt Nr WKP 1/1.5.0/2/2005/1/17/240/U/WP/6/2006 „System interaktywnej elektronicznej obsługi in-formatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”.

W październiku 2008 r. Prezes URE otrzymał Pro-tokół Kontroli.

Działając na podstawie art. 291 § 1 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa, w związku z art. 31 ust. 1 ustawy z 28 września 1991 r. o kontroli skarbowej, Prezes URE przedsta-wił zastrzeżenia do ustaleń zawartych w Protokole Kontroli, w listopadzie 2008 r.

W listopadzie 2008 r. Prezes URE otrzymał Za-wiadomienie o Sposobie Załatwienia Zastrzeżeń, zaś w grudniu 2008 r. otrzymał Wynik Kontroli.

Działając na podstawie art. 27 ust. 3 ustawy z 28 września 1991 r. o kontroli skarbowej, w lutym 2009 r. Prezes URE przedstawił informację o spo-sobie usunięcia uchybień.

#### VI. Archiwum Akt Nowych

Archiwum Akt Nowych przeprowadziło kontrolę ogólną archiwum zakładowego w URE.

W grudniu 2008 r. Prezes URE otrzymał „Protokół Kontroli Archiwum Zakładowego Urzędu Regulacji Energetyki” oraz zalecenia.

W styczniu 2009 r. Prezes URE poinformował o sposobie realizacji zaleceń pokontrolnych.



Od prawej: dr Mariusz Swora – Prezes, Marek Woszczyk – Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki

# ANEKS 1. ELEKTROENERGETYKA (II.1)

**Tabela 1.** Elektrownie zawodowe – wybrane aspekty pracy (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)

| Wyszczególnienie            | 2007 r.<br>[w MW] | 2008 r.<br>[w MW] | 2008/2007 r.<br>[w %] |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|
| Moc osiągalna               | 32 612            | 32 534            | 99,8                  |
| Obciążenie                  | 20 954            | 20 289            | 96,8                  |
| Rezerwy                     | 4 615             | 4 199             | 91,0                  |
| Remonty kapitalne i średnie | 3 163             | 3 003             | 94,9                  |
| Remonty awaryjne            | 1 057             | 1 114             | 105,4                 |
| Pozostałe ubytki            | 2 457             | 3 730             | 151,8                 |

Źródło: PSE Operator SA.

**Tabela 2.** Struktura produkcji energii elektrycznej w 2007 r. i 2008 r.

| Segment                   | Produkcja energii [w TWh] |       | Dynamika [w %] | Struktura wytwarzania [w%] |       |
|---------------------------|---------------------------|-------|----------------|----------------------------|-------|
|                           | 2007                      | 2008  | 2008/2007      | 2007                       | 2008  |
| Produkcja w kraju ogółem  | 159,3                     | 154,6 | 97,1           | 100,0                      | 100,0 |
| z tego:                   |                           |       |                |                            |       |
| – elektrownie zawodowe    | 150,7                     | 145,5 | 96,6           | 94,6                       | 94,1  |
| w tym:                    |                           |       |                |                            |       |
| – elektrownie ciepłe:     | 148,0                     | 143,0 | 96,6           | 98,2                       | 98,3  |
| z tego:                   |                           |       |                |                            |       |
| – węgiel kamienny         | 90,9                      | 83,2  | 91,5           | 61,4                       | 58,1  |
| – węgiel brunatny         | 51,1                      | 52,7  | 103,2          | 34,5                       | 36,8  |
| – gaz                     | 4,4                       | 4,5   | 101,4          | 3,0                        | 3,1   |
| – współspalanie           | 1,6                       | 2,7   | 165,1          | 1,1                        | 1,9   |
| – elektrownie wodne       | 2,6                       | 2,5   | 93,3           | 1,8                        | 1,7   |
| – elektrownie przemysłowe | 7,7                       | 7,7   | 101,0          | 4,8                        | 5,0   |
| z tego:                   |                           |       |                |                            |       |
| – ciepłe                  | 6,9                       | 7,1   | 101,8          | 90,6                       | 91,2  |
| – w tym: gazowe           | 0,5                       | 0,5   | 102,0          | 7,0                        | 7,1   |
| – źródła odnawialne       | 0,7                       | 0,7   | 93,9           | 9,4                        | 8,8   |
| – elektrownie pozostałe   | 0,9                       | 1,3   | 145,1          | 0,6                        | 0,9   |

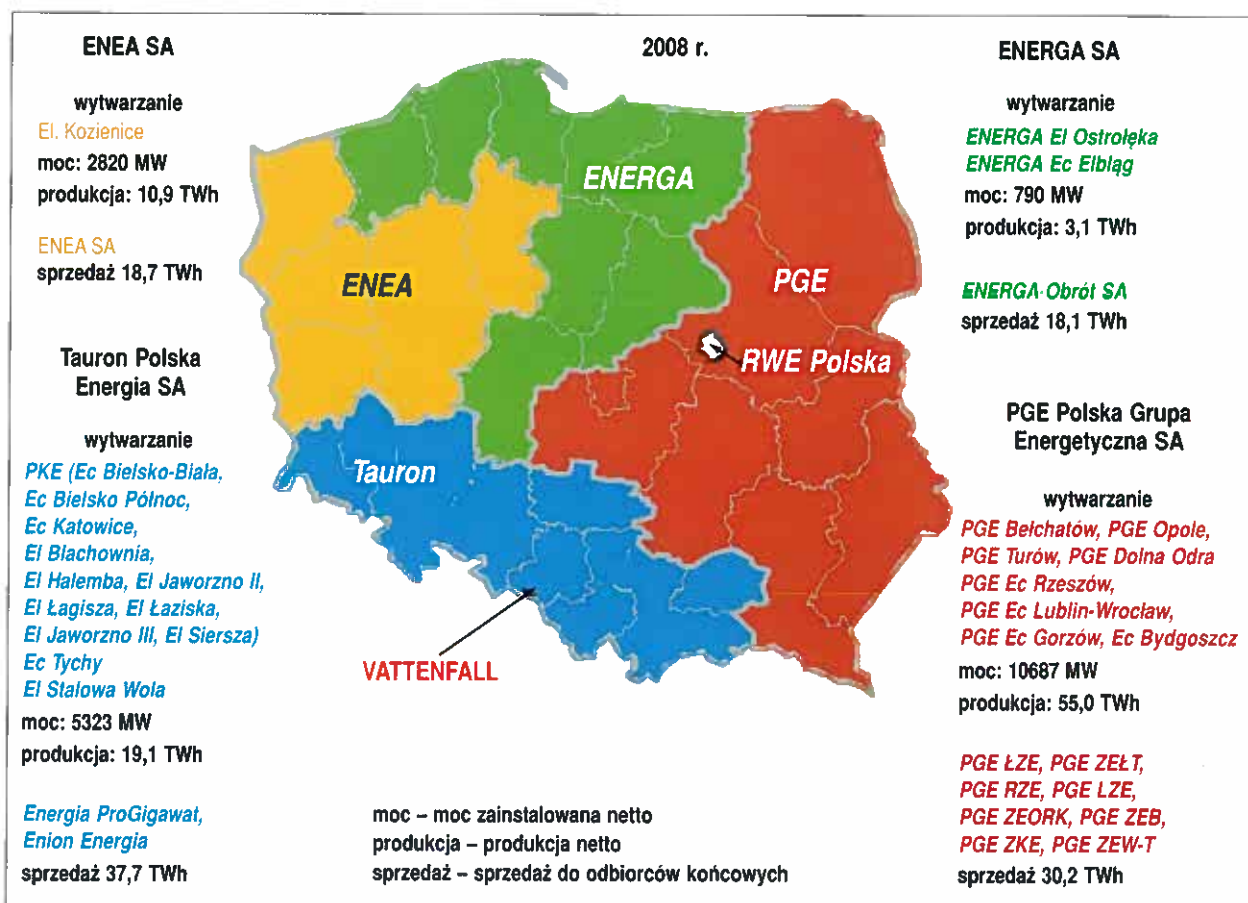
Źródło: „Informacja statystyczna o energii elektrycznej”, grudzień 2008 r., Agencja Rynku Energii SA.

Tabela 3. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej [w GWh]\*

| Wyszczególnienie             | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008  | Dynamika 2008/2007 [w %] | Dynamika 2008/2003 [w %] |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|--------------------------|
| Bilans handlowy – saldo      | 10 161 | 9 293  | 11 172 | 11 014 | 5 356  | 688   | 12,8                     | 6,8                      |
| Eksport                      | 13 222 | 12 487 | 14 290 | 13 434 | 8 497  | 4 110 | 48,4                     | 31,1                     |
| Import                       | 3 061  | 3 194  | 3 119  | 2 420  | 3 140  | 3 422 | 109,0                    | 111,8                    |
| <b>Przepływy rzeczywiste</b> |        |        |        |        |        |       |                          |                          |
| Wypłynęło z Polski           | 15 146 | 14 605 | 16 188 | 16 188 | 13 110 | 9 704 | 74,0                     | 64,1                     |
| w tym do:                    |        |        |        |        |        |       |                          |                          |
| Czech                        | 9 490  | 9 156  | 11 167 | 10 183 | 9 232  | 6 912 | 74,9                     | 72,8                     |
| Niemiec                      | 282    | 450    | 1 046  | 720    | 48     | 95    | 197,9                    | 33,7                     |
| Słowacji                     | 2 728  | 2 623  | 2 792  | 3 373  | 3 600  | 2 551 | 70,9                     | 93,5                     |
| Szwecji                      | 2 646  | 2 376  | 1 182  | 1 498  | 230    | 146   | 63,5                     | 5,5                      |
| Wpłynęło do Polski           | 4 985  | 5 312  | 5 002  | 4 774  | 7 752  | 9 020 | 116,4                    | 180,9                    |
| w tym z:                     |        |        |        |        |        |       |                          |                          |
| Białorusi                    | 1 226  | 1 001  | 874    | 1 045  | 0      | 554   | 0,0                      | 45,2                     |
| Czech                        | 57     | 80     | 63     | 44     | 20     | 28    | 140,0                    | 49,1                     |
| Niemiec                      | 2 761  | 3 156  | 2 264  | 2 546  | 4 889  | 5 576 | 114,1                    | 202,0                    |
| Słowacji                     | 0      | 8      | 0,320  | 4      | 0      | 31    | 0,0                      | 0,0                      |
| Szwecji                      | 11     | 214    | 817    | 264    | 2 211  | 2 065 | 93,4                     | 18 772,7                 |
| Ukrainy                      | 931    | 853    | 983    | 870    | 631    | 765   | 121,2                    | 82,2                     |

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

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.



Rysunek 1. Struktura geograficzna rynku po konsolidacji w 2008 r.

Tabela 4. Stan koncentracji podsektora wytwarzania\*

| 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         |
| 2008 | 4   | 4  | 51,9  | 53,1   | 1 363,3                 | 1 593,9         |

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

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

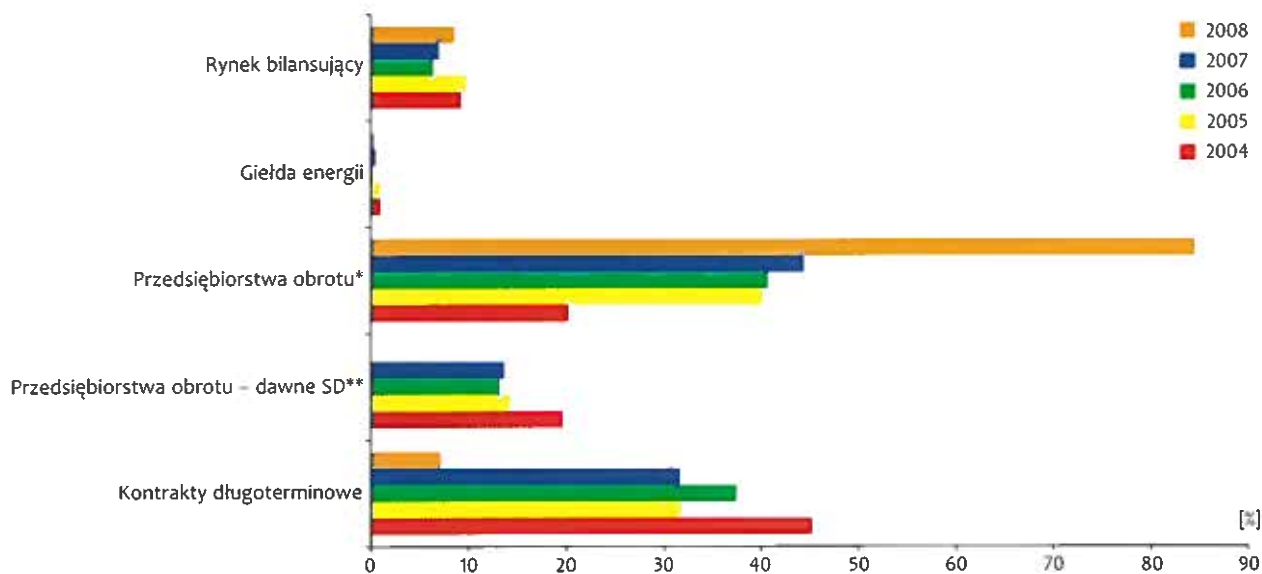
Tabela 5. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – elektrownie systemowe [w TWh]

| Lata | Ogółem | W KDT* | W kontraktach dwustronnych | Na rynku spot | Na rynku bilansującym** |
|------|--------|--------|----------------------------|---------------|-------------------------|
| 2004 | 120,52 | 54,48  | 53,81                      | 1,10          | 11,13                   |
| 2005 | 124,43 | 39,45  | 71,93                      | 1,05          | 12,01                   |
| 2006 | 126,01 | 47,12  | 70,70                      | 0,19          | 7,99                    |
| 2007 | 123,30 | 38,88  | 75,42                      | 0,49          | 8,51                    |
| 2008 | 121,83 | 8,37   | 102,45                     | 0,34          | 10,16                   |

\* Segment regulowany.

