

Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/kontakty-dlugotermino/1299,Rozdzial-III-Kontrakty-dlugoterminowe-a-problemy-reformy-sektora-elektroenergety.html>
29.04.2024, 10:24

Rozdział III. Kontrakty długoterminowe a problemy reformy sektora elektroenergetycznego

1. Światowe tendencje w zakresie zmian systemu funkcjonowania rynku energii elektrycznej

Po II wojnie światowej europejski sektor elektroenergetyczny w większości państw traktowany był jako katalizator odbudowy gospodarczej oraz modernizacji i rozwoju kraju. Wzmocniło to tradycyjnie silny pogląd, że sektor ten powinien być własnością publiczną lub przynajmniej być pod pełną zinstytucjonalizowaną kontrolą publiczną. Ten pogląd opierał się na kilku kluczowych założeniach. Do założeń tych można zaliczyć następujące¹⁰⁾:

- sektor elektroenergetyczny powinien działać jako monopol naturalny,
- polityka sektora musi być zgodna z polityką rządu,
- elektryczność nie jest produktem lecz usługą, dostępną dla wszystkich.

Zasadnicze różnice dotyczyły poziomu własności środków wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii, jak również stopnia pionowej integracji sektora. Zależnie od dostępności zasobów i tradycji w zakresie władzy instytucji publicznych, niektóre państwa centralizowały własność i zarządzanie sektorem elektroenergetycznym na szczeblu krajowym. W innych państwach struktura była bardziej lub mniej zdecentralizowana.

Podstawowe charakterystyki systemów elektroenergetycznych w wybranych krajach europejskich pod koniec lat osiemdziesiątych przedstawia tabela nr 1.

Tabela 1. Sektory elektroenergetyczne w Europie w końcu lat 80.

Państwo	Nośniki energii	Własność	Pionowa integracja
Wielka Brytania	Węgiel, nuklearna	Państwowa	Częściowa

Norwegia	Wodna	Państwowa, regionalna, komunalna	Częściowa
Finlandia	Nuklearna, inna	Państwowa, regionalna, komunalna, prywatna	Prawie pełna
Szwecja	Nuklearna, wodna	Państwowa, regionalna, komunalna, prywatna	Prawie pełna
Holandia	Gaz, węgiel	Regionalna, komunalna	Częściowa
Dania	Gaz, węgiel	Regionalna, komunalna	Częściowa
Niemcy	Węgiel, nuklearna	Regionalna, komunalna	Różna
Francja	Nuklearna	Regionalna, komunalna, prywatna	Pełna

Źródło: L. Mez, A. Midttun, S. Thomas, Restructuring Electricity Systems in Transition, w European Electricity Systems in Transition – A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe, A. Midttun (red.), Elsevier Science Ltd., 1997, s. 3–12.

W większości państw europejskich, od początku lat 70, sektory elektroenergetyczne znalazły się pod silną presją żądań restrukturyzacyjnych. Główne przyczyny miały charakter ekologiczny (coraz większa emisja dwutlenku węgla do atmosfery i efekt cieplarniany wymagały podjęcia działań zapobiegawczych) oraz ekonomiczny (załamanie w wyniku pierwszego szoku naftowego systemu z Bretton Woods oraz konieczność racjonalizacji procesów wytwarzania i zużycia energii elektrycznej).

Reforma sektora elektroenergetycznego zmierzała w początkowej fazie do:

- konkurencji w wytwarzaniu poprzez działalność niezależnych producentów energii,
- dostęp do systemów przesyłania energii przez strony trzecie,
- tworzenie mechanizmów typu pool lub giełdy energii elektrycznej, jako podstawowych mechanizmów konfrontacji podaży i popytu oraz kształtowania poziomu cen na energię elektryczną.

Konkurencja w dziedzinie wytwarzania energii pojawiła się najpierw w Stanach Zjednoczonych, dzięki ustawie Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) z 1978 roku. Najważniejszym skutkiem wdrożenia tej ustawy było powstanie wielu niezależnych producentów, wytwarzających energię elektryczną w oparciu o alternatywne (niekonwencjonalne) źródła energii, względnie też bardziej wydajnych od dotychczasowych monopolistów.

