

Stan obecny i perspektywy rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce

Zajmując się zawodowo energetyką od ponad czterdziestu lat zaczynam doceniać, jak istotne czasami jest spojrzenie na całość zagadnień, w których się poruszamy. Daje to nam niezbędną perspektywę, w świetle której możemy łatwiej oceniać i formułować zagadnienia szczegółowe. Dotyczy to również problemów rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce.

Rozwijając mechanizmy konkurencji w elektroenergetyce musimy pamiętać o specyfice tego działu infrastruktury gospodarczej, która powoduje szereg ograniczeń w rozwoju rynku. U niektórych zagorzałych zwolenników liberalizacji obrotu energią elektryczną powodują one zniecierpliwienie, jeśli nie frustrację. Tymczasem są to zjawiska naturalne, które są widoczne dla energetyków, zwłaszcza w sferze ich odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii, nie tylko w horyzoncie krótko - ale również długoterminowym. Rozwój elektroenergetyki charakteryzuje się bowiem wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych i długimi cyklami budowy obiektów energetycznych, co w warunkach działania rynku konkurencyjnego wymaga specyficznych rozwiązań prawnych i regulacyjnych. W elektroenergetyce niewidzialna ręka rynku ma ograniczone pole skuteczności, o czym mogliśmy się przekonać analizując ostatnie wydarzenia w USA i Europie..

Niniejszy referat zawiera subiektywną ocenę historii, stanu obecnego i perspektyw rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce a także pewne sugestie, dotyczące kształtowania tego rynku w najbliższej przyszłości.

Rys historyczny rozwoju rynku

Polska ustawa – Prawo energetyczne już w 1997 r. utworzyła ramy prawne dla rynku konkurencyjnego energii elektrycznej działającego w oparciu regulowany dostęp do sieci (TPA), co w wielu krajach Unii Europejskiej zostało wprowadzone dopiero Dyrektywą 2003/54/WE. W ustawie zostały sprecyzowane obowiązki publiczne przedsiębiorstw energetycznych, obowiązek sporządzania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne i przedstawiania ich do zatwierdzenia przez organ regulacji, oraz obowiązek świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa sieciowe. Ustawa utworzyła niezależny organ regulacji, sprecyzowane zostały jego uprawnienia, w tym – istotne dla rozwoju rynku konkurencyjnego - uprawnienie do zwalniania przedsiębiorstw z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia dla działalności prowadzonej w warunkach konkurencji.

Jednocześnie jednak ustawa nałożyła szereg ograniczeń wpływających na zakres i tempo wdrażania rynku konkurencyjnego, wynikających z wymogów okresu transformacji gospodarki, zwłaszcza zabezpieczających przed negatywnymi skutkami zbyt gwałtownych zmian cen energii elektrycznej. W przepisach wprowadzono ograniczenie tempa wzrostu cen energii dla gospodarstw domowych, co spowolniło tempo likwidacji subsydiowania odbiorców komunalno-bytowych przez odbiorców przemysłowych i dochodzenie do poprawnych warunków działania rynku konkurencyjnego.

Od 1997 r. ustawa podlegała wielokrotnym nowelizacjom, z których wiele było wywołanych koniecznością przeniesienia z aktów wykonawczych do ustawy przepisów o charakterze obowiązków lub uprawnień dla podmiotów na rynku oraz potrzebą doprecyzowania przepisów o charakterze blankietowym, upoważniających naczelne organy państwa do wydawania rozporządzeń wykonawczych bez wyraźnych wskazań ustawowych. Blankietowość upoważnień ustawowych wynikała w dużej części z niedostatków wiedzy o szczegółowych rozwiązaniach mechanizmów rynkowych, zresztą nie tylko w Polsce, gdyż rynek konkurencyjny energii elektrycznej był ówczesnie dopiero wdrażany, również w krajach o dojrzałej gospodarce rynkowej. Konieczność wprowadzenia tych zmian wynikała z rozstrzygnięć Trybunału Konstytucyjnego, który na wniosek Rzecznika Praw Obywatelskich badał zgodność przepisów ustawy z nową Konstytucją RP, uchwaloną później niż ustawa – Prawo energetyczne.

Doraźnie reagowano na potrzeby budżetowe państwa, m. In. usuwając z ustawy przepis ustalający wysokość opłat koncesyjnych na poziomie kosztów regulacji oraz wprowadzając akcyzę na sprzedaż energii przez wytwórców, co wywołało poważne perturbacje w systemie regulacji cen dla odbiorców końcowych. Brak wypracowanej metody promocji rozwoju energetyki odnawialnej spowodował nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązań, które państwo zaciągało w tym zakresie na arenie międzynarodowej, niezależnie od możliwości ich realizacji i bez zagwarantowania środków na te cele. Jednocześnie reagowano doraźnie na trudności wdrażania nowego modelu rynku formułując często niespójne i nieprzejrzyste przepisy, które potem musiały ulec skreśleniu lub modyfikacji.

Niezależnie od rozwiązań prawnych za potrzebami rozwoju rynku nie nadążała restrukturyzacja sektora. Wydawało się, że reforma organizacyjna z 1990 roku, w wyniku której utworzono przedsiębiorstwo PSE a elektrownie i elektrociepłownie zawodowe uzyskały status niezależnych ekonomicznie przedsiębiorstw, była dobrym rozwiązaniem dla przyszłego rynku konkurencyjnego dzięki dużej liczbie podmiotów konkurujących na rynku. Nie wzięto wtedy pod uwagę istotnej cechy konkurencji, a mianowicie zagrożenia upadłością nieefektywnych przedsiębiorstw na rynku i w ten sposób zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii, gdyż przedsiębiorstwami były pojedyncze elektrownie i ich upadłość stwarzała groźbę utraty infrastruktury energetycznej w danej lokalizacji.

Owo zagrożenie było impulsem dla władz, aby dążyć do utworzenia „multielektroniarnych” przedsiębiorstw o podobnych szansach na rynku z możliwością wycofywania nieefektywnych elektrowni, ale bez upadłości przedsiębiorstw. W dokumencie „Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 r.” sformułowano zalecenie utworzenia 4 - 5 takich przedsiębiorstw wytwórczych, co jednak nigdy nie było zrealizowane wobec oporu świeżo utworzonych podmiotów, zafascynowanych samodzielnością ekonomiczną. W zamian za to uruchomiono proces zawierania kontraktów długoterminowych (KDT) na sprzedaż energii i mocy pomiędzy elektrowniami i elektrociepłowniami a PSE jako „jedynym nabywcą” energii na rynku hurtowym. Zapewniło to bezpieczne przetrwanie w warunkach rynkowych praktycznie wszystkich elektrowni¹ przy cenach znacznie wyższych od rynkowych.

Doceniając pozytywną stronę KDT jako instrumentu gwarancyjnego dla kredytów bankowych na inwestycje modernizacyjne i ekologiczne, należy jednak stwierdzić, że zamroziły one na wiele lat duży obszar rynku w sposób nie w pełni uzasadniony ekonomicznie. Stworzyły poważne trudności w procesie wdrażania

¹ Nie zawarły kontraktów zasadzie tylko te elektrownie, które w systemie miały funkcje tzw. must-runów.

przepisów Dyrektywy 2003/54/WE i wywołały zastrzeżenia Komisji Europejskiej co do ich zgodności z przepisami o dozwolonej pomocy publicznej.

Od kilku lat trwają prace nad rozwiązaniem tego problemu. Proponowany przez Ministerstwo Gospodarki do niedawna sposób jego rozwiązania z wykorzystaniem emisji obligacji przez PSE SA był skazany z góry na niepowodzenie² ze względu na swoją nieprzejrzywą strukturę, co wprawiło w zakłopotanie nawet przedstawiciele Komisji Europejskiej. Na szczęście nie udało się doprowadzić do końca tej idei, ale KDT są nadal przedmiotem troski już nowej ekipy rządowej.

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej stworzyło nowe perspektywy rozwoju polskiej gospodarki lecz jednocześnie postawiło krajową energetykę przed wieloma trudnymi wyzwaniami. Zgoda polskiej strony na niektóre zapisy w Traktacie Akcesyjnym, zwłaszcza dotyczące limitów emisji całkowitej SO₂ i NO_x z dużych źródeł spalania na lata 2008-2012, spowodowała poważne problemy, gdyż polska energetyka nie jest w stanie w tym okresie ograniczyć emisji tych gazów poniżej limitów zapisanych w Traktacie. Może to szybko doprowadzić do likwidacji istniejących jeszcze rezerw mocy i znacznie pogorszyć warunki działania rynku energii elektrycznej, jeśli nie dojdzie do uzgodnienia z Komisją Europejską sposobu wyjścia z tego impasu.