\*\* Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.



\* Do 31.12.2007 r. zbiór przedsiębiorstw obrotu za wyjątkiem podmiotów wyodrębnionych z przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych. Od 1.01.2008 r. wszystkie przedsiębiorstwa obrotu.

\*\* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. do 31.12.2007 r. podmioty wyodrębnione z przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych tzw. przedsiębiorstwa zasiedziałe.

Rysunek 2. Struktura sprzedaży wytwońców systemowych (Źródło: URE na podstawie danych ARE SA)



ANEKS 1. ELEKTROENERGETYKA (II.1)

Tabela 6. Kierunki zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w 2008 r. [w TWh]

| Rodzaje przedsiębiorstw | Przedsiębiorstwa wytwórcze | Przedsiębiorstwa obrotu | Giełda energii | Rynek bilansujący | Import | Pozostały zakup | Razem |
|-------------------------|----------------------------|-------------------------|----------------|-------------------|--------|-----------------|-------|
| Niezasiedziałe*         | 97,9                       | 97,3                    | 1,5            | 0,7               | 3,6    | 0,0             | 200,9 |
| Zasiedziałe**           | 25,0                       | 100,8                   | 0,5            | 2,9               | 0,8    | 0,1             | 130,0 |
| Razem                   | 122,9                      | 198,1                   | 2,0            | 3,6               | 4,3    | 0,1             | 330,9 |

\* Niezasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu niewyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych.

\*\* Zasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu wyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych (tzw. przedsiębiorstwa obrotu – dawne SD).

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 7. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w 2008 r. [w TWh]

| Rodzaje przedsiębiorstw | Odbiorcy końcowi | Przedsiębiorstwa obrotu | Giełda energii | Rynek bilansujący | Eksport | Pozostała sprzedaż*** | Razem |
|-------------------------|------------------|-------------------------|----------------|-------------------|---------|-----------------------|-------|
| Niezasiedziałe*         | 6,3              | 188,6                   | 1,4            | 0,6               | 3,1     | 0,8                   | 200,9 |
| Zasiedziałe**           | 112,7            | 3,5                     | 0,3            | 1,8               | 0,4     | 11,4                  | 130,1 |
| Razem                   | 119,0            | 192,1                   | 1,7            | 2,5               | 3,5     | 12,2                  | 331,0 |

\* Niezasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu niewyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych.

\*\* Zasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu wyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych (tzw. przedsiębiorstwa obrotu – dawne SD).

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

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 8. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w 2008 r. [w zł/MWh]

| Rodzaje przedsiębiorstw | Przedsiębiorstwa wytwórcze | Przedsiębiorstwa obrotu | Giełda energii | Rynek bilansujący | Import | Pozostały zakup | Średnia ogółem |
|-------------------------|----------------------------|-------------------------|----------------|-------------------|--------|-----------------|----------------|
| Niezasiedziałe*         | 153,06                     | 152,91                  | 195,26         | 191,66            | 179,00 | 259,81          | 154,96         |
| Zasiedziałe**           | 143,38                     | 154,78                  | 215,02         | 198,85            | 161,06 | 150,50          | 180,56         |
| Razem                   | 151,09                     | 153,86                  | 199,92         | 197,46            | 175,82 | 181,04          | 165,02         |

\* Niezasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu niewyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych.

\*\* Zasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu wyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych (tzw. przedsiębiorstwa obrotu – dawne SD).

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 9. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w 2008 r. [w zł/MWh]

| Rodzaje przedsiębiorstw | Odbiorcy końcowi | Przedsiębiorstwa obrotu | Giełda energii | Rynek bilansujący | Eksport | Pozostała sprzedaż | Średnia ogółem |
|-------------------------|------------------|-------------------------|----------------|-------------------|---------|--------------------|----------------|
| Niezasiedziałe*         | 177,77           | 153,22                  | 190,45         | 128,09            | 203,89  | 154,35             | 153,92         |
| Zasiedziałe**           | 184,25           | 156,58                  | 150,36         | 114,50            | 185,40  | 162,59             | 153,82         |
| Razem                   | 183,90           | 153,29                  | 183,38         | 118,02            | 201,72  | 162,02             | 153,88         |

\* Niezasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu niewyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych.

\*\* Zasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu wyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych (tzw. przedsiębiorstwa obrotu – dawne SD).

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

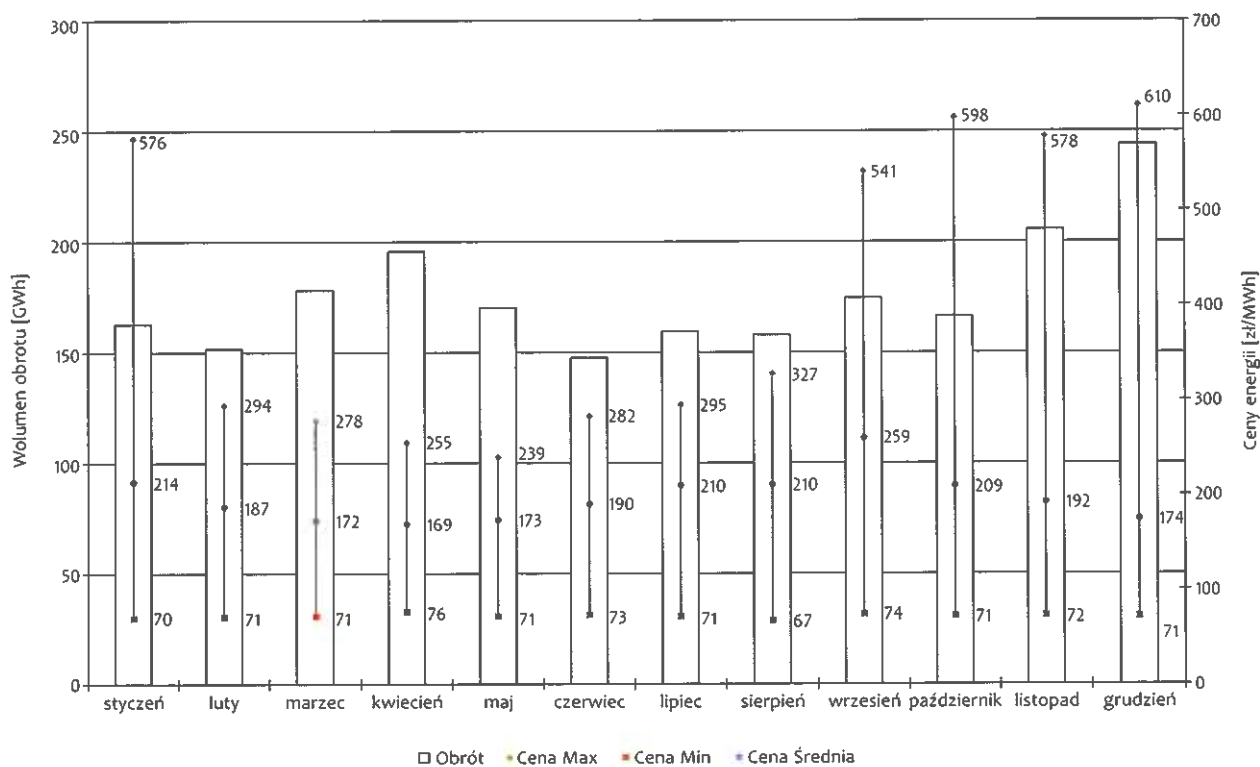
Tabela 10. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej spółek wytwórczych [w zł/MWh]

| Segment  | Średnia cena energii elektrycznej [w zł/MWh] |        |        |        |        | Zmiana [w %] |
|--|--|--------|--------|--------|--------|--------------|
|  | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2008/2007    |
| Ogółem   | 139,08                                       | 137,78 | 138,46 | 142,79 | 154,33 | 8,1          |
| W kontraktach długoterminowych                     | 160,29                                       | 183,64 | 170,69 | 176,63 | 190,18 | 7,7          |
| Poza kontraktami długoterminowymi                  | 118,69                                       | 116,44 | 119,20 | 127,20 | 153,36 | 20,6         |
| w tym:   |  |        |        |        |        |              |
| - sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu - dawnych SD* | 118,48                                       | 116,97 | 118,76 | 127,57 | -      | -            |
| - sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu**             | 112,57                                       | 111,23 | 116,65 | 125,32 | 149,40 | 19,2         |
| - sprzedaż energii na giełdzie                     | 113,42                                       | 117,38 | 136,60 | 124,99 | 244,69 | 95,8         |
| - sprzedaż energii na rynku bilansującym           | 133,68                                       | 135,62 | 133,24 | 132,83 | 176,05 | 32,5         |

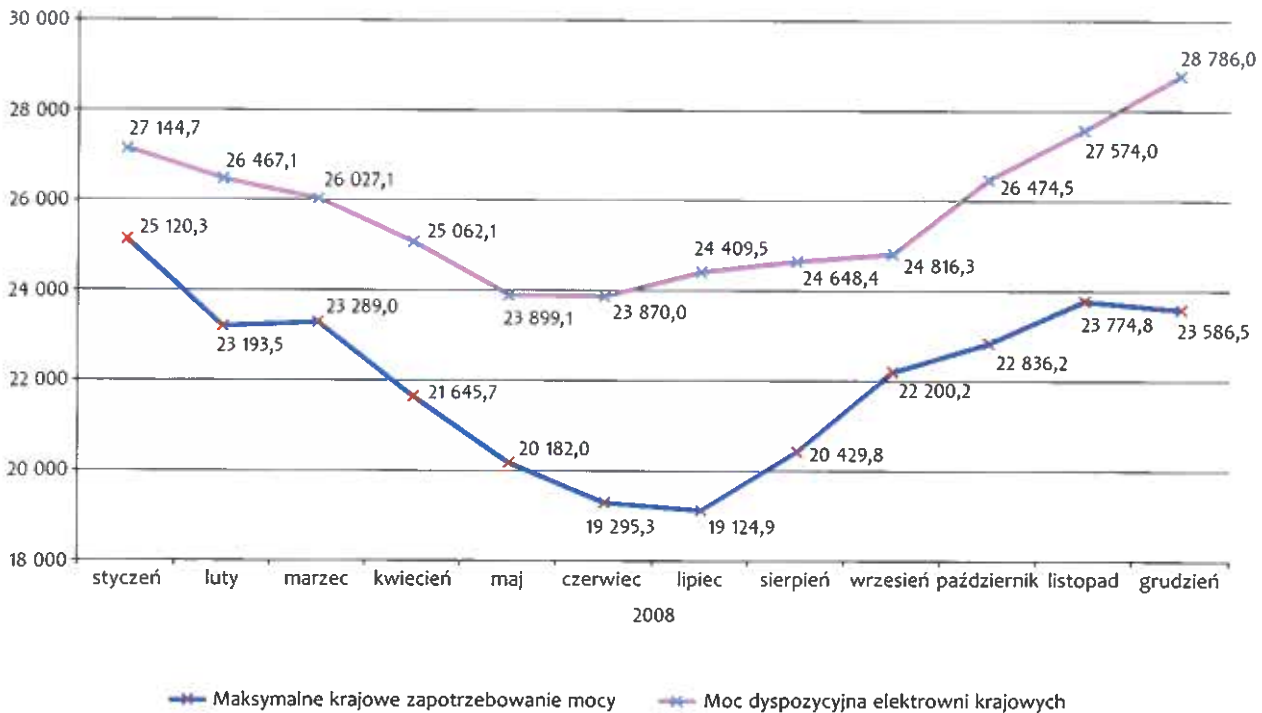
\* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. do 31.12.2007 r. podmioty wyodrębnione z przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych tzw. przedsiębiorstwa zasiedziałe.

\*\* Do 31.12.2007 r. zbiór przedsiębiorstw obrotu za wyjątkiem podmiotów wyodrębnionych z przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych. Od 1.01.2008 r. wszystkie przedsiębiorstwa obrotu.