W Europie proces radykalnych zmian został zapoczątkowany prywatyzacją i restrukturyzacją sektora elektroenergetycznego w Wielkiej Brytanii (rok 1990), Norwegii (1991), Finlandii (1995) i Szwecji (1996). Reformy w ostatnich dwóch krajach były ściśle skoordynowane z postępowaniem norweskiej liberalizacji. Holandia i Dania znajdują się w trakcie

wprowadzania stopniowych zmian w swoich sektorach. We Francji pewne modyfikacje wprowadzane są w ramach dotychczasowego modelu – monopolu państwowego. W Niemczech reforma sektora elektroenergetycznego jest wciąż odległa.

Zakresy reform sektora elektroenergetycznego można rozpatrzeć w czterech wymiarach¹¹⁾:

- własności środków produkcji,
- koncentracji przemysłu,
- swobody dostępu do rynku energii,
- wyodrębnienia wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu.

Dwa pierwsze wymiary charakteryzują podstawowe elementy struktury sektora elektroenergetycznego. Jeżeli chodzi o własność środków produkcji, to możemy mówić o dużej różnorodności występujących rozwiązań. Spotykane są zarówno systemy oparte całkowicie publicznej formie własności, całkowicie prywatna lub też łącząca w różnych proporcjach obie formy własności z dodatkowym elementem własności komunalnej. W drugim wymiarze, koncentracja przemysłu może być wysoka, średnia lub niska. Uważa się, że zreformowany system powinien opierać się w przeważającym stopniu o własność prywatną i być w znacznej mierze zdecentralizowany, gdyż taka struktura jest najkorzystniejsza dla sprawnego funkcjonowania mechanizmu rynkowego.

Dwa pozostałe wymiary odnoszą się do sieciowych uwarunkowań regulacyjnych. W zakresie dostępu do sieci możliwe są różne rozwiązania. W skrajnym przypadku wszyscy odbiorcy mogą być całkowicie pozbawieni możliwości wyboru dostawcy, wybór ten może być ograniczony do niektórych kategorii odbiorców i podmiotów, względnie też wszyscy mogą mieć pełną swobodę dostępu do rynku energii. Warunkiem wprowadzenia rynkowego mechanizmu regulacji w sektorze elektroenergetyki jest jak najszerszy swobodny dostęp do sieci (zasada TPA). Jeżeli natomiast chodzi o rozwiązania w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu, to mogą być one połączone, rozdzielone w oparciu o odrębną rachunkowość finansową, albo też rozdzielone instytucjonalnie. Można zatem stwierdzić, iż w zreformowanym sektorze funkcje wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu powinny być całkowicie rozłączne bądź to w sensie instytucjonalnym (istnienie różnych przedsiębiorstw zajmujących się poszczególnymi rodzajami działalności) albo też przynajmniej istniejący system ewidencji powinien umożliwić precyzyjne oddzielenie dochodów, kosztów i wyników tych sfer działalności. Jest to szczególnie istotne, jeżeli część opłat jest przedmiotem regulacji (opłaty za przesył i dystrybucję). Warunkiem sprawnego funkcjonowania rynku jest bowiem brak możliwości przenoszenia kosztów i dochodów z działalności regulowanej do

nieregulowanej i odwrotnie.

Dane dotyczące zmian podstawowych elementów struktury systemów elektroenergetycznych wybranych państw europejskich w latach 1985 – 1994 przedstawiono w tabeli nr 2.

Tabela 2. Zmiany w sektorze elektroenergetycznym w Europie

Państwo	Własność państwowa [%]		Koncentracja		Dostęp do rynku		Podział obszarów	
	1985	1994	1985	1994	1985	1994	1985	1994
Norwegia	90	88	0,0867	0,1153	Nie	W	Nie	R
Szwecja	54	59	0,3039	0,3200	Nie	WGD	Nie	Pełny
Finlandia	68	70	0,1182	0,1398	Nie	WGD	Nie	R
Dania	99	89	0,1297	0,0931	Nie	Nie	Nie	R
Wielka Brytania	100	35	1,0000	0,3300	Nie	OP100	Nie	R
Holandia	100	100	0,1040	0,1500	Nie	Nie	Nie	Pełny
Niemcy	brak danych	27	0,3087	0,1276	Nie	Nie	Nie	Nie

Źródło: A. Midttun, *Regulation Paradigms and Regulation Practice: A Comparative Review, w European Electricity Systems in Transition – A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*, A. Midttun (red.), Elsevier Science Ltd., 1997, s. 306.