Wyznaczenie w Dyrektywie 2001/77/WE wskaźnika indykatywnego dla Polski udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii (OZE) w roku 2010 na poziomie 7.5 % krajowego zużycia energii elektrycznej stworzyło następny problem. Ten wskaźnik wprawdzie nie ma charakteru unijnego przepisu prawnego, którego niewykonanie przez państwo członkowskie podlega sankcjom, lecz został on jednak przeniesiony do ustawodawstwa krajowego jako obowiązek prawny, nakazujący, w obecnej wersji prawa, przedsiębiorstwom sprzedającym energię odbiorcom finalnym posiadanie świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) na ilość energii wytwarzanej w OZE określonej dla kolejnych lat w stosownym rozporządzeniu ministra gospodarki lub uiszczania tzw. opłaty zastępczej na rzecz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska. Powstał rozbudowany i kosztowny system kontroli wypełniania tych obowiązków przez przedsiębiorstwa oraz nieprzejrzyisty system obrotu prawami majątkowymi wynikającymi z tych świadectw. Mimo swej złożoności system ten nie gwarantuje pojawienia się energii odnawialnej na rynku w wymaganej zobowiązaniami ilości. Jeszcze jeden z barokowych systemów przepisów osłabiających zaufanie do prawa, stwarzający tendencje do jego obchodzenia, przysparzający niepotrzebnej pracy organowi regulacyjnemu i generujący dodatkowe koszty w elektroenergetyce, które muszą być pokrywane przez odbiorców energii..

Rynek energii elektrycznej obecnie

Obecnie działający rynek energii elektrycznej w Polsce odpowiada w zasadzie przepisom Dyrektywy 2003/54/WE. Obszar sprzedaży³ energii (rynek hurtowy i detaliczny), powinien być w pełni rynkiem konkurencyjnym, natomiast obszar działalności sieciowej (rynek usług przesyłowych i dystrybucyjnych) pozostanie

² Co prawdopodobnie było na rękę wielu interesariuszy.

³ W przepisach Dyrektywy są to „dostawy” (supplies). Dostawy obejmują zarówno sprzedaż energii wytworzonej we własnych źródłach, jak odsprzedaż energii zakupionej u innych podmiotów. W polskiej ustawie przyjęto termin „sprzedaż”, co może wprowadzać element nieokreśloności, jeśli się nie uzupełni tego terminu o „energię”, aby nie mylić ze sprzedażą usług sieciowych (przesyłowych i dystrybucyjnych).

rynkiem regulowanym ze względu na monopol naturalny tej działalności. Unijna zasada regulowanego dostępu do sieci (TPA) jest zapewniona przepisami ustawy - Prawo energetyczne, nakazującymi operatorowi systemu przesyłowego i operatorom systemów dystrybucyjnych świadczenie usługi przesyłowej lub dystrybucyjnej⁴.

Rynek hurtowy energii

Podstawą rynku konkurencyjnego energii są kontrakty bilateralne pomiędzy sprzedawcami energii, a więc wytwórcami lub przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem energią, a odbiorcami uprawnionymi do TPA⁵. Obecnie uprawnionymi odbiorcami są wszyscy odbiorcy poza gospodarstwami domowymi, a od 1 lipca 2007 r. uprawnienia te otrzymają wszyscy odbiorcy. Uzupełnieniem kontraktów bilateralnych są transakcje typu giełdowego zawierane na parkietach Towarowej Giełdy Energii oraz na platformach obrotu energią elektryczną. Segment kontraktów bilateralnych i transakcji typu giełdowego jest uzupełniany przez Rynek Bilansujący, na którym są bilansowane na bieżąco dostawy z aktualnym poborem energii z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

O stopniu rozwoju rynku działającego w oparciu o TPA świadczy udział wolumenu energii sprzedawanej w kontraktach bilateralnych w ogólnej wartości sprzedaży energii elektrycznej. Struktura sprzedaży energii przez wytwórców w 2004 r.⁶ (tab. 1) wskazuje, że sprzedaż energii przez elektrownie w segmencie konkurencyjnym, obejmującym kontrakty bilateralne, zawierane ze spółkami dystrybucyjnymi i przedsiębiorstwami obrotu, oraz transakcje na Towarowej Giełdzie Energii i Rynku Bilansującym⁷, wyniosła 65,3 TWh⁸, co stanowi 46,2 % całkowitego wolumenu sprzedaży przez elektrownie i elektrociepłownie.

Rynek detaliczny energii

Rynek detaliczny energii jest obecnie w przeważającej części rynkiem nadal regulowanym. Przedsiębiorstwa dystrybucyjne muszą przedstawiać do zatwierdzenia przez Prezesa URE, niezależnie od taryf na usługi dystrybucyjne, taryfy na sprzedaż energii elektrycznej tzw. odbiorcom taryfowym, którzy bądź nie są jeszcze uprawnieni do TPA bądź z takiego uprawnienia nie chcą korzystać⁹. Zwolnienie z tego obowiązku należy do uprawnień Prezesa URE, który dotychczas skorzystał z tego w odniesieniu do wytwórców i przedsiębiorstw obrotu działających w warunkach

⁴ Mam nadzieję, że kiedyś wreszcie nazwiemy w prawie tego rodzaju usługi jako usługi transportu sieciowego lub po prostu usługi sieciowe.

⁵ Odbiorcami na rynku hurtowym są również spółki dystrybucyjne zajmujące się obrotem obok działalności dystrybucyjnej.

⁶ W czasie opracowywania referatu nie były jeszcze znane kompleksowe dane za rok 2005.

⁷ Zaliczenie Rynku Bilansującego do obszaru rynku konkurencyjnego jest umowne, gdyż w zasadzie nie powinien to być „rynek” a jedynie mechanizm bilansujący system. Obowiązują w nim jednak zasady konkurencyjnego wyboru ofert przyrostowych i redukcyjnych, co w pewnym sensie usprawnia zaliczenie tego obszaru do rynku konkurencyjnego.

⁸ W powyższym szacunku nie uwzględniono sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym przez elektrociepłownie i OZE gdyż ta sprzedaż jest objęta obowiązkiem zakupu.

⁹ Wydaje się, że pojęcie „odbiorca taryfowy” musi zostać zastąpione odpowiednikiem angielskiego terminu „non –TPA consumer”, czyli „odbiorca nie korzystający z TPA”, jeśli taryfy na sprzedaż energii nie będą zatwierdzane.

konkurencji. Takie warunki pojawiają po 1 lipca 2007 r., kiedy wszyscy odbiorcy zostaną upoważnieni do wyboru sprzedawcy.

Tabela 1. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców wg kierunków w 2004 r.

Rodzaj wytwórców	Sprzedaż energii elektrycznej													
	Wolumen sprzedaży		W tym dla kierunku sprzedaży											
			PSE w ramach KDT		Spółki dystrybu- cyjne		Odbiorcy finalni				Przedsiębior- stwa obrotu		Giełda Energii i Rynek Bilansujący	
	TPA	Pozostali	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
TWh	%	TWh												
Elektrownie	119,22	100	51,8	43,46	23,07	19,35	5,75	4,82	0,12	0,09	24,27	20,36	12,21	10,24
EC zawodowe	20,74	100	10,08	48,60	10,21	49,25	-	-	0,25	1,22	0,03	0,15	0,16	0,78
EC niezależne	1,19	100	-	-	0,30	25,10	0,13	10,62	0,75	63,03	0,01	1,25	-	-
Razem	141,28	100	61,9	43,90	33,58	23,77	5,88	4,16	1,12	0,78	24,31	17,21	12,37	8,76

Źródło: ARE SA, Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2004

Tabela 2 Średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez wytwórców wg kierunków sprzedaży w 2004 r. [zł/MWh].