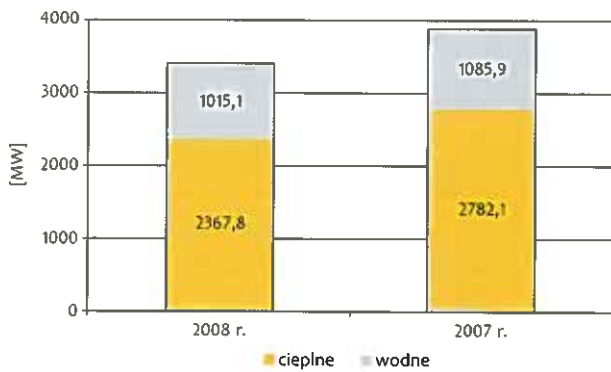
Źródło: URE.



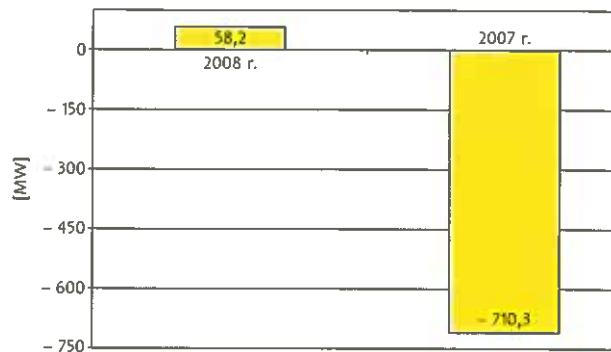
Rysunek 3. Wolumen obrotu i ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA, 2008 r. (Źródło: URE na podstawie danych Towarowej Giełdy Energii SA)



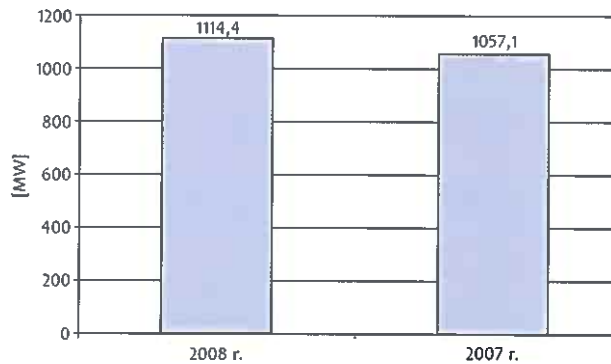
Rysunek 4. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie mocy w wieczornym szczycie zapotrzebowania na moc w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu (Źródło: PSE Operator SA)



Rysunek 5. Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP (Źródło: PSE Operator SA)



Rysunek 6. Krajowe saldo wymiany międzynarodowej w latach 2007-2008 (Źródło: PSE Operator SA)



Rysunek 7. Ubytki mocy spowodowane remontami z tytułu awarii (Źródło: PSE Operator SA)

Tabela 11. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

| IRIESP – bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi                 |  |   |  |
|--|--|---|--|
| Lp.  | Data wprowadzania zmian  | Opis głównych zmian   |  |
| 1  | Karta Aktualizacji nr B/5/2008 IRiESP – Bilansowanie z 9 kwietnia 2008 r. zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-710214-1(2)/2008 z 21 kwietnia 2008 r.     | Modyfikacja mechanizmu bilansowania systemu przesyłowego uzasadniona doświadczeniami wynikającymi z działania rynku bilansującego; w ramach tych zmian dokonano: <ol style="list-style-type: none"> <li>rozszerzenia zakresu źródeł wytwórczych, które mogą być reprezentowane w ramach świadczenia usługi „praca interwencyjna”,</li> <li>modyfikacji zakresu funkcji Operatora Handlowo-Technicznego i Operatora Handlowego,</li> <li>doprecyzowania korekty zasad bilansowania handlowego uczestników rynku detalicznego na rynku bilansującym,</li> <li>doprecyzowania i korekty zasad dotyczących wstrzymania oraz wznowienia świadczenia usług przesyłania dla uczestnika rynku bilansującego w związku kontrolą zabezpieczenia finansowego ustanowionego przez tego uczestnika,</li> <li>przesunięcia okresu otwarcia bramki zgłoszeniowej na rynku bilansującym,</li> <li>modyfikacji zasad wyznaczania zweryfikowanej ilości dostaw energii,</li> <li>modyfikacji struktury obiektowej rynku bilansującego,</li> <li>dostosowania procedury zgłaszania i przyjmowania do realizacji umów sprzedaży energii oraz rozliczania kosztów bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi,</li> <li>dostosowania wymagań dotyczących zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania.</li> </ol> |  |
| 2  | Karta Aktualizacji nr B/6/2008 IRiESP – Bilansowanie z 21 lipca 2008 r. zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-7102-2(2)/2008 z 27 sierpnia 2008 r.         | Wprowadzenie mechanizmu rozliczania na rynku bilansującym kosztów wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze, niepokrytych w ramach rozliczenia energii bilansującej, a także kosztów uruchomień tych jednostek wytwórczych.  |  |
| 3  | Karta Aktualizacji nr B/7/2008 IRiESP – Bilansowanie z 21 października 2008 r. zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-7102-4(2)/2008 z 19 listopada 2008 r. | Implementacja zasad wynikających z regulacji określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zmienionym rozporządzeniem z 21 sierpnia 2008 r.; pozostałe zmiany zostały wprowadzone w ramach rozpoczętego wcześniej rozwoju mechanizmu bilansowania, w celu uwzględnienia postulatów uczestników rynku oraz doświadczeń z działania rynku bilansującego.  |  |
| IRIESD – bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi |  |   |  |
| Lp.  | OSD  | Data zatwierdzenia IRiESD   | Opis głównych zmian  |
| 1  | PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.   | decyzja z 17 grudnia 2007 r.  | <ol style="list-style-type: none"> <li>Skrócono i uproszczono procedurę zmiany sprzedawcy; w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy, tj. gdy odbiorca rozwiązuje umowę kompleksową ze sprzedawcą wykonującym zadania sprzedawcy z urzędu procedura nie może trwać dłużej niż 30 dni od dnia zgłoszenia zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą. W przypadku drugiej i kolejnych zmian procedura nie może trwać dłużej niż 14 dni od dnia zgłoszenia.</li> <li>Wprowadzono ponadto:               <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ obowiązek publikowania przez operatorów systemów listy sprzedawców, którzy mają zawarte z tymi operatorami umowy o świadczenie usług dystrybucji, tzw. generalne umowy dystrybucji warunkujące realizację umów sprzedaży zawartych z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatora przez sprzedawców;</li> <li>✓ obowiązek publikowania przez operatorów formularza zgłoszenia umowy sprzedaży zawartej z nowym sprzedawcą;</li> <li>✓ obowiązek informowania odbiorców o przysługujących im prawach, o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii oraz warunkach zmiany sprzedawcy energii, tj. procedurze zmiany, wymaganiach formalnych związanych ze zmianą, prawach i obowiązkach odbiorców; odpowiedź powinna być udzielona w terminie 14 dni od dnia otrzymania pytania.</li> </ul> </li> </ol> |
| 2  | PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o.  | decyzja z 21 maja 2008 r.   |  |
| 3  | ENION GRUPA TAURON SA  | decyzja z 6 czerwca 2008 r.   |  |
| 4  | PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.   | decyzja z 6 marca 2008 r.   |  |
| 5  | EnergiaPro Grupa Tauron SA   | decyzja z 21 maja 2008 r.   |  |
| 6  | PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.  | decyzja z 12 maja 2008 r.   |  |
| 7  | ENERGA-OPERATOR SA   | decyzja z 10 marca 2008 r.  |  |
| 8  | PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.  | decyzja z 29 lutego 2008 r.   |  |
| 9  | PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.   | decyzja z 21 maja 2008 r.   |  |
| 10   | ENEA Operator Sp. z o.o.   | decyzja z 6 marca 2008 r.   |  |
| 11   | PGE Dystrybucja Łódź – Teren SA  | decyzja z 11 czerwca 2008 r.  |  |
| 12   | PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o.  | decyzja z 4 czerwca 2008 r.   |  |
| 13   | POLENERGIA SA  | decyzja z 11 czerwca 2008 r.  |  |
| 14   | Przedsiębiorstwo Energetyczne „ESV” SA   | decyzja z 21 maja 2008 r.   |  |
| 15   | Polski Koncern Naftowy ORLEN SA  | decyzja z 22 sierpnia 2008 r.   |  |

|    |                                   |                                   |   |
|----|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| 16 | PKP Energetyka Sp. z o.o.         | decyzja z 11 czerwca 2008 r.      | 3. Uregulowano kwestie rozstrzygania przez operatorów systemów reklamacji złożonych przez odbiorców. Określono 14-dniowy termin rozpatrzenia reklamacji. Jeżeli reklamacja nie zostanie uwzględniona odbiorcy przysługuje prawo ponownego wystąpienia do operatora. Ponowne rozpatrzenie reklamacji trwa 60 dni.  |
| 17 | Vattenfall Distribution Poland SA | decyzja z 23 lipca 2008 r.        | 1. W tych przypadkach procedury zmiany sprzedawcy są przeprowadzane z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania. Oprogramowanie wykorzystywane w przypadkach zmiany sprzedawcy, które umożliwia prostą i sprawną obsługę klientów, wymaga zastosowania nieco odmiennych procedur. Operatorzy ci opracowali procedurę umożliwiającą zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, przy zachowaniu okna czasowego umożliwiającego zgłoszenie zmiany od pierwszego do piątego dnia roboczego. Natomiast od 1 stycznia 2009 r. okno czasowe umożliwiające zgłoszenie zmiany zostało rozszerzone od pierwszego do dziesiątego dnia roboczego.<br>2. Pozostałe zmiany jak w przypadku pozostałych instrukcji. |
| 18 | RWE Stoen Operator Sp. z o.o.     | decyzja z 31 października 2008 r. |   |

Źródło: URE.

Tabela 12. Procedura wyznaczania i udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

| Wyszczególnienie  | Opis  |
|---|---|
| Reguły i zasady   | Zgodne z rozporządzeniem 1228/2003  |
| Wielkości bazowe  | TTC – Całkowite Zdolności Przesyłowe<br>TRM – Margines Bezpieczeństwa Przesyłu<br>NTC – Zdolności Przesyłowe Netto<br>AAC – Pierwotnie Przydzielona Zdolność Przesyłowa<br>ATC – Dostępna Zdolność Przesyłowa                         |
| Profil wymiany międzysystemowej, dla której wyznacza się zdolności przesyłowe | Profil techniczny – suma przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez OSP Niemiec (VE-T), Republiki Czeskiej (CEPS), Polski (PSE – Operator) oraz Słowacji (SEPS); wyznaczone wielkości TTC, NTC i ATC dla profilu technicznego |
| Kryteria niezawodności  | Kryterium <i>n-1</i> : linia wymiany międzysystemowej, linia polskiego systemu elektroenergetycznego lub linia sąsiedniego systemu elektroenergetycznego  |
| Wyznaczanie TTC   | Na podstawie dostępnych dla danego okresu modeli matematycznych systemów połączonych  |
| Kryteria brane pod uwagę przy wyznaczaniu TRM                                 | Warunki pogodowe (temperatura), generacja elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe                                    |
| Horyzonty czasowe obliczeń  | Plany roczne, miesięczne i dobowe dla TTC, NTC i ATC  |
| Udostępnione zdolności przesyłowe   | Pasmo mocowe dla poszczególnych przekrojów granicznych, przy czym:<br>– suma udostępnionych zdolności nie może przekraczać ATC dla profilu technicznego,<br>– uwzględniają ograniczenia zgłaszane przez sąsiednich OSP                |

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 13. Wdrożone rozwiązania w zakresie wymiany międzysystemowej

| Wdrożone rozwiązania  | Opis   |
|---|--|
| Rynkowy mechanizm zarządzania ograniczeniami  | Skoordynowane aukcje jawne ( <i>explicit</i> ) na transgraniczne zdolności przesyłowe; zaangażowane kraje: Niemcy, Polska, Republika Czeska, Słowacja  |
| Mechanizm kompensacji kosztów spowodowanych ograniczeniami w udostępnianiu zdolności przesyłowych | W przypadku redukcji udostępnionych zdolności przesyłowych kompensacja obejmuje koszty wynikające z ceny rezerwacji tych zdolności w danej aukcji przez uczestnika rynku. Rekompensata nie obejmuje sytuacji związanej z działaniem tzw. siły wyższej  |
| Metoda szacowania zdolności przesyłowych  | Opracowana i zatwierdzona przez Prezesa URE, zgodna z warunkiem maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych   |
| Zasady związane z udostępnianiem niewykorzystanych zdolności przesyłowych                         | Niewykorzystane zdolności przesyłowe z aukcji o dłuższym horyzoncie czasowym (roczne, miesięczne) są udostępniane uczestnikom rynku w aukcjach o krótszym horyzoncie czasowym (odpowiednio miesięczne i dobowe)  |
| Wydatkowanie przychodów z aukcji  | Stale monitorowane przez Prezesa URE i podawane corocznie do publicznej wiadomości   |
| Przejrzystość informacji  | W zakresie wymiany międzysystemowej OSP publikuje między innymi informacje o wielkościach TTC, NTC, ATC w odniesieniu do aukcji rocznych, miesięcznych i dobowych, oferowanych i przydzielonych zdolnościach przesyłowych, cenach tych zdolności, liczbie uczestników aukcji, liczbie ofert. Publikowane są także informacje o rzeczywistych i handlowych przepływach energii elektrycznej |