Legenda:

stopień koncentracji mierzony indeksem Herfindala

OP100 – odbiorcy powyżej 100 kW

W – wszyscy odbiorcy

WGD – wszyscy odbiorcy z wyjątkiem gospodarstw domowych

R – rachunkowość finansowa

W wielu krajach sektor elektroenergetyki podlega głębokiej restrukturyzacji, lecz proces ten wciąż znajduje się w fazie początkowej. W pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej jest zjawiskiem całkowicie nowym, a istniejące rynki konkurencyjne nie zostały jeszcze poddane próbie funkcjonowania w warunkach deficytu. Deregulacja, restrukturyzacja i prywatyzacja sektora elektroenergetyki, traktowane jako środki mające na celu poprawę efektywności przedsiębiorstw i całego sektora, prowadzą do zasadniczych zmian, których ogólnym przejawem jest tworzenie konkurencyjnych rynków energii. Jakkolwiek wprowadzane w poszczególnych krajach zmiany zasad funkcjonowania sektora

elektroenergetyki różnią się dosyć istotnie, to niewątpliwie można wskazać najbardziej charakterystyczne cechy tego procesu w tych krajach, które zdecydowały się na budowanie konkurencyjnych struktur i mechanizmów w tym sektorze¹²⁾. Najogólniej rzecz ujmując zmiany, jakie dokonują się na rynkach energii elektrycznej w wielu krajach charakteryzują się następującymi cechami¹³⁾:

- dokonywane jest rozdzielenie obszarów działalności: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu energią,
- zwiększeniu ulega zakres swobodnego dostępu do sieci, zarówno dla producentów, przedsiębiorstw dystrybucyjnych oraz konsumentów energii elektrycznej, prowadzone są mechanizmy konkurencji na rynkach hurtowych,
- powiększa się zakres konkurencji na rynkach detalicznych,
- w większości krajów obserwujemy postęp procesów prywatyzacji oraz zmniejszanie udziału sektora publicznego.

Te ogólnie sformułowane kierunki przemian nie determinują w pełni stosowanych rozwiązań szczegółowych, ani też nie przesądzają o powodzeniu przejścia do w pełni konkurencyjnych rynków energii elektrycznej. Można bowiem postawić pytanie, czy specyficzne cechy rynku energii elektrycznej pozwalają mówić o w pełni konkurencyjnym rynku, mając na uwadze najważniejsze atrybuty koncepcji rynku doskonałego, takie jak:

- duża liczba kupujących i sprzedających,
- homogeniczność towaru,
- bliski kontakt kupujących i sprzedających,
- nieograniczony dostęp do rynku dla sprzedających i kupujących,
- nieograniczony, bezpłatny i równy dostęp do informacji dla wszystkich uczestników

rynku.

Mając na uwadze fakt, iż w praktyce niewiele rynków spełnia powyższe warunki można stwierdzić, że taki idealny rynek jest rynkiem, który przynosi najbardziej pożądane skutki ekonomiczne i społeczne. Należy zwłaszcza podkreślić, iż taki rynek skłania podmioty gospodarujące do optymalizacji kosztów wytwarzania, poprawy jakości produkowanych dóbr i usług i w efekcie zapewnia produkt o najwyższej jakości i racjonalnej cenie oferowanej odbiorcy.