Wytwórcy ¹	Średnia cena energii ²	W tym dla		
		PSE SA	Spółek dystrybu- cyjnych	Odbiorców finalnych
Elektrownie na węglu brunatnym	121,55	127,06	116,57	115,44
Elektrownie na węglu kamiennym	150,47	152,06	118,88	119,56
Elektrociepłownie	155,79	176,93	135,88	153,09
Razem	140,41	163,62	123,39	118,91

Źródło: ARE SA, Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2004

¹ Bez elektrociepłowni niezależnych

² Bez uwzględnienia rezerw mocy i usług systemowych, które powinny być zaliczane do usług przesyłowych.

Możliwości uruchomienia konkurencyjnego rynku detalicznego zależą od ustawowego otwarcia rynku. Obecnie tylko odbiorcy przemysłowi i komercyjni są uprawnieni do TPA, czyli wyboru sprzedawcy, innego niż przedsiębiorstwo sieciowe dostarczające energię fizycznie. Jednak tylko niewielka część z nich korzysta z tej możliwości. W 2004 r. sprzedaż bezpośrednia przez wytwórców odbiorcom finalnym w oparciu o kontrakty TPA wyniosła 5,88 TWh, co stanowi tylko 4,16 % całkowitego wolumenu sprzedaży energii przez wytwórców. Odbiorcy finalni w ramach TPA kupili jeszcze 4,27 TWh od przedsiębiorstw zajmujących się obrotem. W ten sposób sumaryczny wolumen energii zakupionej przez odbiorców finalnych w ramach TPA wyniósł 10,15 TWh, co stanowi 9,49 % całkowitego wolumenu zakupionego przez odbiorców finalnych (106,9 TWh).

Z powyższego wynika, że ponad 90 % obrotu na rynku detalicznym podlega taryfowaniu, co stwarza potencjalny konflikt pomiędzy mechanizmami rynku hurtowego, gdzie w znacznym zakresie działają mechanizmy konkurencji, a mechanizmami rynku detalicznego, gdzie nadal przeważa regulacja taryf z prawnym ograniczeniem tempa wzrostu cen dla odbiorców komunalno-bytowych. Należy pamiętać, że tego rodzaju konflikt był jedną z przyczyn kryzysu kalifornijskiego, w którym duży wzrost cen na rynku hurtowym nie mógł być przeniesiony na rynek detaliczny z powodu podobnych ograniczeń.

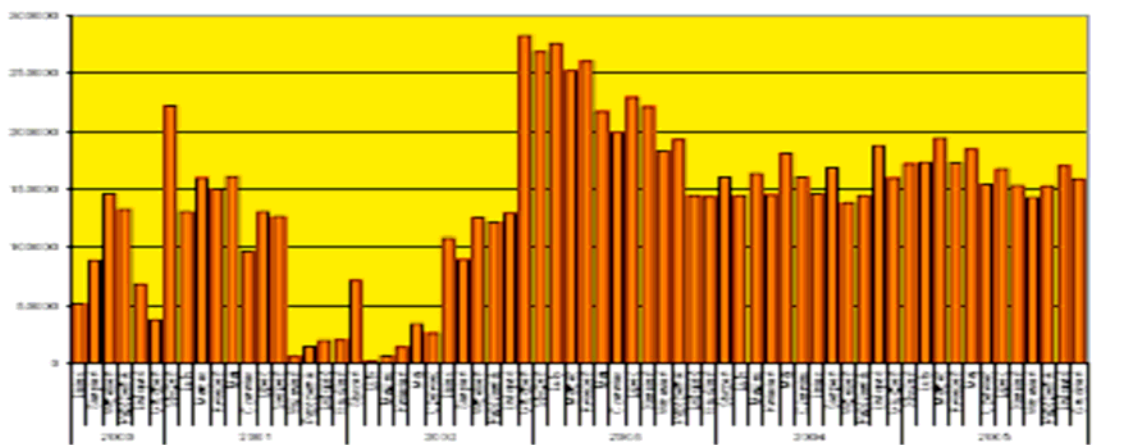
Ceny energii na rynku hurtowym wykazują nieprawidłowości w działaniu mechanizmów konkurencji (tab. 2). Uwidoczniony jest znany efekt tzw. kontraktu kompensacyjnego, zawartego pomiędzy EI. Bełchatów a PSE SA z cenami znacznie niższymi niż w kontraktach z elektrowniami na węgiel kamienny, co powoduje zróżnicowanie cen energii wytworzonej przez te źródła sprzedawanej do PSE SA. Ceny energii, wytwarzanej przez elektrownie na węglu brunatnym i kamiennym, sprzedawanej spółkom dystrybucyjnym i odbiorcom finalnym nie wykazują istotnego zróżnicowania, co świadczy o tym, że w tym segmencie działają mechanizmy konkurencji.

Ceny energii wytwarzanej przez elektrociepłownie odbiegają znacznie od cen energii wytwarzanej w elektrowniach, co jest potencjalnym źródłem problemów dla elektrociepłowni po ich zwolnieniu z obowiązku przedstawiania do zatwierdzania przez organ regulacji taryf na energię elektryczną.

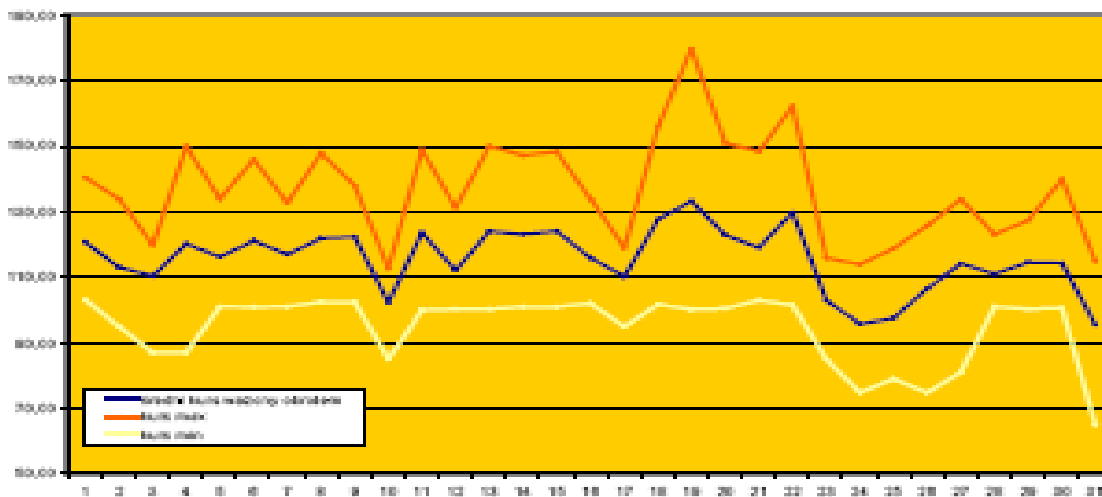
Transakcje giełdowe

Towarowa Giełda Energii po okresie „zabkowania”, w którym giełda musiała konkurować z Rynkiem Bilansującym, obecnie stanowi trwały element rynku energii elektrycznej, aczkolwiek jej obroty nie przekraczają 2 % całkowitej sprzedaży w wymiarze rocznym. Większość transakcji odbywa się na parkiecie Rynku Dnia Następnego. Obroty na tym parkiecie ustabilizowały się na poziomie ok. 150 GWh (rys. 1), co w ujęciu rocznym stanowi ok. 1,8 TWh. Na już uruchomionym Rynku Terminowym nie zanotowano do końca 2005 r. żadnych transakcji. Również Rynek Praw Majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia „energii zielonej” jest dopiero uruchamiany.

Średni kurs ważony obrotem transakcji na parkiecie RDN oscyluje wokół poziomu ok. 120 zł/MWh, co odpowiada poziomowi ceny w segmencie kontraktów bilateralnych rynku konkurencyjnego (rys. 2). Może to oznaczać, że TGE zaczyna pełnić rolę referencyjną dla kontraktów bilateralnych podobnie jak to ma miejsce na rynkach europejskich.



Rys. 1. Historia notowań na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii wg www.tge.pl



Rys. 2. Kursy ważone obrotem na Rynku Dnia Następnego TGE w grudniu 2005 r wg www.tge.pl

Rynek Bilansujący

Obecnie Rynek Bilansujący uzupełnia segment kontraktów bilateralnych i jest nadal wykorzystywany jako platforma obrotu, co w zasadzie nie powinno mieć miejsca. Powinien on być tylko rynkiem technicznym, zapewniającym bilansowanie podaży z popytem zgodnie z bieżącym zapotrzebowaniem na energię i ograniczeniami systemowymi a jego mechanizmy powinny być niedyskryminacyjne i efektywne. Z tego względu Dyrektywa 2003/54/WE nakłada obowiązek na państwa członkowskie, aby mechanizmy bilansowania systemu były zatwierdzane przez organ regulacji.