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 14. Mechanizm bilansowania

| Wskaźnik  | Opis funkcjonowania  |
|---|--|
| Okres bilansowania handlowego   | 60 min.  |
| Obszar  | Jeden, centralny – na poziomie sieci przesyłowej   |
| Godzina zamknięcia bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący | 12:00  |
| Opłaty za niezbilansowanie  | Wyznaczane dla każdej godziny ceny:<br>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 $\Delta K^-$<br>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 $\Delta K^+$ |

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 15. Proces i harmonogram rozliczeń za niezbilansowanie

| 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 wyznaczone ilości energii bilansującej (dostarczonej lub odebranej z RB w dobie $n$ ) oraz należności za jej dostawę lub odbiór; wielkości rozliczeniowe dla doby $n$ są wyznaczone przez OSP w dobie $n+1$ jako niezatwierdzone oraz w dobie $n+4$ jako zatwierdzone.<br><i>Dekadowe</i> – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczone 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  |
| Fakturowanie     | Okresem fakturowania zobowiązań i należności na rynku bilansującym 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 na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 16. Zestawienie badań przeprowadzonych u operatorów sieciowych w 2008 r.

| Cel badania   | Badany podmiot | Tryb badania       | Liczba badań przeprowadzonych w 2008 r. |
|---|----------------|--------------------|---|
| Dot. informacji o inwestycjach sieciowych w różnych horyzontach czasowych, planowanym wzroście zapotrzebowania na energię i moc oraz o aktywności wytwórców mierzonej ilością wydanych warunków przyłączeniowych oraz złożonych wniosków o przyłączenie do sieci                            | OSP            | Jednorazowo        | 1                                       |
| Dot. informacji o inwestycjach sieciowych w różnych horyzontach czasowych, planowanym wzroście zapotrzebowania na energię i moc oraz o aktywności wytwórców przyłączonych do sieci OSD mierzonej ilością wydanych warunków przyłączeniowych oraz złożonych wniosków o przyłączenie do sieci | OSD            | Jednorazowo        | 1                                       |
| Dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad Generalnymi Umowami Dystrybucyjnymi (GUD)  | OSD            | Ankieta miesięczna | 7                                       |
| Dot. procedury zmiany sprzedawcy oraz dodatkowe informacje dot. dostarczania energii elektrycznej   | OSD            | Ankieta kwartalna  | 4                                       |
| Dot. zmiany sprzedawcy oraz niezależności działania OSD   | OSD            | Ankieta półroczna  | 2                                       |
| Dot. zmiany sprzedawcy  | OSD            | Badanie roczne     | 1                                       |
| Dot. wykonywania odczytów danych pomiarowo-rozliczeniowych  | OSD            | Jednorazowo        | 1                                       |

Źródło: URE.

Zapraszamy na stronę BIP URE:  
[www.bip.ure.gov.pl](http://www.bip.ure.gov.pl)

The screenshot shows the public information page (BIP) of the Energy Regulatory Office (URE). At the top left is the URE logo with the text 'Urząd Regulacji Energetyki'. Below it is a blue banner with the slogan 'ENERGIA RÓWNOWAGA BEZPIECZEŃSTWO'. The main header area features a large photograph of the URE building and a 'bip' logo with the text 'biuletyn informacji publicznej'. A navigation bar below the photo contains links: 'strona główna', 'mapa serwisu', 'instrukcja o białej', 'strona WWW podmiotu', and 'wyszukiwarka zaszerwanowa'. The main content area is titled 'Witamy na stronie bip Urzędu Regulacji Energetyki' and contains a welcome message and a list of links to various sections of the website, including 'O URZĘDZIE', 'STATUS PRAWNY I KOMPETENCJE', 'DOSTĘP DO INFORMACJI PUBLICZNEJ', 'ORZECZNICTWO SĄDOWE', 'TARYFY', 'BUDŻET I MAJĄTEK', 'POMOC PUBLICZNA', 'REJESTRY I BAZY', 'SKARGI I WNIOSKI', 'KONTROLE', 'ZAWIADOMIENIA PUBLICZNE', 'PRACA W URE', 'KONTAKT', 'REDAKCJA SERWISU', 'REJESTR ZMIAN', and 'RSS'.

## ANEKS 2. GAZOWNICTWO (II.2)

Tabela 1. Struktura dostaw gazu 2008 r.

| Wyszczególnienie   | Ilość [w mln m <sup>3</sup> ] |
|--|-------------------------------|
| Import, w tym:   | 100 264,2                     |
| – Kontrakt „jamalski”  | 7 056,7                       |
| – pozostały import/kraj pochodzenia                                    |                               |
| a) Ukraina   | 4,8                           |
| b) Turkmenistan  | 2 377,2                       |
| Nabycie wewnątrzspółnotowe/kraj pochodzenia                            |                               |
| a) Czechy  | 0,2                           |
| b) Niemcy  | 825,3                         |
| Wydobycie własne   | 4 073,9                       |
| Magazyny gazu (zmiana zapasów)*  | + 12,8                        |
| Zakup ze źródeł krajowych (dostawy do PGNiG SA od krajowych dostawców) |                               |
| a) Media Odra Warta  | 12,7                          |
| b) FX Energy i Call Energy   | 9,3                           |
| c) usługa magazynowa w sieci   | - 1,0                         |

\* „+” – wzrost zapasów, „-” – zmniejszenie zapasów (dotyczy zapasów obowiązkowych).

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 2. Krajowe zdolności wydobywcze w 2008 r.

| Zdolności wydobywcze [w mld m <sup>3</sup> /rok] | Zdolności wydobywcze [w mln m <sup>3</sup> /doba] |
|--|---|
| Gaz naturalny                                    |   |
| 5,61   | 17,23   |
| Gaz przeliczony na wysoki metan                  |   |
| 4,44   | 13,5  |

Źródło: PGNiG SA.



Tabela 3. Magazynowanie gazu ziemnego

| Lp.   | Nazwa magazynu | Rodzaj magazynu     | Pojemność czynna [w mln m <sup>3</sup> ] | Ilość gazu pobrana z magazynu [w mln m <sup>3</sup> ] | Ilość gazu zatłoczona do magazynu [w mln m <sup>3</sup> ] | Stan magazynowy minimalny [w mln m <sup>3</sup> ] | Stan magazynowy maksymalny [w mln m <sup>3</sup> ] | Stan na koniec okresu sprawozdawczego [w mln m <sup>3</sup> ] |
|-------|----------------|---------------------|--|---|---|---|--|---|
| 1     | Wierzchowice   | w szcerpanym złożu  | 575,00                                   | 346,465   | 470,005   | 130,077   | 575,000  | 473,451   |
| 2     | Brzeźnica      | w szcerpanym złożu  | 65,00                                    | 41,148  | 63,842  | 1,158   | 65,000   | 55,135  |
| 3     | Strachocina    | w szcerpanym złożu  | 150,00                                   | 77,215  | 103,287   | 46,501  | 150,027  | 106,312   |
| 4     | Swarzędów      | w szcerpanym złożu  | 90,00                                    | 74,578  | 87,180  | 2,833   | 90,000   | 66,360  |
| 5     | Husów          | w szcerpanym złożu  | 400,00                                   | 192,013   | 287,989   | 112,021   | 400,010  | 380,505   |
| 6     | Mogilno        | w kawernach solnych | 380,17                                   | 205,713   | 240,306   | 159,379   | 380,170  | 374,764   |
| RAZEM |                |                     | 1 660,17                                 | 937,132   | 1 252,609   | 451,969   | 1 660,207  | 1 456,527   |

**UWAGA:** m<sup>3</sup> (metr sześcienny normalny) – jednostka rozliczeniowa oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1 m<sup>3</sup> przy ciśnieniu 101,325 kPa i temperaturze 0°C.

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 4. Stan koncentracji na rynku gazu w 2008 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 z kapitałem zagranicznym | Udział w rynku przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym [w %] |
|---|---|---|---|---|
| 1   | 100   | 97,4  | 12  | 1,34  |

Źródło: URE.

Tabela 5. Połączenia międzysystemowe – podstawowa charakterystyka

| Nazwa operatora systemu    | Kraj operatora | Miejsce połączenia | Kierunek dostaw | Rodzaj składanych nominacji | Całkowita zdolność przesyłowa* [w mln m <sup>3</sup> /rok] | Zarezerwowane zdolności przesyłowe [w mln m <sup>3</sup> /rok] | Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [w mln m <sup>3</sup> /rok] |
|----------------------------|----------------|--------------------|-----------------|-----------------------------|--|--|---|
| ONTRAS                     | Niemcy         | Lasów              | Polska          | dość/godzina                | 1 054,2  | 1 054,2  | 0,0   |
| ONTRAS                     | Niemcy         | Gubin              | Polska          | dość                        | 17,6   | 17,6   | 0,0   |
| Severomoravske plynarenske | Czechy         | Branice            | Polska          | dość                        | 1,4  | 1,4  | 0,0   |
| Severomoravske plynarenske | Czechy         | Głucholazy         | Polska          | dość                        | 105,4  | 105,4  | 0,0   |
| Ukrtransgaz                | Ukraina        | Drozdowicze        | Polska          | dość/godzina                | 5 682,4  | 5 682,4  | 0,0   |
| Bieltransgaz               | Białoruś       | Tietierowka        | Polska          | dość/godzina                | 188,9  | 188,9  | 0,0   |
| Bieltransgaz               | Białoruś       | Wysokoje           | Polska          | dość/godzina                | 5 490,0  | 5 061,8  | 428,2   |
| EuRoPol GAZ SA             | Polska         | Włocławek          | Polska          | dość/godzina                | 3 057,6  | 3 057,6  | 0,0   |
| EuRoPol GAZ SA             | Polska         | Lwówek             | Polska          | dość/godzina                | 2 371,7  | 2 371,7  | 0,0   |
| ONTRAS                     | Niemcy         | Kamminke           | Niemcy          | dość                        | 87,8   | 87,8   | 0,0   |

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

Źródło: Gaz-System SA.

Tabela 6. Wielkość i struktura sprzedaży odbiorcom końcowym

| Wyszczególnienie  | Ilość           |
|---|-----------------|
| <b>RAZEM</b>  | <b>13 862,1</b> |
| 1. Odbiorcy hurtowi*, z tego  | 212,1           |
| z Grupy kapitałowej PGNiG   |                 |
| spoza Grupy kapitałowej PGNiG   | 212,1           |
| 2. OSP – (OGP Gaz-System SA)  | 79,7            |
| 3. OSD  | 128,8           |
| 4. Eksport  | 36,7            |
| 5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego  | 8 461,0         |
| Zakłady azotowe   | 2 420,0         |
| Elektrownie i elektrociepłownie   | 1 032,5         |
| Ciepłownie  | 239,5           |
| Inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m <sup>3</sup> /rok)                                 |                 |
| Inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m <sup>3</sup> do 25 mln m <sup>3</sup> /rok) |                 |
| Inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m <sup>3</sup> /rok)                           |                 |
| 6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego   | 1 321,4         |
| Mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m <sup>3</sup> /rok)                                      |                 |
| Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m <sup>3</sup> do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)      |                 |
| Duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m <sup>3</sup> /rok)                                |                 |
| 7. Gospodarstwa domowe  | 3 622,4         |

\* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 7. Opłaty za użytkowanie sieci (netto)

| Symbol odbiorcy | Zużycie<br>[w GJ/rok] | Współczynnik<br>obciążenia<br>[w h] | Opłata sieciowa ustalona na podstawie stawek opłat<br>obowiązujących |          |           |
|-----------------|-----------------------|-------------------------------------|--|----------|-----------|
|                 |                       |                                     | zakres   | [w zł]   | [w zł/GJ] |
| 14-1            | 418 600,0             | 4 000                               |  | 0,879700 | 0,972300  |
| 11              | 418,6                 | 8 000                               | min  | 0,969728 | 1,152356  |
|                 |                       | 2 000                               | max  | 0,969728 | 1,152356  |
| D3              | 83,7                  | 8 000                               | min  | 0,969728 | 1,152356  |
|                 |                       | 2 000                               | max  | 0,969728 | 1,152356  |

Źródło: Gaz-System SA.

Tabela 8. Planowane połączenia z systemami przesyłowymi nieobjętymi procedurą *Open Season*

| Nazwa projektu/obszar  | Zdolność przesyłowa<br>[w mln m <sup>3</sup> /rok] | Termin realizacji |
|--|--|-------------------|
| Gazociąg wysokiego ciśnienia w rejonie Podbeskidzia (DN 500 o długości ok. 23 km na terytorium Polski w gminach: Cieszyn, Hażlach, Dębowiec i Skoczów) | ok. 500  | 2009 – 2011       |
| Punkt pomiarowo-rozliczeniowy w rejonie Cieszyna   |  |                   |
| Odcinek ok. 10 km na terytorium Czech realizowany przez RWE Transgasnet  |  |                   |

Źródło: Gaz-System SA.