Rozważając możliwość stworzenia rynku energii elektrycznej, zbliżonego do idealnego wzorca rynku doskonałego należy mieć na uwadze, iż energia elektryczna jest towarem charakteryzującym się następującymi, specyficznymi cechami¹⁴⁾:

- energia elektryczna jest niewidoczna dla odbiorcy, ale widoczne są skutki jej wykorzystania,
- energia elektryczna nie może być magazynowana,
- transport energii elektrycznej może odbywać się wyłącznie sieciami elektroenergetycznymi,
- ze względu na znaczenie energii elektrycznej dla każdej gospodarki narodowej konieczne jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Biorąc pod uwagę wskazane wyżej kwestie, a także mając na uwadze strategiczne znaczenie energii elektrycznej dla każdej gospodarki oraz występowanie monopolu w sferze jej dróg przesyłowych, zasadne staje się pytanie, czy sektor elektroenergetyki jest sektorem, w którym może funkcjonować sprawny, konkurencyjny rynek. Jakkolwiek odpowiedź na to pytanie nadal nie jest w pełni jednoznaczna, to doświadczenia krajów, w których rynkowe reformy sektora elektroenergetyki, jak też doświadczenia związane z wdrażaniem mechanizmów rynkowych do innych, określanych jako strategiczne, sektorów, jak np. w telekomunikacji wskazują, że skutki tych reform są pozytywne, co uzasadnia potrzebę wprowadzenia zasad konkurencji.

Rozważając możliwości stworzenia konkurencyjnych struktur i mechanizmów na rynku energii elektrycznej należy mieć na uwadze konieczność rozpatrywania problemu w dwóch horyzontach czasowych:

- *perspektywie krótkoterminowej*, skupiającej się na modelach zdecentralizowanej

generacji i przesyłu; w tym kontekście uwzględniane są dwa podstawowe modele rynku: kontraktów dwustronnych i model poolowy oraz koncepcję niezależnego operatora systemu,

- *perspektywie długoterminowej*, w której najistotniejszymi problemami są problemy związane z pozyskiwaniem nowych inwestorów oraz rozwoju zdolności wytwórczych i przesyłowych przez istniejące podmioty w warunkach konkurencyjności, jak też zintegrowania procedur planowania długoterminowego dla wszystkich podmiotów systemu przy zapewnieniu efektywnego konkurencyjności.

Szczególna konieczność uwzględniania perspektywy długoterminowej jest jednym z najważniejszych argumentów przeciwników wdrożenia mechanizmów rynkowych w sektorze elektroenergetyki. Najczęściej argumentuje się, że konieczność zapewnienia dostaw energii elektrycznej w długim okresie uzasadnia konieczność poddania procesów produkcji, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej bezpośredniej regulacji organów administracji państwowej. Ten pogląd nie wytrzymuje jednak krytyki. Dotychczasowe doświadczenia związane z wdrażaniem reform rynkowych w sektorze elektroenergetyki w wybranych krajach wskazują, że zapewnienie długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego kraju jest możliwe w warunkach mechanizmu rynkowego, który dodatkowo stwarza skuteczne bodźce do poprawy efektywności gospodarowania¹⁵⁾. Można zatem stwierdzić, że mechanizm rynkowy stwarza możliwość zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego na jakościowo wyższym poziomie. System bezpieczeństwa energetycznego oparty na bezpośredniej ingerencji organów państwa w procesy wytwarzania, obrotu i zużycia energii elektrycznej z konieczności pociąga za sobą marnotrawstwo społecznych zasobów.

W dotychczasowej praktyce rynkowych reform sektora elektroenergetycznego w gospodarce światowej wykształcone zostały dwa modele rynku energii elektrycznej: model poolowy i model kontraktów dwustronnych.

W modelu poolowym podmiot, który wykazuje podobieństwo do centralnego dystrybutora mocy pełni funkcje programowania realizacji kontraktów i harmonogramowania pracy wytwórców, dokonuje zakupu od wytwórców i sprzedaje z 'poolu' wszystkim klientom.

Z punktu widzenia wytwórców energii, w modelu tym nie ma przepływów finansowych pomiędzy nimi a dystrybutorami. Fizyczne przepływy energii od wytwórców do poolu pokrywają się z przepływami finansowymi. Przepływy te pokrywają się również z punktu widzenia dystrybutorów.