Mechanizmy RB podlegają bieżącym korektom, które odzwierciedlają aktualne doświadczenia operatora systemu przesyłowego (OSP) i uczestników rynku. Obecny kształt RB został ustalony aktualnie obowiązującą wersją Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Od 1 czerwca 2006 r. wejdzie w życie nowy

Regulamin RB¹⁰, znacznie poprawiający skuteczność mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami. Umożliwia lokalne bilansowanie energii, aczkolwiek zarządzanie ograniczeniami systemowymi odbywać się będzie nadal w sposób scentralizowany, co stanowi pewne ograniczenie dla uczestników rynku konkurencyjnego lecz na obecnym etapie jest uzasadnione względami bezpieczeństwa działania całego krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

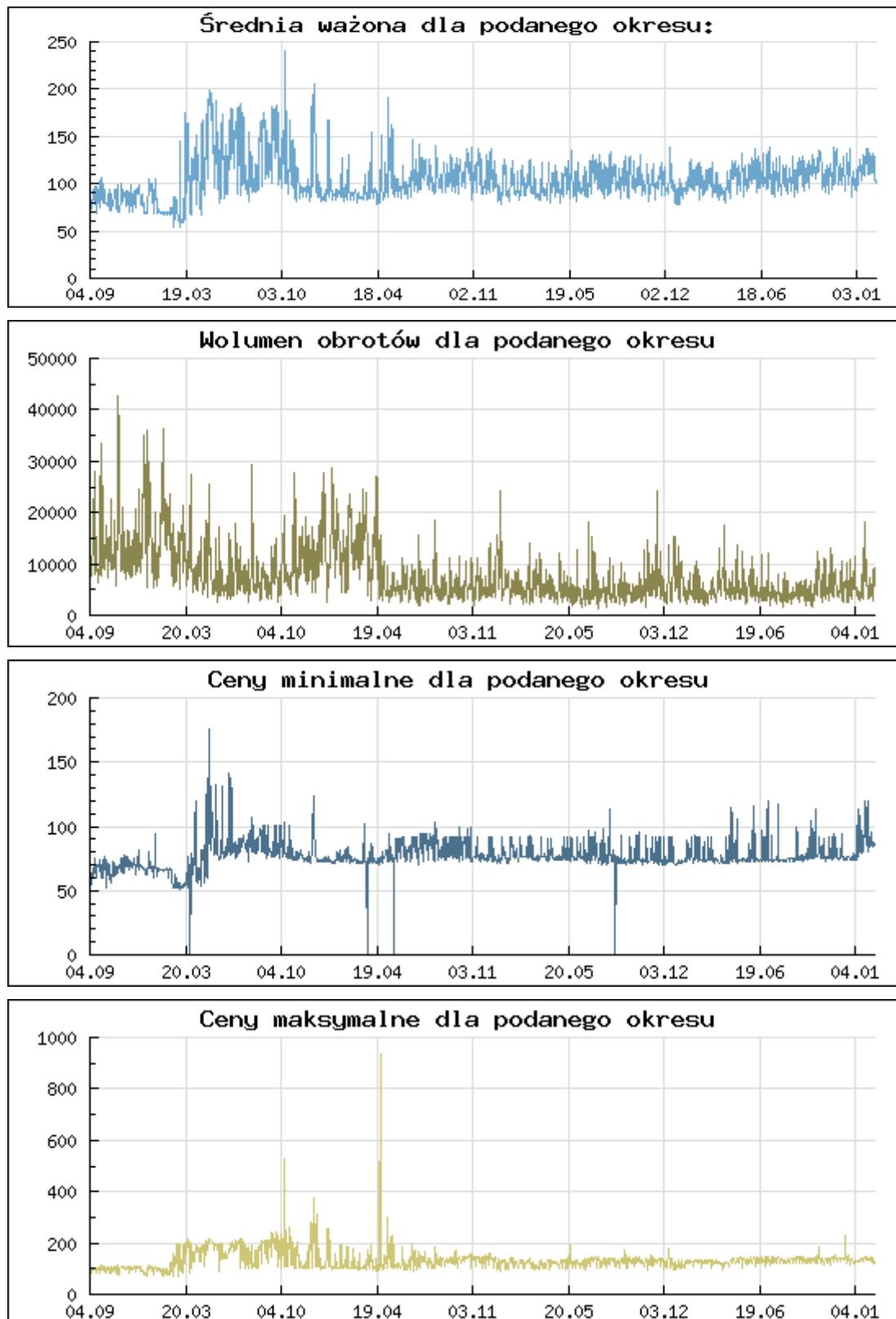
Wolumen obrotów na RB świadczy pośrednio o dokładności prognozowania obciążenia przez uczestników rynku oraz o zakresie oddziaływania ograniczeń systemowych w KSE. Na ten wolumen wpływają również zasady zawarte w Regulaminie RB, które wymuszają określone zachowania uczestników. Typowym przykładem tego efektu było wprowadzenie tzw. cen rozchylonych, innych dla zakupu energii z RB i innych dla sprzedaży, co znacznie zdyscyplinowało podmioty i ograniczyło wykorzystywanie RB jako uzupełniającego obszaru rynku konkurencyjnego, zwłaszcza dla energii wytwarzanej w jednostkach droższych, którą trudniej sprzedać w segmencie kontraktów bilateralnych. Od utworzenia RB w 2001 r. wpływ kolejnych modyfikacji Regulaminu jest widoczny na wykresach wolumenu i cen na RB (Rys. 3). Od kwietnia 2003 r. parametry RB uległy stabilizacji. Średni udział wolumenu obrotu na RB to ok. 3 % sprzedaży całkowitej, co pośrednio świadczy o dużym wpływie ograniczeń systemowych na działanie rynku.

Obrót z zagranicą

Obrót energii z zagranicą jest obecnie realizowany przede wszystkim przez spółki obrotu, z których dominującą pozycję ma PSE ELECTRA SA jako spółka obsługująca długoterminowe kontrakty PSE SA na eksport do Austrii, Węgier i Szwecji oraz krótko- i średnioterminowe do Niemiec, Słowacji, Czech, Austrii i Szwecji. Ogółem eksport energii elektrycznej w roku 2004 wyniósł ok. 11,3 TWh, a import – 1,6 TWh. Ceny w transakcjach z zagranicą w całości są ustalane w wyniku mechanizmów konkurencji. Problemem jest mieszanie transakcji regulowanych (w ramach KDT i MIE) i rynkowych w obszarze handlu transgranicznego.

Zakres obrotu z zagranicą jest uwarunkowany zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych, co jest problemem wszystkich krajów europejskich i powinien być rozwiązywany w tej skali.

¹⁰ Zgodnie z Decyzją Prezesa URE z dnia 16 lutego 2006 r. zatwierdzającą projekt IRiESP w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami.



Źródło: CIRE.pl

Rys. 3. Charakterystyki działania Rynku Bilansującego w okresie od 2001-09-03 do 2006-02-13 (Ceny w zł/MWh, wolumen w GWh)

Rynek usług przesyłowych i dystrybucyjnych

Rynek usług przesyłowych (transportu energii siecią przesyłową) i usług dystrybucyjnych (transportu energii sieciami dystrybucyjnymi) jest w pełni regulowany. Taryfy na usługi przesyłowe i dystrybucyjne są zatwierdzane przez Prezesa URE zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego ministra gospodarki. Prezes URE ma ustawowe prawo do ustalania tzw. współczynnika korekcyjnego w formule pułapu cenowego, ale w ramach dozwolonego tempa wzrostu tzw. cen wskaźnikowych¹¹. Wywoływało to konieczność np. tylko częściowego uznawania jako uzasadnionego kosztu kapitału własnego przedsiębiorstw, co w przedsiębiorstwach spowodowało ograniczenie zakresu niezbędnych inwestycji z oczywistymi ujemnymi skutkami dla jakości dostarczanej energii.