**Tabela 9.** Średnie ceny dostaw PGNiG paliw gazowych odbiorcom poszczególnych grup taryfowych (tj. uwzględniające zarówno opłaty za dostawę gazu jako towaru, opłaty abonamentowe, jak i opłaty sieciowe) ustalone na podstawie planowanego – w okresie taryfowym – zużycia gazu przez poszczególne grupy oraz zamówionych przez nie mocy umownych

| Symbol grupy taryfowej        | Średnia cena dostawy gazu [w zł/m <sup>3</sup> ] |               |               | Wzrost średniej ceny dostawy [w %] |                   |             |
|-------------------------------|--|---------------|---------------|------------------------------------|-------------------|-------------|
|                               | w okresie:                                       |               | śr. w 2008 r. | XII.2008/XII.2007                  | śr. 2008/śr. 2007 |             |
|                               | do 24.04   | 25.04÷31.10   |               |                                    |                   | od 1.11     |
| <b>wysokometanowego GZ-50</b> |  |               |               |                                    |                   |             |
| W-1                           | 1,8908   | 2,2343        | 2,3343        | 2,1422                             | 23,5              | 13,3        |
| W-2                           | 1,4873   | 1,7405        | 1,8404        | 1,6770                             | 23,7              | 12,8        |
| W-3                           | 1,2895   | 1,4977        | 1,5977        | 1,4484                             | 23,9              | 12,3        |
| W-4                           | 1,2348   | 1,4080        | 1,5080        | 1,3698                             | 22,1              | 10,9        |
| W-5                           | 1,2765   | 1,4772        | 1,5780        | 1,4304                             | 23,6              | 12,1        |
| W-6                           | 1,1807   | 1,3338        | 1,4346        | 1,3021                             | 21,5              | 10,3        |
| W-6A                          | 1,1438   | 1,3184        | 1,4193        | 1,2799                             | 24,1              | 11,9        |
| W-6B                          | 1,0289   | 1,1571        | 1,2579        | 1,1333                             | 22,3              | 10,1        |
| W-7                           | 1,0487   | 1,2041        | 1,3049        | 1,1717                             | 24,4              | 11,7        |
| W-7A                          | 1,0757   | 1,2337        | 1,3345        | 1,2005                             | 24,1              | 11,6        |
| W-7B                          | 0,9854   | 1,1168        | 1,2177        | 1,0920                             | 23,6              | 10,8        |
| W-8                           | 0,9468   | 1,0883        | 1,1892        | 1,0603                             | 25,6              | 12,0        |
| W-9                           | 0,9219   | 1,0631        | 1,1640        | 1,0352                             | 26,3              | 12,3        |
| W-10                          | 0,9047   | 1,0325        | 1,1334        | 1,0088                             | 25,3              | 11,5        |
| <b>razem W</b>                | <b>1,2370</b>                                    | <b>1,4291</b> | <b>1,5294</b> | <b>1,3850</b>                      | <b>23,6</b>       | <b>12,0</b> |
| E-1A                          | 0,9558   | 1,0493        | 1,1503        | 1,0365                             | 20,3              | 8,4         |
| E-2A                          | 0,9219   | 1,0172        | 1,1181        | 1,0038                             | 21,3              | 8,9         |
| E-3A                          | 0,8975   | 0,9948        | 1,1052        | 0,9824                             | 23,1              | 9,5         |
| E-3B                          | 0,8954   | 0,9879        | 1,0888        | 0,9754                             | 21,6              | 8,9         |
| E-4A                          | 0,8888   | 0,9966        | 1,0975        | 0,9793                             | 23,5              | 10,2        |
| E-4B                          | 0,8730   | 0,9766        | 1,0775        | 0,9606                             | 23,4              | 10,0        |
| <b>razem E</b>                | <b>0,8844</b>                                    | <b>0,9875</b> | <b>1,0884</b> | <b>0,9717</b>                      | <b>23,1</b>       | <b>9,9</b>  |
| <b>W + E</b>                  | <b>1,1015</b>                                    | <b>1,2593</b> | <b>1,3599</b> | <b>1,2261</b>                      | <b>23,5</b>       | <b>11,3</b> |
| <b>zaazotowanego GZ-41,5</b>  |  |               |               |                                    |                   |             |
| S-1                           | 1,2825   | 1,5943        | 1,6691        | 1,5080                             | 30,1              | 17,6        |
| S-2                           | 0,9896   | 1,1839        | 1,2577        | 1,1347                             | 27,1              | 14,7        |
| S-3                           | 0,9154   | 1,0769        | 1,1508        | 1,0381                             | 25,7              | 13,4        |
| S-4                           | 0,8433   | 0,9403        | 1,0140        | 0,9219                             | 20,2              | 9,3         |
| S-5                           | 0,8604   | 1,0533        | 1,1257        | 1,0043                             | 30,8              | 16,7        |
| S-6                           | 0,8259   | 0,9419        | 1,0141        | 0,9172                             | 22,8              | 11,1        |
| S-7                           | 0,7340   | 0,8444        | 0,9167        | 0,8215                             | 24,9              | 11,9        |
| S-7B                          | 0,7085   | 0,8121        | 0,8844        | 0,7913                             | 24,8              | 11,7        |
| S-8                           | 0,6491   | 0,7910        | 0,8633        | 0,7581                             | 33,0              | 16,8        |
| S-9                           | 0,6503   | 0,7854        | 0,8577        | 0,7547                             | 31,9              | 16,0        |
| <b>razem S</b>                | <b>0,8706</b>                                    | <b>1,0236</b> | <b>1,0969</b> | <b>0,9874</b>                      | <b>26,0</b>       | <b>13,4</b> |
| Lw-1A                         | 0,6749   | 0,7447        | 0,8158        | 0,7344                             | 20,9              | 8,8         |
| Lw-3A                         | 0,6592   | 0,7288        | 0,8008        | 0,7188                             | 21,5              | 9,0         |
| Lw-4A                         | 0,6264   | 0,6946        | 0,7666        | 0,6850                             | 22,4              | 9,4         |
| <b>razem Lw</b>               | <b>0,6410</b>                                    | <b>0,7097</b> | <b>0,7810</b> | <b>0,6998</b>                      | <b>21,8</b>       | <b>9,2</b>  |
| <b>S + Lw</b>                 | <b>0,8101</b>                                    | <b>0,9408</b> | <b>1,0131</b> | <b>0,9115</b>                      | <b>25,1</b>       | <b>12,5</b> |

Tabela 9. cd

| zaazotowanego GZ-35 |        |        |        |        |      |      |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|------|------|
| Z-1                 | 1,2383 | 1,5423 | 1,6065 | 1,4567 | 29,7 | 17,6 |
| Z-2                 | 0,9250 | 1,0872 | 1,1500 | 1,0463 | 24,3 | 13,1 |
| Z-3                 | 0,8220 | 0,9566 | 1,0199 | 0,9245 | 24,1 | 12,5 |
| Z-4                 | 0,7739 | 0,8678 | 0,9312 | 0,8486 | 20,3 | 9,7  |
| Z-5                 | 0,8013 | 1,0016 | 1,0657 | 0,9489 | 33,0 | 18,4 |
| Z-6                 | 0,7695 | 0,8560 | 0,9201 | 0,8393 | 19,6 | 9,1  |
| Z-7A                | 0,7400 | 0,8173 | 0,8815 | 0,8035 | 19,1 | 8,6  |
| Z-7B                | 0,6665 | 0,7467 | 0,8108 | 0,7320 | 21,7 | 9,8  |
| razem Z             | 0,7922 | 0,9124 | 0,9762 | 0,8850 | 23,2 | 11,7 |
| Ls-1A               | 0,5903 | 0,6860 | 0,7536 | 0,6670 | 27,7 | 13,0 |
| razem Ls            | 0,5903 | 0,6860 | 0,7536 | 0,6670 | 27,7 | 13,0 |
| Z + Ls              | 0,7882 | 0,9073 | 0,9707 | 0,8802 | 23,2 | 11,7 |

| Symbol grupy taryfowej                                 | Kryterium podziału na grupy |                       | Symbol grupy taryfowej               | Kryterium podziału na grupy |                       |
|--|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------|
|  | moc [b]                     | roczna ilość gazu [a] |                                      | moc [b]                     | roczna ilość gazu [a] |
| Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 Mpa |                             |                       |                                      |                             |                       |
| Gaz wysokometanowy                                     |                             |                       | Gaz zaazotowany (S – GZ-41,5 Z – 35) |                             |                       |
| W-1  | b ≤ 10                      | 0 ≤ a ≤ 300           | S-1, Z-1                             | b ≤ 20                      | 0 ≤ a ≤ 400           |
| W-2  |                             | 300 < a ≤ 1 200       | S-2, Z-2                             |                             | 400 < a ≤ 1 600       |
| W-3  |                             | 1 200 < a ≤ 8 000     | S-3, Z-3                             |                             | 1 600 < a ≤ 10 650    |
| W-4  |                             | a > 8 000             | S-4, Z-4                             |                             | a > 10 650            |
| W-5  | 10 < b ≤ 65                 | -                     | S-5, Z-5                             | 25 < b ≤ 65                 | -                     |
| W-6  | 65 < b ≤ 600                | -                     | S-6, Z-6                             | 65 < b ≤ 800                | -                     |
| W-7  | b > 600                     | -                     | S-7, Z-7                             | b > 800                     | -                     |
| Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu wyższym niż 0,5 Mpa     |                             |                       |                                      |                             |                       |
| W-8  | b ≤ 3 300                   | -                     | S-8, Z-8                             | 25 < b ≤ 65                 | -                     |
| W-9  | 3 300 < b ≤ 10 000          | -                     | S-9, Z-9                             | 65 < b ≤ 800                | -                     |
| W-10   | b > 10 000                  | -                     |                                      |                             | -                     |
| Sieć przesyłowa  |                             |                       |                                      |                             |                       |
| E-1  | b ≤ 1 500                   | -                     | L-1                                  | 0 < b ≤ 1 800               | -                     |
| E-2  | 1 500 < b ≤ 3 300           | -                     | L-2                                  | 1 800 < b ≤ 4 000           | -                     |
| E-3  | 3 300 < b ≤ 20 000          | -                     | L-3                                  | 4 000 < b ≤ 12 000          | -                     |
| E-4  | b > 20 000                  | -                     | L-4                                  | b > 12 000                  | -                     |

Źródło: URE.

Tabela 10. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej

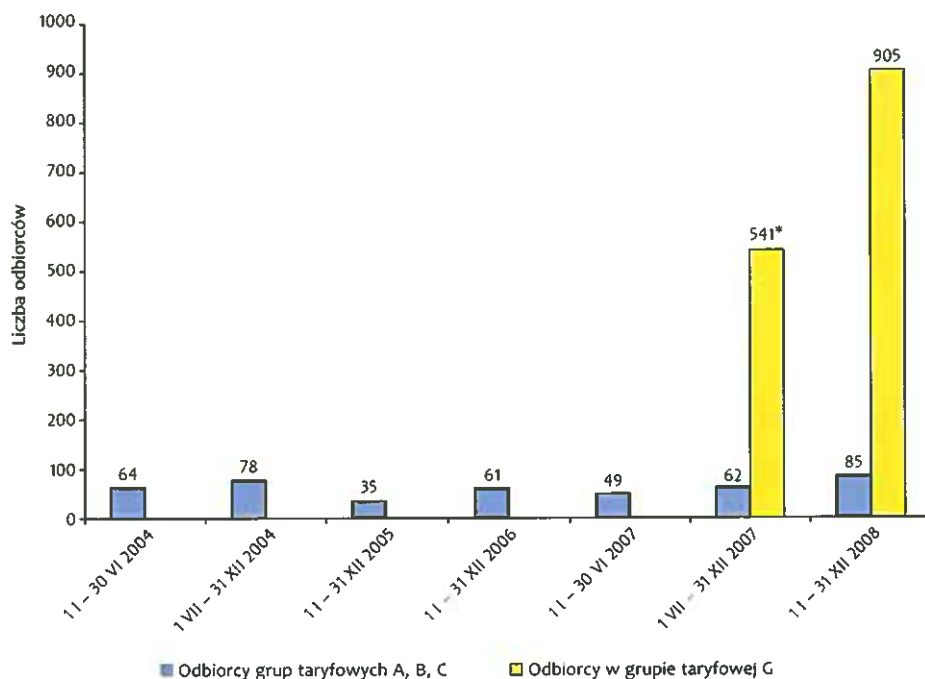
| Oddział terenowy URE | Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa | Wnioski o wydanie decyzji w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci | Decyzje OT w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci |
|----------------------|--|---|--|
| OT Warszawa          | 2 302  | 15  | 24   |
| OT Szczecin          | 138  | 2   | 1  |
| OT Gdańsk            | 7  | 0   | 0  |
| OT Poznań            | 644  | 2   | 2  |
| OT Lublin            | 209  | 2   | 4  |
| OT Łódź              | 429  | 2   | 1  |
| OT Wrocław           | 666  | 1   | 0  |
| OT Katowice          | 66   | 0   | 0  |
| OT Kraków            | 219  | 2   | 1  |
| OT RAZEM             | 2 378  | 26  | 33   |

Źródło: URE.