Mechanizm poolu bardzo dobrze realizuje zadania polegające na łączeniu zagadnień technicznych i ekonomicznych. Umożliwia prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego i jego bieżące bilansowanie w bezpieczny sposób. Bardzo korzystne z punktu widzenia odbiorcy finalnego jest wyznaczenie przybliżonej ceny energii już na dobę przed jej wyprodukowaniem. Niestety ostateczna cena energii elektrycznej kreowana w poolu znana jest dopiero po uwzględnieniu kosztów wyprodukowania, przesłania do

odbiorcy i regulacji systemu elektroenergetycznego, zapewniającej odpowiednią jakość energii elektrycznej. Regulacja odbywa się z wykorzystaniem usług systemowych. Usługi takie świadczone są przez wytwórców pracujących na rynku systemowym, rynkach lokalnych jak i odbiorców.

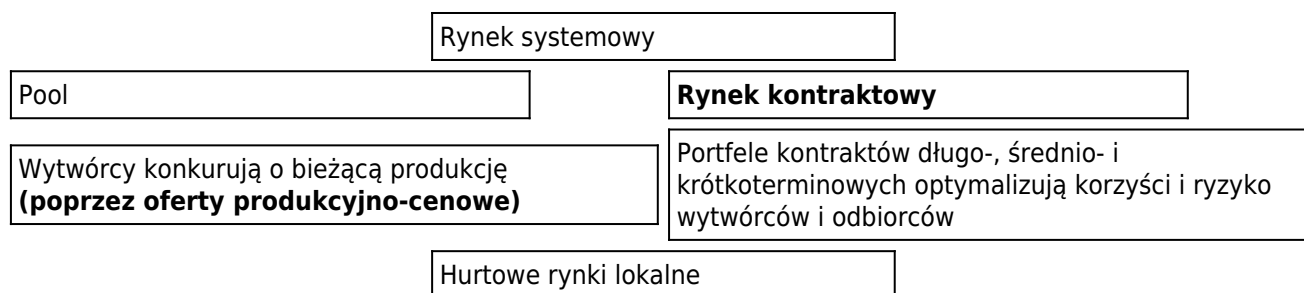
Wadą poolu jest jednak brak zapewnienia stabilności finansowej w dłuższym horyzoncie czasowym dla podmiotów w nim uczestniczących. Wynika to z faktu, że cała działalność poolu koncentruje się w dniu rozliczeniowym, w którym cena w poszczególnych godzinach może się zmieniać w szerokich granicach. Dodatkowo gra rynkowa prowadzona przez wytwórców w ramach poolu w znacznym stopniu ogranicza możliwości planowania produkcji przez wytwórców¹⁶⁾.

W modelu kontraktów dwustronnych ('bilateralnych') wytwórcy zawierają umowy bezpośrednio z kupcami energii i nabywają usługi przesyłowe od dysponenta siecią przesyłową. W warunkach bezpośredniego dostępu nabywcami mogą być spółki dystrybucyjne lub odbiorcy finalni. W przypadku rynku kontraktowego, przepływy finansowe mają inny przebieg niż fizyczne, które nadal łączą wytwórców i dystrybutorów z systemem przesyłowym .

Kontrakty zawierane przez wytwórców z odbiorcami na kilka, czy nawet na kilkanaście lat zapewniają w tym okresie pewien poziom produkcji gwarantujący możliwość skutecznego planowania finansowego. Udział produkcji pokrytej kontraktami, aż do granic możliwości produkcyjnych, będzie zależał tylko od samego wytwórcy.

Obydwa modele dążą do mechanizmów rynkowych, zbliżonych do idealizowanego rynku dóbr, lecz przybliżenie to osiągnięte jest w sposób odmienny.

Rys. 1. Rynek energii elektrycznej.



Źródło: "Zasady działania rynku energii elektrycznej po 1 stycznia 1997 roku", Materiał przeglądowy wykonany pod kierownictwem merytorycznym Jana Popczyka przez Zespół Roboczy Projektu na podstawie Umowy Inicjującej z PSE S.A., Warszawa, sierpień 1996.