W ramach świadczenia usług przesyłowych dla podmiotów na rynku przedsiębiorstwo PSE-Operator SA wykonuje ustawowe zadania operatora systemu przesyłowego zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, rozporządzeń ministra gospodarki i przede wszystkim Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, którą zatwierdza Prezes URE w części dotyczącej mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Opłaty za świadczenie usług przesyłowych i dystrybucyjnych są płacone przez odbiorców według stawek grupowych, co jest ostatnio przedmiotem dyskusji w Polsce i krajach Unii Europejskiej. Stawki grupowe nie generują bodźców dla wytwórców i odbiorców w celu lokalizowania źródeł lub odbiorów w miejscach systemu, dla których koszty ograniczeń systemowych są minimalne. Alternatywnym rozwiązaniem są tzw. opłaty węzłowe, które pozwalają na zróżnicowanie tych opłat i generowanie prawidłowych sygnałów dla uczestników rynku, natomiast stwarzają różne warunki uczestnictwa w rynku dla podmiotów zlokalizowanych w węzłach o dużych kosztach systemowych, co jest niekiedy uważane za naruszenie zasad jednakowych warunków dla podmiotów już działających na rynku. Jest to powód do powściągliwości we wdrażaniu tego systemu w wielu krajach europejskich.

Ogólna ocena rynku

Niezależnie od opisanych powyżej perturbacji zręby konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce zostały ukształtowane i zaczął on działać, przede wszystkim na rynku hurtowym, chociaż w ograniczonym zakresie.

Rozszerzenie zakresu rynku konkurencyjnego do racjonalnego wymiaru zależy będzie od usunięcia istniejących barier prawnych i strukturalnych. Nie należy jednak stawiać sobie nierealistycznych wymagań również w tym zakresie, gdyż, jak wskazuje doświadczenie krajów, które mają w 100 % otwarty rynek, z możliwości wyboru sprzedawcy korzystają w większości tylko wielcy odbiorcy na rynku hurtowym, dla których potencjalne zyski z bezpośredniego uczestniczenia w rynku są wyższe niż koszty z tym związane, w tym koszty ryzyka rynkowego. Odbiorcy detaliczni, a zwłaszcza gospodarstwa domowe, tylko w niewielkim stopniu korzystają z tych możliwości, co widać w kolejnych raportach przeglądowych Komisji Europejskiej.

¹¹ Przepisy § 27 rozporządzenia ministra gospodarki, pracy polityki społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

W obecnej fazie wdrażania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Polsce trudno oczekiwać pełnej skuteczności mechanizmów konkurencji ze względu na ograniczony zakres energii poddany mechanizmom rynkowym oraz ze względu na historyczne zniekształcenia cenowe. Dalszy rozwój rynku konkurencyjnego zależy od prawidłowej identyfikacji problemów oraz możliwości ich usunięcia w systemie prawnym i regulacyjnym.

Problemy rozwoju rynku konkurencyjnego

KDT

W 2004 r. udział wolumenu energii sprzedanej PSE SA w ramach KDT w całości sprzedaży przez wytwórców wyniósł 43,9 %, co w oczywisty sposób ogranicza rynek konkurencyjny. W miarę upływu czasu ten wolumen będzie się zmniejszał lecz w tempie daleko niewystarczającym dla poprawnego działania rynku konkurencyjnego.

Niezależnie od ograniczenia zakresu wolumenu energii, który może być objęty mechanizmami konkurencji, sztywnych i wysokich cen energii, KDT powodują również inne zakłócenia na rynku energii elektrycznej. Wynika to z przyjętej w systemie regulacji taryf metodologii rozliczania kosztów osieroconych¹², wynikających z KDT. PSE SA jako strona KDT ma obowiązek zakupu pełnego wolumenu energii (i w dużej części i mocy) z tych kontraktów, natomiast sprzedaje tę energię w ramach tzw. minimalnej ilości energii (MIE), której poziom i ceny sprzedaży stanowią element taryfy PSE SA. Wartości wolumenu sprzedaży energii w ramach MIE są niższe niż wolumen kontraktowy, co ma rzekomo stymulować rozwój rynku. W 2004 r. PSE SA kupiły 61,9 TWh, natomiast poziom MIE był ustalony w taryfie PSE SA na 50 TWh. Jednocześnie poziom cen energii sprzedawanej spółkom dystrybucyjnym w ramach MIE w poszczególnych strefach czasowych gwarantował odzyskanie tylko części kosztów osieroconych (w 2004 r. średnia cena zakupu przez PSE SA energii w ramach KDT wyniosła ok. 167 zł/MWh, a cena sprzedaży w ramach MIE – ok. 126 zł/MWh). Resztę kosztów osieroconych PSE SA może odzyskać w tzw. opłacie wyrównawczej, której stawki stanowią element taryfy za usługi przesyłowe, gdzie jednak nie ma wyodrębnionych stawek odpowiadających tej części kosztów osieroconych wynikających z KDT. Z tego względu cały obraz rozliczeń kosztów energii objętej KDT staje się nieprzejrzysty dla odbiorców i wywołuje fałszywy obraz struktury kosztów w elektroenergetyce, powodując sztuczne zawyżenie kosztów działalności sieciowej, w których umieszczona jest w sposób ukryty część kosztów energii. Ma to swoje niekorzystne implikacje dla rozwoju rynku konkurencyjnego zmniejszając potencjalne korzyści dla odbiorców korzystających z TPA.

Innym efektem istniejącego sposobu rozliczeń kosztów KDT jest włączenie eksportu energii elektrycznej do kompensacji potencjalnych strat PSE SA z tytułu sprzedaży energii na rynku krajowym w ramach MIE, co pogłębia nieprzejrzystość tych rozliczeń z racji mieszania sprzedaży

¹² Koszty osierocone to koszty wynikające z podjętych przez przedsiębiorstwo wieloletnich zobowiązań umownych lub obowiązków publicznych nałożonych prawem, które na rynku konkurencyjnym nie są możliwe do odzyskania.

regulowanej w ramach MIE i nie regulowanej w ramach eksportu przez jedno przedsiębiorstwo obsługujące PSE SA (PSE Electra SA).

Energia wytwarzana w OZE

Istniejący system promocji energetyki odnawialnej powoduje zakłócenia mechanizmów rynku energii elektrycznej. Ostatnia nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która zastąpiła obowiązek prawny posiadania fizycznego udziału energii z OZE w portfelu sprzedaży obowiązkiem posiadania świadectw pochodzenia („zielonych certyfikatów”), poprawiła w pewnym stopniu tę sytuację. Pozostał jednak zwymiarowany prawnie obowiązek posiadania certyfikatów przez każde przedsiębiorstwo sprzedające energię odbiorcom finalnym i obowiązek zakupu tej energii nałożony na „sprzedawców z urzędu”, co narusza zasadę równego traktowania podmiotów na rynku. Nie wiadomo, czy nowy system zadziała, zwłaszcza w zakresie rynkowego ustalania ceny „zielonych certyfikatów” na TGE wobec przewidywanych ograniczeń potencjału wytwórczego OZE. Skomplikowany system kontroli i rozliczeń obowiązków przedsiębiorstw w tym zakresie, zwłaszcza dotyczący procedur udzielania i umarzania świadectw pochodzenia, obrotu prawami majątkowymi wynikającymi z tych świadectw (opodatkowanie podatkiem VAT), niejasne przepisy dotyczące przeznaczenia środków z opłat zastępczych wpłacanych na specjalne konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska, czyni mechanizmy rynkowe nieprzejrzystymi ze szkodą dla ich skuteczności.

Energia wytwarzana w skojarzeniu z ciepłem

Cała energia elektryczna wytwarzana w skojarzeniu z ciepłem oferowana przez elektrociepłownie podlega obowiązkowi odbioru¹³ przez spółki dystrybucyjne ze względów technologicznych. Jest to uzasadnione względami technologicznymi, zwłaszcza w polskiej elektroenergetyce, w której dominują turbiny z nieregulowanymi upustami. Natomiast ustalanie w prawie obowiązkowego udziału tej energii w portfelu sprzedaży dla każdego sprzedawcy jest ewidentnym przeszywnieniem prawnej regulacji, na co nie zwraca się w ogóle uwagi. Spełnienie wymagań unijnych w zakresie promocji tej technologii powinno się osiągać poprzez odpowiedni system pomocy publicznej a nie metodą wymuszeń.