**Informacje o paliwach gazowych na stronie internetowej URE – [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)**  
(na stronie głównej należy kliknąć ikonkę „Paliwa gazowe”)

The screenshot shows the homepage of the Urząd Regulacji Energetyki (URE). At the top left is the URE logo and name. The main banner features a large image of a power substation with the text "ENERGIA RÓWNOWAGA BEZPIECZEŃSTWO". Below the banner are two main navigation buttons: "DLA ODBIORCY ENERGII" and "DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH". A central menu includes "Witamy u nas", "WYKAZ ENERGETYKI", and "Paliwa gazowe". Under "Paliwa gazowe", there are links for "Charakterystyka rynku gazu" and "Zapłać za gaz". The bottom section contains promotional banners for "RAPORT ROCZNY Prezesa URE 2008", "INTELIAGENTNE liczniki energii", "PATRONATY PREZESA URE", and the European Union flag.

## ANEKS 3. PROMOWANIE KONKURENCJI I WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY PALIW I ENERGII (III)



\* Data uzyskania prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę w grupie G.

**Rysunek 1.** Liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy w latach 1998–2008  
(Źródło: URE)



Rysunek 2. Liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych

Tabela 1. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez operatorów systemów dystrybucyjnych w 2008 r. odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy

| Lp. | Operator systemu dystrybucyjnego            | Liczba odbiorców TPA |            | Energia dostarczona odbiorcom TPA [w MWh] |                  | Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej [w %] |             |
|-----|---|----------------------|------------|---|------------------|---|-------------|
|     |   | 2007                 | 2008       | 2007                                      | 2008             | 2007  | 2008        |
| 1   | PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.        | 534                  | 570        | 0   | 1 360            | 0,01  | 0,04        |
| 2   | PGE Dystrybucja Lubzel Sp. z o.o.           | 2                    | 8          | 0   | 5 778            | 0,02  | 0,22        |
| 3   | ENION SA                                    | 14                   | 64         | 1 912                                     | 2 030 987        | 10,40   | 10,98       |
| 4   | Vattenfall Distribution Poland SA           | 12                   | 74         | 2 936                                     | 3 334 230        | 26,70   | 29,88       |
| 5   | PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.          | 1                    | 9          | 41  | 32 443           | 1,00  | 0,77        |
| 6   | Energiapro SA                               | 11                   | 81         | 1 428                                     | 883 883          | 11,00   | 6,32        |
| 7   | PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.             | 2                    | 3          | 1   | 13 413           | 0,04  | 0,45        |
| 8   | ENERGA-Operator SA                          | 5                    | 36         | 1 278                                     | 1 305 643        | 6,50  | 6,51        |
| 9   | PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.           | 3                    | 8          | 164                                       | 156 695          | 9,30  | 8,07        |
| 10  | PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.            | 4                    | 6          | 396                                       | 400 718          | 8,20  | 8,05        |
| 11  | ENEA Operator Sp. z o.o.                    | 2                    | 59         | 26  | 64 267           | 0,02  | 0,39        |
| 12  | PGE Dystrybucja Łódź - Teren SA             | 3                    | 7          | 347                                       | 348 773          | 7,80  | 7,85        |
| 13  | RWE Stoen Operator Sp. z o.o.               | 9                    | 29         | 254                                       | 185 205          | 3,90  | 2,77        |
| 14  | PGE Dystrybucja Warszawa - Teren Sp. z o.o. | 2                    | 36         | 32  | 217 580          | 0,58  | 3,92        |
|     | <b>RAZEM</b>                                | <b>604</b>           | <b>990</b> | <b>8 816</b>                              | <b>8 980 977</b> | <b>7,80</b>   | <b>7,69</b> |

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Tabela 2. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez operatorów systemów dystrybucyjnych odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy (z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych) w 2008 r.

| Lp. | Operator systemu dystrybucyjnego            | Liczba odbiorców TPA |            | Energia dostarczona odbiorcom TPA [w MWh] |              | Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej [w %] |
|-----|---|----------------------|------------|---|--------------|---|
|     |   | A, B, C              | G          | A, B, C                                   | G            |   |
| 1   | PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.        | 5                    | 565        | 10  | 1 350        | 0,00  |
| 2   | PGE Dystrybucja Lubzel Sp. z o.o.           | 2                    | 6          | 5 773                                     | 5            | 0,22  |
| 3   | ENION SA                                    | 17                   | 47         | 2 030 897                                 | 91           | 10,98   |
| 4   | Vattenfall Distribution Poland SA           | 19                   | 55         | 3 334 230                                 | b.d.         | 29,88   |
| 5   | PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.          | 3                    | 6          | 32 426                                    | 18           | 0,77  |
| 6   | EnergiaPro SA                               | 9                    | 72         | 883 809                                   | 74           | 6,32  |
| 7   | PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.             | 2                    | 1          | 13 413                                    | 0            | 0,45  |
| 8   | ENERGA-Operator SA                          | 5                    | 31         | 1 305 582                                 | 60           | 6,51  |
| 9   | PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.           | 2                    | 6          | 156 687                                   | 8            | 8,07  |
| 10  | PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.            | 4                    | 2          | 400 716                                   | 2            | 9,47  |
| 11  | ENEA Operator Sp. z o.o.                    | 4                    | 55         | 64 178                                    | 89           | 0,39  |
| 12  | PGE Dystrybucja Łódź – Teren SA             | 4                    | 3          | 348 769                                   | 5            | 7,85  |
| 13  | RWE Stoen Operator Sp. z o.o.               | 6                    | 23         | 185 165                                   | 40           | 2,77  |
| 14  | PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Sp. z o.o. | 3                    | 33         | 217 477                                   | 103          | 3,92  |
|     | <b>RAZEM</b>                                | <b>85</b>            | <b>905</b> | <b>8 979 133</b>                          | <b>1 844</b> | <b>7,69</b>   |

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Tabela 3. Liczba odbiorców i wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przez OSD w 2008 r.

| Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh] | Liczba odbiorców w 2008 r. | Energia dostarczona odbiorcom TPA w 2008 r. [w MWh] | Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych |            | Energia dostarczona odbiorcom TPA wg grup taryfowych [w MWh] |              |
|--|----------------------------|---|---|------------|--|--------------|
|  |                            |   | A, B, C                                 | G          | A, B, C  | G            |
| > 2000                                       | 4 457                      | 52 369 909  | 56                                      | –          | 8 911 517  | –            |
| 50 – 2000                                    | 97 129                     | 21 787 782  | 13                                      | –          | 67 413   | –            |
| < 50   | 16 124 129                 | 42 584 619  | 16                                      | 905        | 202  | 1 844        |
| <b>RAZEM</b>                                 | <b>16 225 715</b>          | <b>116 742 310</b>                                  | <b>85</b>                               | <b>905</b> | <b>8 979 132</b>   | <b>1 844</b> |

\* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2008 r.).

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.



# ANEKS 4. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 1. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – stan na 31 grudnia 2008 r.

| Wyszczególnienie | Koncesjonowane przedsiębiorstwa |             |               |               |
|------------------|---------------------------------|-------------|---------------|---------------|
|                  | elektroenergetyka               | gazownictwo | ciepłownictwo | paliwa ciekłe |
| OT Warszawa      | 180                             | 38          | 50            | 1 737         |
| OT Szczecin      | 97                              | 6           | 52            | 529           |
| OT Gdańsk        | 171                             | 6           | 58            | 699           |
| OT Poznań        | 207                             | 11          | 73            | 1 205         |
| OT Lublin        | 56                              | 3           | 49            | 914           |
| OT Łódź          | 125                             | 2           | 52            | 1 115         |
| OT Wrocław       | 108                             | 6           | 49            | 697           |
| OT Katowice      | 122                             | 15          | 65            | 875           |
| OT Kraków        | 105                             | 12          | 72            | 1 084         |

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2008 r. | w tym zwrot wniosku | Decyzje w sprawach koncesyjnych |            |        |           |           |           |             |  |         | Postanowienia w sprawach koncesyjnych |                                |                               |
|------------------|---|---------------------|---------------------------------|------------|--------|-----------|-----------|-----------|-------------|--|---------|---------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
|                  |   |                     | z tego:                         |            |        |           |           |           |             |  |         | z tego:                               |                                |                               |
|                  |   |                     | ogółem                          | udzielenie | zmiana | umorzenie | cofnięcie | uchylenie | wygaśnięcie | odmowa udzielenia zmiany lub cofnięcia | promesy | ogółem                                | pozostawienie bez rozpatrzenia | pozostawienie bez rozpoznania |
| OT Warszawa      | 233   | 2                   | 210                             | 134        | 31     | 4         | 21        | -         | 16          | 2                                      | 2       | 31                                    | 28                             | 3                             |
| OT Szczecin      | 135   | 3                   | 115                             | 35         | 46     | 5         | 15        | -         | 10          | 5                                      | 1       | 11                                    | 8                              | 2                             |
| OT Gdańsk        | 186   | 3                   | 151                             | 49         | 54     | 11        | 12        | -         | 24          | -                                      | 1       | 7                                     | 7                              | -                             |
| OT Poznań        | 240   | 9                   | 201                             | 85         | 77     | 2         | 24        | -         | 9           | 1                                      | 3       | 19                                    | 18                             | 1                             |
| OT Lublin        | 170   | 5                   | 138                             | 62         | 38     | 5         | 19        | -         | 9           | 3                                      | 2       | 26*                                   | 15                             | 3                             |
| OT Łódź          | 217   | 3                   | 194                             | 91         | 49     | 4         | 26        | -         | 20          | 4                                      | -       | 8**                                   | 7                              | -                             |
| OT Wrocław       | 172   | 3                   | 153                             | 61         | 59     | 5         | 10        | -         | 14          | 4                                      | -       | 3                                     | -                              | 3                             |
| OT Katowice      | 294   | 2                   | 236                             | 68         | 113    | 2         | 24        | -         | 19          | 7                                      | 3       | 7                                     | 7                              | -                             |
| OT Kraków        | 246   | 2                   | 200                             | 90         | 86     | 1         | 11        | -         | 10          | 1                                      | 1       | 5                                     | 4                              | 1                             |

\* W ogólnej liczbie 26 postanowień w sprawach koncesyjnych zawarto również informację dotyczącą ilości wydanych postanowień w sprawie zwrotu wniosku w związku z nieuiszczeniem opłaty skarbowej (5 postanowień) oraz w sprawie zawieszenia postępowań administracyjnych (3 postanowienia).

\*\* W tym 1 sprostowanie pomyłki.

Tabela 3. Działalność OT na rynku ciepła – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2008 r.) | Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą |                |                              |          | Decyzje w sprawie                |   |
|------------------|--|---|----------------|------------------------------|----------|----------------------------------|---|
|                  |  | ogółem  | z tego:        |                              |          | zatwierdzenia taryfy dla ciepła* | zmian dotychczas stosowanych taryf na ciepło* |
|                  |  |   | na wytworzenie | na przesyłanie i dystrybucję | na obrót |                                  |   |
| OT Warszawa      | 50   | 24  | 11             | 11                           | 2        | 33                               | 44  |
| OT Szczecin      | 52   | 4   | 2              | 2                            | -        | 42                               | 44  |
| OT Gdańsk        | 58   | 2   | 1              | 1                            | -        | 43                               | 47  |
| OT Poznań        | 73   | -   | -              | -                            | -        | 51                               | 40  |
| OT Lublin        | 49   | 10  | 5              | 4                            | 1        | 36                               | 19  |
| OT Łódź          | 52   | 3   | 1              | 2                            | -        | 42                               | 27  |
| OT Wrocław       | 49   | 7   | 3              | 3                            | 1        | 40                               | 28  |
| OT Katowice      | 65   | 2   | -              | 1                            | 1        | 45                               | 46  |
| OT Kraków        | 72   | 14  | 7              | 5                            | 2        | 50                               | 58  |

\* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 4. Działalność OT na rynku energii elektrycznej – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Koncesjonowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (stan na 31.12.2008 r.) | Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną |                |                |          | Decyzje w sprawie                              |  |
|------------------|---|---|----------------|----------------|----------|--|--|
|                  |   | ogółem  | z tego:        |                |          | zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej* | zmian dotychczas stosowanych taryf na energię elektryczną* |
|                  |   |   | na wytworzenie | na dystrybucję | na obrót |  |  |
| OT Warszawa      | 180   | 15  | 6              | 4              | 5        | 10   | 14   |
| OT Szczecin      | 97  | -   | -              | -              | -        | 4  | 6  |
| OT Gdańsk        | 171   | 2   | -              | 1              | 1        | 3  | 2  |
| OT Poznań        | 207   | 3   | -              | 2              | 1        | 13   | 25   |
| OT Lublin        | 56  | -   | -              | -              | -        | 5  | 9  |
| OT Łódź          | 125   | 4   | -              | 2              | 2        | 13   | 20   |
| OT Wrocław       | 108   | 1   | 1              | -              | -        | 10   | 27   |
| OT Katowice      | 122   | 7   | 1              | 3              | 3        | 35   | 38   |
| OT Kraków        | 105   | 7   | 1              | 3              | 3        | 25   | 69   |

\* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

ANEKS 4. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 5. Działalność OT na rynku gazu – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Koncesjonowane przedsiębiorstwa gazownicze (stan na 31.12.2008 r.) | Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność gazowniczą |                |                                 |          | Decyzje w sprawie              |  |
|------------------|--|---|----------------|---------------------------------|----------|--------------------------------|--|
|                  |  | ogółem  | na wytworzenie | z tego:                         |          | zatwierdzenia taryfy dla gazu* | zmian dotychczas stosowanych taryf dla gazu* |
|                  |  |   |                | na przesłanie i/lub dystrybucję | na obrót |                                |  |
| OT Warszawa      | 38   | -   | -              | -                               | -        | 2                              | 3  |
| OT Szczecin      | 6  | -   | -              | -                               | -        | 1                              | -  |
| OT Gdańsk        | 6  | 2   | -              | 1                               | 1        | 3                              | 1  |
| OT Poznań        | 11   | 2   | -              | -                               | 2        | 1                              | 4  |
| OT Lublin        | 3  | -   | -              | -                               | -        | 1                              | 1  |
| OT Łódź          | 2  | -   | -              | -                               | -        | 2                              | 2  |
| OT Wrocław       | 6  | -   | -              | -                               | -        | 4                              | -  |
| OT Katowice      | 15   | -   | -              | -                               | -        | 10                             | 16   |
| OT Kraków        | 12   | -   | -              | -                               | -        | 9                              | 15   |

\* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 6. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (stan na 31.12.2008 r.) | Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2008 r. | Decyzje w sprawach koncesyjnych |            |        |                   |               |
|------------------|--|---|---------------------------------|------------|--------|-------------------|---------------|
|                  |  |   | ogółem                          | w tym:     |        |                   |               |
|                  |  |   |                                 | udzielenie | zmiana | odmowa udzielenia | odmowa zmiany |
| OT Warszawa*     | 1 737  | 184   | 106                             | 95         | 9      | 2                 | -             |
| OT Szczecin      | 529  | 96  | 67                              | 31         | 14     | 3                 | -             |
| OT Gdańsk        | 699  | 114   | 83                              | 43         | 9      | -                 | -             |
| OT Poznań        | 1 205  | 191   | 127                             | 80         | 21     | 1                 | -             |
| OT Lublin        | 914  | 124   | 95                              | 54         | 8      | 3                 | -             |
| OT Łódź*         | 1 115  | 191   | 107                             | 84         | 19     | 4                 | -             |
| OT Wrocław*      | 695  | 83  | 62                              | 53         | 8      | 1                 | -             |
| OT Katowice      | 872  | 134   | 100                             | 59         | 7      | 6                 | -             |
| OT Kraków        | 1 084  | 151   | 112                             | 69         | 22     | 1                 | -             |

\* W łącznej liczbie nie uwzględniono decyzji w sprawie wygaśnięcia koncesji, cofnięcia koncesji oraz umorzeń postępowań w sprawie udzielenia koncesji OPC.

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Przychody roczne                                |                         | Obniżka przychodów | Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na ciepło | Wzrost opłat w taryfach na ciepło zatwierdzonych przez Prezesa URE |
|------------------|---|-------------------------|--------------------|---|--|
|                  | wnioskowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze | zatwierdzone w taryfach |                    |   |  |
|                  | [w tys. zł]                                     |                         |                    |   |  |
| OT Warszawa      | 2 336 418,87                                    | 2 172 794,28            | 163 624,59         | 13,80   | 5,86   |
| OT Szczecin      | 575 735,30                                      | 557 268,80              | 18 466,50          | 12,20   | 8,60   |
| OT Gdańsk        | 699 938,59                                      | 664 371,16              | 35 567,43          | 15,42   | 9,56   |
| OT Poznań        | 918 053,00                                      | 868 416,00              | 49 637,00          | 13,69   | 7,54   |
| OT Lublin        | 548 589,75                                      | 512 129,57              | 36 460,18          | 14,51   | 7,86   |
| OT Łódź          | 991 386,60                                      | 945 621,84              | 45 764,76          | 14,70   | 9,41   |
| OT Wrocław       | 1 442 915,28                                    | 1 404 049,59            | 38 865,69          | 10,65   | 7,67   |
| OT Katowice      | 1 356 495,90                                    | 1 290 616,80            | 65 879,10          | 15,00   | 9,40   |
| OT Kraków        | 739 604,81                                      | 712 611,44              | 26 993,37          | 10,35   | 6,70   |

Tabela 8. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Przychody roczne                                       |                         | Obniżka przychodów | Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną | Wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną zatwierdzonych przez Prezesa URE |
|------------------|--|-------------------------|--------------------|--|---|
|                  | wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne | zatwierdzone w taryfach |                    |  |   |
|                  | [w tys. zł]  |                         |                    |  |   |
| OT Warszawa      | 21 617,30  | 20 755,08               | 862,22             | 8,21   | 3,89  |
| OT Szczecin      | 6 971,80   | 6 810,00                | 161,80             | 5,70   | 3,20  |
| OT Gdańsk        | 7 826,47   | 6 758,18                | 1 068,29           | 3,76   | - 6,35  |
| OT Poznań        | 35 943,00  | 35 628,00               | 315,00             | 7,63   | 6,69  |
| OT Lublin        | 17 474,98  | 16 808,76               | 666,22             | 1,01   | - 3,75  |
| OT Łódź          | 36 659,99  | 36 344,89               | 315,10             | 6,12   | 5,60  |
| OT Wrocław       | 19 095,57  | 18 800,93               | 294,64             | 3,83   | 2,23  |
| OT Katowice      | 138 783,90   | 134 920,20              | 3 863,70           | 1,10   | - 1,70  |
| OT Kraków        | 53 353,47  | 51 545,85               | 1 807,62           | - 3,03   | - 6,82  |

Tabela 9. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Przychody roczne                              |                         | Obniżka przychodów | Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach dla gazu | Wzrost opłat w taryfach dla gazu zatwierdzonych przez Prezesa URE |
|------------------|---|-------------------------|--------------------|--|---|
|                  | wnioskowane przez przedsiębiorstwa gazownicze | zatwierdzone w taryfach |                    |  |   |
|                  | [w tys. zł]                                   |                         |                    |  |   |
| OT Warszawa      | 25 599,11                                     | 25 599,11               | -                  | 16,33  | 16,33   |
| OT Szczecin      | 3 975,10                                      | 3 850,20                | 124,90             | 29,40  | 25,30   |
| OT Gdańsk        | 2 466,38                                      | 2 468,75                | -2,37              | 19,70  | 19,80   |
| OT Poznań        | 12 097,00                                     | 12 097,00               | -                  | 12,58  | 12,58   |
| OT Lublin        | 478,39  | 462,55                  | 15,84              | 14,22  | 10,46   |
| OT Łódź          | 2 366,50                                      | 2 355,70                | 10,80              | 7,36   | 6,87  |
| OT Wrocław       | 22 259,84                                     | 22 100,09               | 159,75             | 14,97  | 14,15   |
| OT Katowice      | 85 877,50                                     | 85 600,00               | 277,50             | 8,90   | 8,60  |
| OT Kraków        | 23 714,78                                     | 22 981,15               | 733,63             | 11,24  | 7,80  |

ANEKS 4. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 10. Pozostała działalność OT – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Skargi |                   |                      |      |                | Nałożone kary |                         |
|------------------|--------|-------------------|----------------------|------|----------------|---------------|-------------------------|
|                  | ogółem | z tego dotyczące: |                      |      |                | ilość         | łącznie wysokość [w zł] |
|                  |        | ciepła            | energii elektrycznej | gazu | paliw ciekłych |               |                         |
| OT Warszawa      | 71     | 7                 | 53                   | 11   | –              | 9             | 103 300,00              |
| OT Szczecin      | 292    | 11                | 80                   | 201  | –              | 2             | 206 000,00              |
| OT Gdańsk        | 160    | 42                | 66                   | 51   | 1              | 9             | 155 000,00              |
| OT Poznań        | 55     | 12                | 25                   | 18   | –              | 8             | 29 000,00               |
| OT Lublin        | 24     | 3                 | 18                   | 2    | 1              | 4             | 39 000,00               |
| OT Łódź          | 87     | 23                | 56                   | 8    | –              | 3             | 63 800,00               |
| OT Wrocław       | 126    | 16                | 36                   | 73   | 1              | 6             | 63 000,00               |
| OT Katowice      | 33     | 6                 | 26                   | 1    | –              | 8             | 197 382,77              |
| OT Kraków        | 75     | 7                 | 54                   | 14   | –              | 7             | 16 500,00               |

Tabela 11. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – działalność OT – w 2008 r.

A. Liczba wniosków, które wpłynęły do oddziału terenowego

| Wyszczególnienie | Wnioski o wydanie decyzji |                     |            |        |                                 |            |        |   |            |        |   |            | Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw |        |                     |            |        |
|------------------|---------------------------|---------------------|------------|--------|---------------------------------|------------|--------|---|------------|--------|---|------------|---|--------|---------------------|------------|--------|
|                  | ogółem                    | z tego:             |            |        |                                 |            |        |   |            |        |   |            | z tego:   |        |                     |            |        |
|                  |                           | wstrzymanie dostaw  |            |        | odmowa zawarcia umowy sprzedaży |            |        | odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci |            |        | odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji |            |   | ogółem | energia elektryczna | gaz ziemny | ciepło |
|                  |                           | energia elektryczna | gaz ziemny | ciepło | energia elektryczna             | gaz ziemny | ciepło | energia elektryczna                           | gaz ziemny | ciepło | energia elektryczna   | gaz ziemny | ciepło  |        |                     |            |        |
| OT Warszawa      | 34                        | 8                   | 1          | 1      | 3                               | –          | 1      | 4   | 15         | 1      | –   | –          | –   | 5      | 4                   | –          | 1      |
| OT Szczecin      | 20                        | –                   | 2          | 1      | 2                               | –          | –      | 13  | 2          | –      | –   | –          | –   | 2      | 2                   | –          | –      |
| OT Gdańsk        | 9                         | –                   | –          | –      | –                               | –          | 1      | 8   | –          | –      | –   | –          | –   | 1      | 1                   | –          | –      |
| OT Poznań        | 7                         | 1                   | –          | –      | –                               | 2          | 1      | 1   | 2          | –      | –   | –          | –   | –      | –                   | –          | –      |
| OT Lublin        | 11                        | 4                   | –          | –      | 1                               | –          | –      | 3   | 2          | 1      | –   | –          | –   | 4      | 4                   | –          | –      |
| OT Łódź          | 8                         | 1                   | –          | –      | –                               | –          | –      | 3   | 2          | 1      | 1   | –          | –   | 1      | 1                   | –          | –      |
| OT Wrocław       | 12                        | 1                   | 2          | 1      | 1                               | –          | 2      | 3   | 1          | –      | –   | –          | –   | 5      | 2                   | 1          | 2      |
| OT Katowice      | 13                        | 9                   | –          | –      | 2*                              | –          | –      | 2   | –          | –      | –   | –          | –   | 4      | 4                   | –          | –      |
| OT Kraków        | 11                        | 3                   | 3          | –      | 1*                              | –          | –      | 2   | 2          | –      | –   | –          | –   | 2      | 1                   | 1          | –      |

\* Dotyczy umów kompleksowych.

## B. Liczba wydanych decyzji i postanowień

| Wyszczególnienie | Decyzje |                     |            |        |                                 |            |        |   |            |        |   | Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw |         |        |                     |            |        |
|------------------|---------|---------------------|------------|--------|---------------------------------|------------|--------|---|------------|--------|---|---|---------|--------|---------------------|------------|--------|
|                  | ogółem  | z tego:             |            |        |                                 |            |        |   |            |        |   |   | z tego: |        |                     |            |        |
|                  |         | wstrzymanie dostaw  |            |        | odmowa zawarcia umowy sprzedaży |            |        | odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci |            |        | odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji |   |         | ogółem | energia elektryczna | gaz ziemny | ciepło |
|                  |         | energia elektryczna | gaz ziemny | ciepło | energia elektryczna             | gaz ziemny | ciepło | energia elektryczna                           | gaz ziemny | ciepło | energia elektryczna   | gaz ziemny  | ciepło  |        |                     |            |        |
| OT Warszawa      | 38      | 6                   | 1          | -      | 1                               | -          | -      | 3   | 24         | 1      | -   | -   | 2       | 1      | -                   | -          | 1      |
| OT Szczecin      | 9       | 1                   | 2          | 1      | 1                               | -          | -      | 3   | 1          | -      | -   | -   | -       | 2      | 2                   | -          | -      |
| OT Gdańsk        | 10      | 2                   | -          | 1      | -                               | -          | -      | 7   | -          | -      | -   | -   | -       | -      | -                   | -          | -      |
| OT Poznań        | 8       | 2                   | 1          | -      | -                               | 2          | -      | 1   | 2          | -      | -   | -   | -       | -      | -                   | -          | -      |
| OT Lublin        | 43*     | 4                   | -          | -      | 1                               | -          | -      | 33  | 4          | 1      | -   | -   | -       | 31     | 31                  | -          | -      |
| OT Łódź          | 5       | 1                   | -          | -      | -                               | -          | -      | 3   | 1          | -      | -   | -   | -       | -      | -                   | -          | -      |
| OT Wrocław       | 5       | 1                   | 1          | -      | -                               | -          | 1      | 1   | -          | 1      | -   | -   | -       | 5      | 3                   | 2          | -      |
| OT Katowice      | 8       | 6                   | -          | 1      | -                               | -          | 1      | -   | -          | -      | -   | -   | -       | -      | -                   | -          | -      |
| OT Kraków        | 8       | 1                   | 3          | -      | 1**                             | -          | 2**    | -   | 1          | -      | -   | -   | -       | -      | -                   | -          | -      |

\* Z ogólnej liczby 43 decyzji wydanych w 2008 r. – 2 decyzje wydane zostały w trybie samokontroli (zmieniały one decyzje wydane w 2007 r.)