Istotą konkurencji na rynku energii elektrycznej jest stworzenie instytucjonalnej płaszczyzny, na której sprzedawcy energii elektrycznej mogą oferować swój produkt i dokonywać transakcji. Zasadniczo istniejące dwa "czyste" mechanizmy realizacji tej idei (z możliwością stosowania mechanizmów mieszanych), można rozszerzyć na rynek giełdowy.

Można zatem wyróżnić:

Rynek ofertowy – jeden nabywca hurtowy. Zazwyczaj operator rynku ofertowego jest zarazem odpowiedzialny za bezpieczeństwo systemu, co stwarza połączony mechanizm nabywcy i operatora.

Rynek transakcji dwustronnych – system wielu sprzedających i kupujących, w którym poszczególni uczestnicy dążą do transakcji na warunkach i po cenach nie ujawnianych, jednakże mogą być zobowiązani do upublicznienia niektórych lub nawet wszystkich danych o transakcji.

Giełda energii – instytucja ustanawiana dla obrotu energią elektryczną, działająca w sposób analogiczny do giełdy papierów wartościowych lub giełdy towarowej. Stwarza to warunki zmienności cen, zgodnie z prawem podaży i popytu oraz znaczną anonimowość kontraktów.

Działanie tych trzech mechanizmów jest silnie uwarunkowane lokalnymi regulacjami prawnymi, decydującymi np. o stopniu utajnienia warunków transakcji. W praktyce nie wyklucza się równoległego funkcjonowania opisanych mechanizmów, realizowanych ze zróżnicowanym wyprzedzeniem czasowym. Możliwa jest również segregacja odbiorców np. zgodnie z wartością ich zapotrzebowania mocy, jako kryterium dopuszczenia do określonego mechanizmu rynkowego. Te mechanizmy można scharakteryzować następująco:

Tabela 3. Typy rynku konkurencyjnego

	Liczba kupujących	Czy kupujący zna sprzedającego?	Czy wszyscy kupujący płacą taką samą cenę?
Rynek ofertowy (pool)	jeden	Tak	z reguły
Transakcje dwustronne	wielu	Tak	Nie
Giełda energii elektrycznej	wielu	Nie	Tak

Źródło: J. Malko, "Rynki energii elektrycznej", Seminarium Rynek Energii w Polsce, Instrumenty Finansowe, Wrocław, 3-4 marca 1999.

Konkurencyjny rynek energii elektrycznej winien charakteryzować się następującymi cechami:

1. wytwórcy konkurują na rynku hurtowym i zgłaszają oferty na jednym rynku ofert. (Przedsiębiorstwa dystrybucyjne nabywają energię po cenie regulowanej i sprzedają odbiorcom detalicznym),

2. wytwórcy konkurują na rynku hurtowym i zgłaszają oferty na jednym rynku ofert. (Przedsiębiorstwa dystrybucyjne konkurują ze sobą w zakupie hurtowym energii i sprzedają ją odbiorcom detalicznym),
3. kombinacje struktur 1) i 2) z hurtowymi kontraktami dwustronnymi pomiędzy wytwórcami i dystrybutorami.

Podstawową zasadą rynku w pełni konkurencyjnego jest swoboda wzajemnych relacji kupujący – sprzedający, celem której jest dokonanie transakcji obustronnie korzystnych z wykorzystaniem mechanizmów korekcji i optymalizacji. Rynek winien spełniać pewne założenia wstępne, które określa się jako homogeniczność, pełną informację, niskie koszty transakcji, atomizację sprzedających i kupujących, swobodę wejścia oraz jednoczesność dostaw i zapotrzebowania (podaży i popytu).

Mechanizm tak opisanego rynku prowadzi do ustalenia jednej ceny rozrachunkowej, po której wszyscy sprzedający i kupujący zawierają transakcje, bilansując zgłoszone zapotrzebowanie i oferty jego pokrycia. Tak uzyskana równowaga maksymalizuje efektywność ekonomiczną: sprzedający uzyskują maksymalny zysk. Rynek weryfikuje efektywność producentów przez ustanowienie pojedynczej, obserwowalnej ceny, kształtowanej na zasadach równości wszystkich uczestników.