Zwolnienie przez Prezesa URE od 1 stycznia 2005 r. elektrociepłowni z obowiązku przedstawiania taryf na energię elektryczną musiało wywołać perturbacje na rynku ciepła wobec dużej różnicy cen taryfowych na energię elektryczną w odniesieniu do cen rynkowych (por. tab.2). Dla wielu elektrociepłowni przychody ze sprzedaży energii elektrycznej po cenach rynkowych nie są wystarczające, aby obniżyć koszty wytwarzania ciepła do poziomu, który byłby akceptowalną podstawą ustalania taryf na ciepło. Taka decyzja, słuszna kierunkowo, powinna być skojarzona z systemem promocji

¹³ Niezdefiniowany termin prawny, który może powodować trudności w przypadku sporów.

energii wytwarzanej w skojarzeniu bez zakłóceń na rynku, co jest przedmiotem Dyrektywy 2004/8/WE.

Taryfowanie sprzedaży energii

Taryfowanie sprzedaży energii jest reliktem transformacji i na obecnym etapie stanowi już przesztynienie regulacji rynku. Taryfowanie energii dla odbiorców końcowych, powodujące ograniczone możliwości przenoszenia kosztów zakupu energii kupionej na hurtowym rynku konkurencyjnym, jest poza tym potencjalnym zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw energii, zwłaszcza przy utrzymywaniu taryfowych ograniczeń tempa wzrostu cen wskaźnikowych. Wydaje się, że obecnie, w tej fazie transformacji gospodarki polskiej, nie ma już niebezpieczeństwa, że uwolnienie z obowiązku taryfowania całości energii na rynku może spowodować istotne zagrożenie dla gospodarki i również dla gospodarstw domowych. Warunkiem jest uruchomienie spójnego systemu dotowania energii promowanej przez państwo, który nie zakłócałby mechanizmów konkurencji na rynku energii.

Mechanizmy rynku bilansującego

Rynek bilansujący w swojej strukturze wykazał już dostateczną dojrzałość w zakresie działania rynku hurtowego energii. Znacznie poprawi jego efektywność wdrożenie postanowień nowej IRiESP, która ma wejść w życie od 1 czerwca 2006 r. Tym niemniej będą potrzebne jeszcze prace, aby stworzyć w większym zakresie możliwości bilansowania lokalnego oraz przyspieszenie działania mechanizmów RB (aż do bilansowania w cyklu 15 minutowym, jak to jest w niektórych krajach UE).

Procedury zmiany statusu odbiorcy

Nie ma w prawie energetycznym do tej pory precyzyjnych uregulowań procesu zmiany statusu odbiorcy z taryfowego na pozataryfowego. Spółki dystrybucyjne mają wątpliwości, jakie warunki mogą przedstawiać w umowie o świadczenie usługi dystrybucyjnej dla odbiorcy, który rezygnuje z umowy sprzedaży, a chce mieć tylko umowę dystrybucyjną. Na wszelki przypadek blokują tego rodzaju operacje. Potrzebna jest standardowa forma umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych jako np. załącznik do rozporządzenia ministra gospodarki, która będzie gwarantować bezkolizyjną zmianę statusu odbiorcy taryfowego (nie korzystającego z TPA). Jest to wyraźne wymaganie Dyrektywy 2003/54/WE.

Konsolidacja organizacyjna przedsiębiorstw

W obszarze działania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej podstawowym kryterium dopuszczalności konsolidacji jest minimalna liczba podmiotów na rynku. Do jej określenia można stosować ogólnie przyjmowany wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI)¹⁴, który nie powinien przekraczać wartości 2500, co oznacza minimum cztery podmioty na rynku o podobnej sile rynkowej. Obecnie to kryterium powinno dotyczyć rynku krajowego, gdyż wymiar europejski nie jest jeszcze w pełni osiągalny ze względu na ograniczenia przepustowości połączeń transgranicznych. W miarę rozszerzania rynku to kryterium może być stosowane do większego obszaru rynku. Przewiduje się, że krajowe rynki będą rozszerzone do

¹⁴ HHI jest sumą kwadratów procentowych udziałów podmiotów w rynku.

rynków regionalnych. W przypadku Polski będzie to prawdopodobnie rynek środkowo-europejski.

Na rynku konkurencyjnym nie ma ograniczeń strukturalnych co do pionowej integracji przedsiębiorstw, jeśli te przedsiębiorstwa działają w pełni na rynku konkurencyjnym. Nie ma więc przeciwwskazań do łączenia przedsiębiorstw wytwórczych energii elektrycznej z przedsiębiorstwami wydobywczymi węgla. Nie ma również przeciwwskazań do łączenia działalności różnego charakteru, w tym również pozaenergetycznych. Struktura podmiotów powinna być pod kontrolą organu antymonopolowego.

W obszarze rynku regulowanego (działalności sieciowej) nie ma oczywiście kryteriów dotyczących konkurencji¹⁵. Natomiast powinno się brać pod uwagę kryteria terytorialne, aby można było wykorzystać efekt skali w optymalizacji kosztów eksploatacji i remontów oraz obsługi odbiorców.

Konsolidacja kapitałowa

Obecnie regulacje unijne nie nakładają żadnych wymogów na konsolidację kapitałową przedsiębiorstw energetycznych, aczkolwiek negatywna ocena praktyk monopolistycznych dużych przedsiębiorstw europejskich wywołuje tendencje do zmiany przepisów w tym zakresie. W przypadku konsolidacji kapitałowej na rynku konkurencyjnym nie zawsze można uzyskać w pełni efektu skali, ponieważ w tak skonsolidowanej organizacji (np. holdingu) pozostaną tendencje do obrony kosztów poszczególnych jednostek i niechęć do podporządkowywania się poleceniom władz nadrzędnych racjonalizującym działanie całej firmy. Z drugiej strony pewna samodzielność jednostek organizacyjnych może wyzwać impulsy do wewnętrznej konkurencji. Wybór zakresu konsolidacji, zwłaszcza w perspektywie prywatyzacji, jest zagadnieniem wymagającym optymalizacji wewnętrznej, która ma mniejsze znaczenie dla istoty konsolidacji natomiast ma duże znaczenie dla efektywności działania skonsolidowanych przedsiębiorstw.

Prywatyzacja

Jak wiadomo, rynek konkurencyjny nie będzie działał prawidłowo przy dominującym udziale jednego inwestora, a zwłaszcza jeśli tym inwestorem jest Skarb Państwa. W tym przypadku występuje bowiem konflikt pomiędzy funkcjami właścicielskimi a funkcjami regulacyjnymi państwa, chociaż są one formalnie rozdzielone. Z tego względu potrzebny jest priorytet prywatyzacji przede wszystkim przedsiębiorstw wytwórczych, które mają być podmiotami na rynku konkurencyjnym.

Powyższy wymóg rynku konkurencyjnego można złagodzić, jeśli zapewni się w pełni komercyjne działanie przedsiębiorstw będących własnością Skarbu Państwa, a więc jeśli państwo jako regulator nie będzie stwarzać uprzywilejowanych warunków działalności dla swoich przedsiębiorstw. Byłoby to bowiem naruszenie podstawowej zasady niedyskryminacji podmiotów na rynku. Ten warunek jest trudno spełnić nie tylko w Polsce. Dyskutuje się o tym również w krajach Unii Europejskiej, gdzie funkcjonuje na rynku duża liczba przedsiębiorstw będących nadal własnością państwową. Jeśli zapewnione jest działanie komercyjne przedsiębiorstw państwowych, nie powoduje to większych zakłóceń na rynkach komercyjnych. Przykładem jest skandynawski rynek energii elektrycznej, który działa poprawnie przy przeważającej własności państwowej i komunalnej.

¹⁵ Stąd argumenty „siły rynkowej” w uzasadnieniach łączenia przedsiębiorstw dystrybucyjnych były co najmniej nie na miejscu.

Inaczej nieco przedstawia się sprawa dla przedsiębiorstw regulowanych, gdzie nie ma bezpośrednio mechanizmów konkurencji, które wymuszają zachowania komercyjne. W tym przypadku potrzebna jest silna niezależność polityczna regulatora, aby egzekwować uzasadniony poziom kosztów działalności regulowanej również w stosunku do przedsiębiorstw będących własnością państwa. Jest to trudne wobec rozmaitych nacisków politycznych, zwłaszcza w przypadku, kiedy występują polityczne nominacje do władz spółek i gdy istnieją tendencje do zamazywania przejrzystości struktury kosztów w takich przedsiębiorstwach.