\*\* Dotyczy umów kompleksowych.

Tabela 12. Działalność kontrolna OT\* – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Działalność kontrolna w zakresie:                              |                  |  |   |   |  |  |
|------------------|--|------------------|--|---|---|--|--|
|                  | przebiegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej | stosowania taryf | sposobu prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z art. 44 ustawy PE i udostępniania sprawozdań finansowych | dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej | realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła | kwifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń |  |
| OT Warszawa      | 4  | 52               | 44   | 7   | -   | 27   |  |
| OT Szczecin      | 4  | -                | -  | 1   | -   | -  |  |
| OT Gdańsk        | 56   | 64               | 42   | 61  | -   | 34   |  |
| OT Poznań        | 144  | 134              | 65   | 9   | -   | 154  |  |
| OT Lublin        | 71   | 53               | 30   | 2   | 1   | 34   |  |
| OT Łódź          | 44   | 54               | 41   | 19  | -   | -  |  |
| OT Wrocław       | 82   | 82               | 68   | 77  | 2   | -  |  |
| OT Katowice      | 92   | 104              | 90   | 6   | 1   | 10   |  |
| OT Kraków        | 84   | 92               | 84   | 6   | -   | -  |  |

\* Dot. wszelkich postępowań, w których OT dokonał czynności kontrolnych. Duże rozbieżności w liczebności kontroli w poszczególnych OT wynikają z niejednakowej metodologii postępowania.

Tabela 13. Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) – w 2008 r.

| Wyszczególnienie | Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa |                      |       |        |
|------------------|--|----------------------|-------|--------|
|                  | ogółem   | z tego dotyczące:    |       |        |
|                  |  | energii elektrycznej | gazu  | ciepła |
| OT Warszawa      | 2 376  | 64                   | 2 302 | 10     |
| OT Szczecin      | 184  | 44                   | 138   | 2      |
| OT Gdańsk        | 65   | 57                   | 7     | 1      |
| OT Poznań        | 660  | 9                    | 644   | 7      |
| OT Lublin        | 216  | 2                    | 209   | 5      |
| OT Łódź          | 442  | 6                    | 429   | 7      |
| OT Wrocław       | 740  | 71                   | 666   | 3      |
| OT Katowice      | 71   | 3                    | 66    | 2      |
| OT Kraków        | 222  | –                    | 219   | 3      |

Tabela 14. Liczba ważnych decyzji o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą według stanu koncesjonariuszy na 31.12.2008 r.

| Wyszczególnienie | Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2008 r.) | Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą |                |                              |          |
|------------------|--|---|----------------|------------------------------|----------|
|                  |  | ogółem  | z tego:        |                              |          |
|                  |  |   | na wytwarzanie | na przesyłanie i dystrybucję | na obrót |
| OT Warszawa      | 50   | 105   | 49             | 47                           | 9        |
| OT Szczecin      | 52   | 105   | 47             | 46                           | 12       |
| OT Gdańsk        | 58   | 118   | 57             | 53                           | 8        |
| OT Poznań        | 73   | 144   | 65             | 65                           | 14       |
| OT Lublin        | 49   | 102   | 44             | 45                           | 13       |
| OT Łódź          | 52   | 109   | 46             | 50                           | 13       |
| OT Wrocław       | 49   | 99  | 42             | 44                           | 45       |
| OT Katowice      | 65   | 135   | 53             | 59                           | 23       |
| OT Kraków        | 72   | 138   | 59             | 59                           | 20       |



## Oddziały Terenowe





|                   |       |  |  |   |
|-------------------|-------|--|--|---|
| 2                 |       | POLECENIE PRZELEWU   |  | A |
| W ciężar rachunku |       | Na dobro rachunku  |  |   |
| Nazwa dłużnika:   |       | Nazwa wierzyciela:<br><b>URZĄD REGULACJI<br/>ENERGETYKI<br/>00-872 Warszawa<br/>ul. Chłodna 64</b> |  |   |
| w Banku:          |       | w Banku:<br><b>NBP O/O Warszawa</b>  |  |   |
| Nr rachunku:      |       | Nr rachunku:<br><b>58101010100028732231000000</b>  |  |   |
| Pl. Kas.:         | Data: | Kwota:   |  |   |

Tytułem:  
**Oплата за Биuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

|                   |       |  |  |   |
|-------------------|-------|--|--|---|
| 2                 |       | POLECENIE PRZELEWU   |  | D |
| W ciężar rachunku |       | Na dobro rachunku  |  |   |
| Nazwa dłużnika:   |       | Nazwa wierzyciela:<br><b>URZĄD REGULACJI<br/>ENERGETYKI<br/>00-872 Warszawa<br/>ul. Chłodna 64</b> |  |   |
| w Banku:          |       | w Banku:<br><b>NBP O/O Warszawa</b>  |  |   |
| Nr rachunku:      |       | Nr rachunku:<br><b>58101010100028732231000000</b>  |  |   |
| Pl. Kas.:         | Data: | Kwota:   |  |   |

Tytułem:  
**Oплата за Биuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

|                   |       |  |  |   |
|-------------------|-------|--|--|---|
| 2                 |       | POLECENIE PRZELEWU   |  | B |
| W ciężar rachunku |       | Na dobro rachunku  |  |   |
| Nazwa dłużnika:   |       | Nazwa wierzyciela:<br><b>URZĄD REGULACJI<br/>ENERGETYKI<br/>00-872 Warszawa<br/>ul. Chłodna 64</b> |  |   |
| w Banku:          |       | w Banku:<br><b>NBP O/O Warszawa</b>  |  |   |
| Nr rachunku:      |       | Nr rachunku:<br><b>58101010100028732231000000</b>  |  |   |
| Pl. Kas.:         | Data: | Kwota:   |  |   |

Tytułem:  
**Oплата за Биuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

|                   |       |  |  |   |
|-------------------|-------|--|--|---|
| 2                 |       | POLECENIE PRZELEWU   |  | C |
| W ciężar rachunku |       | Na dobro rachunku  |  |   |
| Nazwa dłużnika:   |       | Nazwa wierzyciela:<br><b>URZĄD REGULACJI<br/>ENERGETYKI<br/>00-872 Warszawa<br/>ul. Chłodna 64</b> |  |   |
| w Banku:          |       | w Banku:<br><b>NBP O/O Warszawa</b>  |  |   |
| Nr rachunku:      |       | Nr rachunku:<br><b>58101010100028732231000000</b>  |  |   |
| Pl. Kas.:         | Data: | Kwota:   |  |   |

Tytułem:  
**Oплата за Биuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE ★ ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE ★ ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE ★ ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE

| Zamówienie _____ Biuletynu URE  |                   |
|---|-------------------|
| Numery:   |                   |
| Liczba egzemplarzy:   |                   |
| Wartość:  |                   |
| Imię i nazwisko lub nazwa firmy:  |                   |
| Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:  |                   |
| Ulica:  | nr:               |
| Miasto:   | kod:<br>□□ - □□□□ |
| tel. kontaktowy (z kier.):  |                   |
| faks:   |                   |
| NIP: □□□□ - □□□□ - □□ - □□  |                   |
| Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu. |                   |
| -----<br>Pieczątką i podpis   |                   |

| Zamówienie _____ Biuletynu URE  |                   |
|---|-------------------|
| Numery:   |                   |
| Liczba egzemplarzy:   |                   |
| Wartość:  |                   |
| Imię i nazwisko lub nazwa firmy:  |                   |
| Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:  |                   |
| Ulica:  | nr:               |
| Miasto:   | kod:<br>□□ - □□□□ |
| tel. kontaktowy (z kier.):  |                   |
| faks:   |                   |
| NIP: □□□□ - □□□□ - □□ - □□  |                   |
| Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu. |                   |
| -----<br>Pieczątką i podpis   |                   |

### „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.



### Warunki zamówienia „Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki”

Biuletyn URE można zamówić w dowolnej liczbie egzemplarzy, na dowolny termin.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

**WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.**

**Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu prenumeraty.**


Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

Egzemplarze archiwalne, poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, faks: (022) 661 62 24.

Cena 1 egz. Biuletynu w poszczególnych latach wynosi: 1998-1999 - 9 zł, 2000 - 12 zł, 2001 - 14 zł, 2002-2004 - 15 zł, 2005-2007 - 12 zł, 2008 - 14 zł, 2009 - 15 zł

# Zapraszamy na stronę internetową URE: www.ure.gov.pl


## Strona główna



Urząd Regulacji Energetyki

Poniedziałek, 23 kwietnia 2009  
MAPA SERWISU  
ENGLISH VERSION

**ENERGIA**  
RÓWNOWAGA  
BEZPIECZEŃSTWO



**O URZĘDZIE**

**PRAWO**


**KOMUNIKACJA I EDUKACJA**

**WSPÓLPRACA MIĘDZYHARODOWA**

**DLA INDIWIDUÓW**

**RSS**

Subskrypcja:


 **Biuletyn Informacji Publicznej**

| DLA ODBIORCY ENERGII  |   | DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH   |  |
|---|---|--|--|
| <p>16.04.2009</p> <p>Polityka energetyczna UE na Europejskim Kongresie Gospodarczym w Katowicach</p> <p>Prezes URE wzięł udział w Europejskim Kongresie Gospodarczym w dyskusji nad strategicznymi celami polityki energetycznej Unii Europejskiej.</p> <p style="text-align: right;"><a href="#">więcej &gt;</a></p> | <p>15.04.2009</p> <p>O inteligentnych licznikach energii na międzynarodowej konferencji w Warszawie</p> <p style="text-align: right;"><a href="#">więcej &gt;</a></p> | <p>08.04.2009</p> <p>Polscy regulator we władzach ERRA</p> <p style="text-align: right;"><a href="#">więcej &gt;</a></p> | <p>07.04.2009</p> <p>Drugi dzień konferencji „Inwestycje i regulacja w energetyce” międzynarodowego stowarzyszenia regulatorów ERRA oraz Prezesa URE</p> <p style="text-align: right;"><a href="#">więcej &gt;</a></p> |
| ENERGIA ELEKTRYCZNA   | PALIWA GAZOWE   | CIEPŁO   | PALIWA CIEKŁE  |

© Urząd Regulacji Energetyki. Wszelkie prawa zastrzeżone. Przy wykorzystaniu materiałów wymagane jest podanie źródła. Tabela dostępna do artykułów zamieszczonych na stronie Urzędu Regulacji Energetyki przysługują autorom tych artykułów.

Strona nie jest połączona z siecią URE. Zawiera tylko dane udostępniane przez URE.


## Podstrona dla przedsiębiorstw energetycznych



Urząd Regulacji Energetyki

MAPA SERWISU  
ENGLISH VERSION

**ENERGIA**  
RÓWNOWAGA  
BEZPIECZEŃSTWO



**O URZĘDZIE**

**PRAWO**

**KOMUNIKACJA I EDUKACJA**

**WSPÓLPRACA MIĘDZYHARODOWA**

**RYNKI ENERGII**

**KONKURENCYJNOŚĆ RYNKÓW**

**STANOWISKA I INFORMACJE**

**KONCESJE**

**MONITOROWANIE - ANKIETY I ARKUSZE**

**PRZYDATNE FORMULARZE**

**NEWSLETTER**

**RSS**

Subskrypcja:

**Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 7/2009) w sprawie publikacji decyzji o wyznaczeniu operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM)**

| DLA ODBIORCY ENERGII   |  | DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH       |  |
|--|--|--|--|
| <p>16.04.2009</p> <p>Polityka energetyczna UE na Europejskim Kongresie Gospodarczym w Katowicach</p> | <p>06.04.2009</p> <p>Na drodze do uwolnienia rynku gazu i zwiększenia niezawodności dostaw</p> | <p>01.04.2009</p> <p>IT w energetyce</p> | <p>31.03.2009</p> <p>Informacja 9/2009 w sprawie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji oraz na rynku konkurencyjnym za 2008 rok</p> |

**Ankiety SOB**  
w zakresie energetycznym...

**RAPORT ROCZNY**  
Prezesa URE  
2008

**INTELEKTUALNE**  
liczniki energii

**PATRONATY**  
PREZESA URE

...the first of these is the fact that the ...

...the second of these is the fact that the ...

...the third of these is the fact that the ...

...the fourth of these is the fact that the ...

...the fifth of these is the fact that the ...

...the sixth of these is the fact that the ...

...the seventh of these is the fact that the ...