Tabela 4. Porównanie modelu poolowego i kontraktów dwustronnych

Model rynku	Pool	Kontrakty dwustronne
Konkurencja	Wielu sprzedających konkuruje dla pokrycia zapotrzebowania w poolu działającym jako centralny kupujący i sprzedawca całej energii.	Wielu sprzedających i kupujących, ustalających wzajemne ceny, warunki i terminy dla każdej transakcji.
Operator systemu	Dysponuje pełną kontrolą generacji i przesyłu dla utrzymania bilansu mocy i bezpieczeństwa pracy systemu.	Podobnie.
Własność sieci przesyłowej	Wielu właścicieli, bez kontroli operacji przesyłu.	Podobnie.
Wpływ ograniczeń sieci przesyłowych	Cena płacona przez kupujących odzwierciedla koszty zarządzania ograniczeniami ustalonymi ex post.	Różnorodne działania dla usunięcia ograniczeń.
Kontrakty energii	Model nie obejmuje żadnych kontraktów, powodujących przepływy fizyczne; wszystkie przepływy do/od poolu mają charakter finansowy.	Model zezwala na zawieranie wszelkich, uzgodnionych dwustronnie kontraktów fizycznych.

Źródło: J. Malko, "Rynki energii elektrycznej", Seminarium Rynek Energii w Polsce, Instrumenty Finansowe, Wrocław, 3-4 marca 1999.

Najdłuższe obserwacje działania rynków energii elektrycznej w praktyce dotyczą Stanów Zjednoczonych, poolu brytyjskiego i skandynawskiego Nordpoolu (The Nordic Power Exchange). Założenia tych odmiennych mechanizmów można sprowadzić do następującego porównania (tabela nr 5).

Tabela 5. Charakterystyka rynków energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii i Skandynawii

	Anglia i Walia	Norwegia i Szwecja	Stany Zjednoczone Ameryki Północnej
Wytwarzanie	Koncentracja	Decentralizacja	Silnie zróżnicowana forma własności, duża liczba podmiotów
Rola państwa	Ograniczony interwencjonizm	Realizacja polityki strukturalnej, regulator zachowań podmiotów	Stwarzanie warunków funkcjonowania regionalnych niezależnych operatorów, nadzór nad giełdami, realizacja polityki energetycznej
Prywatyzacja	Maksymalna	Ograniczona	W zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji przeważa własność prywatna
Rola rynku	Harmonogramowanie pracy źródeł	Kontrakty dwustronne + rynek giełdowy	Zróżnicowane regionalnie. Giełdy i/lub rynek kontraktowy
Najbliższy "czysty" model rynku	Pool (rynek ofertowy)	Rynek kontraktów dwustronnych + rynek giełdowy	Regionalne giełdy

2. Charakterystyka obecnego stanu rynku energii elektrycznej w Polsce

2. 1. Pozycja wyjściowa oraz główne kierunki ewolucji

Polska jest znaczącym rynkiem energetycznym w Europie. Udział sektora elektroenergetycznego w PKB Polski wynosi 5%. Udział energii elektrycznej w zużyciu energii finalnej wynosi 14%, podczas gdy w państwach UE jest to 26%.

Zużycie energii na jednego mieszkańca wynosi 3,4 MWh/mk wobec 5,8 MWh/mk w UE. Prognozowany wzrost sprzedaży energii elektrycznej do 2010 r. ma wynieść ok. 1,42% – 2,1% rocznie. Perspektywy takiego wzrostu zapotrzebowania na energię dobrze rokuja rozwojowi polskiej elektroenergetyki, co potwierdza uznanie Polski za jeden z najbardziej atrakcyjnych krajów dla inwestycji niezależnych wytwórców energii¹⁷⁾.

Sektor dysponuje ponad 33 tys. MW i ponad 30% nadmiarem mocy ciągłej, zatrudnia ok. 120 tys. pracowników i daje pracę ok. 500 tys. kooperantów. Szacuje się, że w wyniku

restrukturyzacji i prywatyzacji poszczególnych podsektorów pracę straci ok. 50-60 tys. osób, z których część powinna znaleźć pracę w spółkach wydzielonych z dotychczasowych podmiotów sektora elektroenergetycznego.