Bezpieczeństwo dostaw energii

Rynek konkurencyjny energii elektrycznej stwarza nowe wyzwania dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w horyzoncie długoterminowym. Ostatnie awarie w systemach elektroenergetycznych USA i Europy zwróciły uwagę specjalistów na związek tych wydarzeń z procesem liberalizacji rynku energii elektrycznej. Początkowa fascynacja liberalizacją rynku energii elektrycznej uścipliła do pewnego stopnia troskę o długofalowe bezpieczeństwo dostaw, które jest uwarunkowane odpowiednim poziomem i strukturą inwestycji. Przekonano się, że na konkurencyjnym rynku energii dostateczny poziom i właściwą strukturę inwestycji energetycznych, kapitałochłonnych i podlegających długotrwałym procedurom administracyjnym, nie mogą zapewnić tylko sygnały rynkowe, które pojawiają się zwykle za późno, aby przygotować i zrealizować potrzebne inwestycje.

Dyrektywa 2003/54/WE wprowadziła obowiązek monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przez organy państwa oraz przekazywania wyników monitorowania Komisji Europejskiej, która jest zobowiązana do monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii w skali Unii Europejskiej. Wprowadziła również możliwość organizacji przetargów przez podmioty, niezależne od obrotu energią elektryczną, na nowe moce wytwórcze w przypadku braku wystarczającej podaży inwestycji rynkowych.

Przepisy nowej Dyrektywy 2005/89/WE¹⁶ o bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej wymagają, aby kraje członkowskie zapewniły w perspektywie długofalowej poziom rezerw mocy wytwórczych i przesyłowych w systemie, odpowiedni do aktualnego i prognozowanego zapotrzebowania, co jest niezbędne nie tylko do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, ale również do zapewnienia poprawnego działania rynku konkurencyjnego. Dyrektywa zaleca krajom członkowskim zredukowanie zależności bezpieczeństwa dostaw energii od importu. Zaleca również zapewnienie niezbędnych rezerw mocy w przypadku rozwoju odnawialnych źródeł energii o dużych wahaniami mocy dyspozycyjnej (elektrownie wiatrowe). Wymaga stosowania rynkowych i niedyskryminacyjnych instrumentów zapewnienia odpowiednich rezerw mocy, w tym np. stosowanie kontraktów długoterminowych i opłat za moc. Kontrakty długoterminowe będą, obok kontraktów hedgingowych na rynku finansowym, elementem gwarancji dla inwestorów, zwłaszcza w zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych. W warunkach prawnego rozdzielenia działalności sieciowej od wytwarzania i obrotu takie kontrakty mogą być zawierane tylko z odbiorcami lub dużymi przedsiębiorstwami obrotu, które podejmą

¹⁶ DIRECTIVE 2005/89/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment.

ryzyko inwestycji przy ewentualnym wykorzystaniu inżynierii finansowej zmniejszającej ryzyko strat na rynku.

Należy podkreślić, że kapitałowe konsolidacje pionowe z punktu widzenia finansowania inwestycji są zjawiskiem pozytywnym, gdyż pozwalają na kumulację i optymalną alokację środków własnych pochodzących z zysków zintegrowanych przedsiębiorstw wytwórczych i sieciowych. Istnieje jednak niebezpieczeństwo, że rozpoczną się praktyki dyskryminacyjne, gdyż nie wiadomo, w jakim stopniu zadziałają wymagane dyrektywą rynkową mechanizmy zabezpieczające w postaci programów zapewnienia równego traktowania przez operatorów sieciowych wszystkich podmiotów, niezależnie od powiązań kapitałowych.

Ograniczanie emisji zanieczyszczeń środowiska

Wymagania ekologiczne w zakresie dotrzymania norm ochrony środowiska wpływają tylko na koszty działalności podmiotów na rynku i w zasadzie nie powinny wywoływać problemów na rynku energii elektrycznej. Jednak uruchomienie handlu pozwoleniami na emisję CO₂ wprowadza jeszcze jeden segment na rynku energii elektrycznej, który nie musi, ale może wpływać na skuteczność mechanizmów konkurencji na rynku energii. Nastąpi tak, jeśli administracyjne przydziały limitów emisji CO₂ dla poszczególnych wytwórców, wolnych od opłat ekologicznych, będą umożliwiały uzyskiwanie przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji na rynku europejskim wyższych niż przychody ze sprzedaży energii na rynku. Zależy to od kształtowania się cen uprawnień i cen energii na odrębnych rynkach, na które mają wpływ limity emisji całkowitej przydzielane przez Komisję Europejską a potem krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO₂ określany przez Ministerstwo Środowiska. Jest jeszcze za wcześnie, aby oceniać skuteczność systemu handlu emisjami CO₂. Wydaje się jednak, że system ten generuje konflikty pomiędzy regulacją administracyjną a mechanizmami rynku konkurencyjnego, co może być powodem wielu perturbacji. Alternatywnym rozwiązaniem powinno być nakładanie podatku „węglowego” na cały wolumen energii wytwarzanej w źródłach. Byłby to jednoznaczny sygnał dla inwestorów wpływający na dobór nowych źródeł spełniających kryteria kosztowe z uwzględnieniem kosztów ekologicznych.

Podatki

Wszystkie państwa Unii Europejskiej stosują rozmaite formy opodatkowania energii elektrycznej. Dość często są to opłaty celowe zasilające fundusze potrzebne na finansowanie rozmaitych wydatków w energetyce (m. in. ochronę środowiska, wspomaganie określonych technologii energetycznych popieranych przez państwo, rekompensatę kosztów osieroconych itp.). W Polsce energia elektryczna jest opodatkowana podatkiem od towarów i usług (VAT) i akcyzą. Sposób ich naliczania i pobierania nie uwzględnia jednak specyfiki i złożoności relacji biznesowych pomiędzy poszczególnymi podmiotami działającymi w elektroenergetyce w całym łańcuchu technologicznym. Stosowanie zasad ogólnych naliczania i pobierania VAT i akcyzy wymaga przy każdorazowej zmianie struktury rynku, np. przy modyfikacji rynku bilansującego czy systemu obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia, odrębnych interpretacji Ministerstwa Finansów. W niektórych przypadkach trudności zastosowania przepisów ogólnych storpedowały możliwość rozwiązania niektórych problemów strukturalnych rynku energii elektrycznej, jak np. rozwiązanie problemu KDT poprzez system opłat kompensacyjnych (SOK). Żywe dyskusje wywołuje konieczność dostosowania systemu naliczania i pobierania

akcyzy na energię elektryczną do wymagań Unii Europejskiej. Jest oczywiste, że system pobierania podatków w elektroenergetyce nie może naruszać interesów budżetu państwa, natomiast powinien uwzględniać fakt dużej liczby podmiotów powiązanych wzajemnie nie tylko ekonomicznie ale i technologicznie.

Jak usprawnić działanie rynku konkurencyjnego?

Mimo umiarkowanie pozytywnej oceny rozwoju rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Polsce należy wskazać na konieczność usprawnienia jego mechanizmów. Jak wykazano wyżej, do podstawowych mankamentów tego rynku należy mały wolumen energii poddany mechanizmom konkurencyjnym, i nieprzejrzysta kompensacja kosztów osieroconych. Dalszy rozwój rynku konkurencyjnego wymaga więc przede wszystkim uporządkowania i nowelizacji prawa oraz zasad regulacji, aby umożliwić:

- 1) poddanie całości sprzedaży energii elektrycznej mechanizmom rynku konkurencyjnego;
- 2) rozliczanie wszystkich rodzajów kosztów osieroconych w jednolity sposób, przejrzysty dla wszystkich podmiotów na rynku, zwłaszcza dla odbiorców;
- 3) usprawnienie regulowanego rynku usług sieciowych, w tym usunięcie barier ograniczających korzystanie z zasady TPA.

Zrealizowanie powyższych celów powinno podnieść w dużym stopniu skuteczność mechanizmów konkurencji i zapewnić racjonalny poziom cen energii oraz jednocześnie stworzyć warunki do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w warunkach rynkowych przy spełnieniu wymagań ekologicznych. Wymagać to będzie szeregu działań w kierunkach, które już zostały częściowo podjęte. Poniżej przedstawiam niektóre propozycje rozwiązań, które w moim mniemaniu są potrzebne, aby rozszerzyć i usprawnić rynek konkurencyjny energii.

Najpoważniejszym wyzwaniem w tym zakresie są oczywiście KDT. Skierowanie wolumenu energii objętej KDT na rynek konkurencyjny wymaga rozwiązania KDT z jednoczesnym zapewnieniem pokrycia kosztów osieroconych z tego tytułu poprzez system prawny, w którym powinno się:

- określić roczne koszty osierocone dla każdego KDT, które można nazwać „kosztami restrukturyzacji”, jako iloczyn ilości energii objętej danym KDT i różnicy ceny energii wynikającej z KDT i średniej ceny sprzedaży energii na rynku hurtowym, prognozowanej na dany rok;
- uwzględnić sumę kosztów osieroconych z tytułu KDT w wyodrębnionej opłacie restrukturyzacyjnej, która powinna być nakładana na sprzedaż energii odbiorcom końcowym, (opłata nie powinna per saldo zwiększyć cen energii, gdyż w dotychczasowym systemie całość kosztów osieroconych jest i tak uwzględniana w stanowieniu cen tylko w sposób ukryty);
- powołać fundusz i operatora kosztów restrukturyzacji (podobnie jak operatora rynku bilansującego), określić regulamin jego działania, w tym w zakresie sposobu obliczania stawek opłat restrukturyzacyjnych, sposobu transferu środków do wytwórców itp.

Niestety powodzenie tego systemu zależy od uzgodnienia jego zasad z Komisją Europejską, co może być trudne wobec traktowania KDT jako niedozwolonej formy pomocy publicznej. W tym zakresie jest jednak duży margines interpretacyjny, który należałoby wykorzystać w negocjacjach z KE, chociażby do kreślenia akceptowalnego poziomu rekompensaty kosztów osieroconych.

W proponowanym systemie zniknie kategoria i obowiązek zakupu energii objętej MIE jako bezprzedmiotowa, gdyż cała energia będzie na rynku konkurencyjnym. Oddzielenie systemu rozliczeń kosztów restrukturyzacji od rynku konkurencyjnego umożliwi jego ewentualne korekty bez wpływu na mechanizmy rynku.

Ten sam system kompensacji kosztów osieroconych wynikających z KDT można wykorzystać do usprawnienia promocji rozwoju energii wytwarzanej w OZE. Już obecnie funkcjonujący system umożliwia traktowanie energii „zielonej” na rynku jak energii „czarnej”, natomiast system uzyskiwania i kontroli świadectw pochodzenia komplikuje obrót tą energią i wywołuje dodatkowe koszty i tak drogiej z natury energii. Całą procedurę określania i kompensacji kosztów osieroconych z tytułu KDT można zastosować do kosztów osieroconych energii wytwarzanej w OZE. Obok opłat i funduszu kosztów restrukturyzacji powinny zostać uruchomione opłaty i fundusz rozwoju energetyki odnawialnej i skojarzonej, który może być zarządzany przez tego samego operatora co fundusz restrukturyzacji.

Prawidłowe działanie opłat i funduszu rozwoju energetyki odnawialnej jest uwarunkowane jednak odstąpieniem od nakładania obowiązków ilościowych dla każdego wytwórcy i obowiązku zakupu tej energii przez sprzedawców z urzędu, co i tak wzbudza zastrzeżenia prawne. Nie powinno być obaw, że taki system nie stworzy wystarczająco skutecznych bodźców do zwiększania produkcji energii „zielonej”, gdyż państwo dzięki stałemu monitorowaniu tej energii na rynku, co jest wymagane przepisami Unii Europejskiej, może regulować stawki opłat dla energii wytwarzanej w OZE zwiększając w razie potrzeby te zachęty finansowe. Oczywiście niezbędne jest zachowanie kategorii i procedur uzyskiwania świadectw pochodzenia, co jest i tak wymagane przepisami unijnymi. Ich posiadanie i faktury sprzedaży będą podstawą dopłat dla wytwórców energii „zielonej”. W tym systemie bardzo łatwe jest zróżnicowanie wysokości dopłat w zależności od kosztów wytwarzania w danej technologii OZE, na co nie pozwala obecny system a jest niezbędne w miarę konieczności sięgania po coraz droższe technologie.

Analogiczne rozwiązanie można zastosować do promocji energii wytwarzanej w skojarzeniu wykorzystując ideę tzw. czerwonych certyfikatów, które by upoważniały do dotacji z utworzonego w tym celu funduszu rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, zasilanego opłatami na ten cel, pobieranymi od odbiorców finalnych, jeśli takie opłaty okażą się konieczne. Oczywiście niezbędne będzie zachowanie priorytetu technologicznego dla dostaw energii „czerwonej” z ostatecznym bilansowaniem tej energii na rynku bilansującym. Natomiast niezbędne jest usunięcie z przepisów limitów energii wytwarzanej w skojarzeniu dla poszczególnych wytwórców, co jest przesztymieniem regulacji.

Oczywiście powyższa idea wymaga dopracowania w szczegółach z analizą i określeniem skutków działania nowych mechanizmów. Proponowany system rozliczania kosztów osieroconych wymaga odstąpienia od regulacji cen energii w całym łańcuchu technologicznym, włącznie z cenami energii dla odbiorców końcowych, co jest już powszechnie stosowane w krajach Unii Europejskiej. Wydaje się, że nie trzeba na tym etapie obawiać się negatywnych skutków wynikających z efektu transformacji. Odwrotnie, w pełni działający rynek konkurencyjny umożliwi w większym stopniu racjonalizację poziomu i struktury kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną.

Na rynku usług przesyłowych i dystrybucyjnych podstawowe znaczenie mają przepisy dotyczące obowiązków i uprawnień operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych, przede wszystkim przepisy taryfowe oraz instrukcje

ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. Oczywiście duże znaczenie ma również praktyka regulacji działalności sieciowej przedsiębiorstw. Wydaje się, że można byłoby usprawnić tę sferę działalności poprzez m.in.:

- 1) zastąpienie regulacji taryf na usługi przesyłowe i dystrybucyjne regulacją mechanizmów stanowienia tych taryf, co zresztą jest postulowane przez Komisję Europejską¹⁷ a Dyrektywa 2003/54/WE taką opcję regulacji przewiduje;
- 2) odstąpienie w mechanizmach stanowienia taryf od ograniczeń tempa wzrostu cen wskaźnikowych i ograniczeń w uznawaniu całości kosztów kapitału własnego jako elementu kosztów uzasadnionych działalności sieciowej;
- 3) uwzględnienie w mechanizmach stanowienia taryf na działalność sieciową opłat węzłowych i systemu obciążania tymi opłatami zarówno odbiorców, jak i wytwórców energii;
- 4) określenie w rozporządzeniu ministra gospodarki standardowych umów na świadczenie usług przesyłowych i dystrybucyjnych, w których sprecyzowane byłyby m. in. warunki zmiany statusu odbiorcy z taryfowego na pozataryfowego, wymagania dotyczące układów pomiarowych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, zasady zamawiania mocy itp.
- 5) dalsze usprawnianie działania rynku bilansującego, zwłaszcza w zakresie szybkości i dokładności transakcji na tym rynku;
- 6) doprecyzowanie obowiązków i uprawnień sprzedawców z urzędu, dla których przepisy dotychczasowe są niezwykle enigmatyczne, zwłaszcza w zakresie współpracy z wydzielonymi prawnie operatorami systemów;
- 7) doprecyzowanie warunków separacji działalności operatorów systemów dystrybucyjnych od działalności w zakresie obrotu energią, co staje się pilne wobec zamiarów pionowej integracji kapitałowej wytwórców i przedsiębiorstw dystrybucyjnych.

Uwagi końcowe

Zdaję sobie sprawę, że tezy i propozycje zawarte w referacie mogą być kontrowersyjne, a na pewno nie są wyczerpujące. Z tego względu liczę na krytyczną ocenę i dyskusję, w wyniku której powinny zostać sformułowane wnioski do polityki energetycznej w zakresie dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej.

¹⁷ Por. referat przedstawiciela Komisji Europejskiej na Światowym Forum Regulacji Energetyki w Rzymie, 2003 r.