Produkcja krajowa wynosi 135 TWh, w tym elektrownie zawodowe wytwarzają 127 TWh. 55% energii pochodzi z elektrowni opalanych węglem kamiennym a 36% brunatnym.

Z przeprowadzonych dotychczas analiz wynika, że średnia cena pokrywająca ekonomicznie uzasadnione koszty energii elektrycznej wynosi 7-7,5 c/kWh. Oznacza to, że ceny rynkowe nadal kształtują się na poziomie niższym niż ekonomicznie uzasadniony.

Struktura kosztów przedstawia się następująco: 40% koszty paliwa, 5% opłaty za użytkowanie środowiska, 55% koszty i zyski podsystemów, przy czym 70% przypada na elektrownie, 4% na PSE a 26% na zakłady energetyczne.

Do wejścia w życie ustawy Prawo energetyczne ceny energii elektrycznej dla konsumentów były cenami urzędowymi: dla odbiorców finalnych ustalał je Minister Finansów, natomiast ceny transferowe między przedsiębiorstwami energetycznymi Minister Przemysłu i Handlu. Od 1995 r. PSE ustalało jednolitą dla wszystkich spółek dystrybucyjnych taryfę. Stawki za energię zróżnicowane były w zależności od strefy doby (szczyt ranny i wieczorny oraz pozostała część doby), dnia (święto / dzień roboczy) oraz pory roku (sezon letni i zimowy). Opłata za przesył obejmowała opłatę za korzystanie z systemu przesyłowego oraz opłatę za straty przesyłowe.

Z kolei ceny energii nabywanej przez PSE od wytwórców ustalane były w długo- i średnio-terminowych kontraktach zawieranych z poszczególnymi elektrowniami. Natomiast jeśli chodzi o zakup energii od elektrociepłowni, to do ustalania jej ceny obowiązywała zasada kosztów alternatywnych. Dalszy rozwój elektroenergetyki zdeterminowany był rządowymi planami jej prywatyzacji, de-monopolizacji i de-regulacji¹⁸⁾. Po wieloletnim zastoju oraz braku koncepcji prywatyzacji sektora pod koniec lat dziewięćdziesiątych i I połowa roku 2000 to okres bardziej ożywionej prywatyzacji części sektora energetycznego (elektrownie i elektrociepłownie). W okresie tym Minister Skarbu Państwa sprzedał pakiety akcji Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (20% akcji konsorcjum utworzonym przez Elektrim), Elektrowni im. T. Kościuszki S.A. w Połańcu (25% akcji inwestorowi belgijskiemu), Elektrociepłowni Warszawskich S.A. (55% akcji inwestorowi strategicznemu Vattenfall Poland Sp. z o.o.), Kogeneracji Wrocław S.A. (36% akcji w trybie oferty publicznej). Do jesieni 2000 roku nie rozpoczęto procesów prywatyzacyjnych w spółkach dystrybucyjnych¹⁹⁾.

Oceniając przebieg prywatyzacji energetycznych przedsiębiorstw wytwórczych trudno sformułować wniosek, że dokonywana jest ona na podstawie spójnej i konsekwentnej koncepcji. Dalsza prywatyzacja całego sektora elektroenergetycznego nie może odbywać się na zasadzie precedensów. Olbrzymi bowiem majątek, przychody, zatrudnienie zgrupowane w przedsiębiorstwach energetycznych (por. tabela nr 6) a także znaczenie rynku, na którym działają nakazują prowadzenie prywatyzacji według precyzyjnie

opracowanej strategii. Istotnymi elementami tej strategii winno być m.in. określenie strategicznych warunków brzegowych, których spełnienie umożliwi realizację zasadniczych kierunków polityki energetycznej państwa. Konieczne jest zatem przyjęcie przez dotychczasowego właściciela, tj. Skarb Państwa generalnych założeń prywatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Kierunkowe założenia powinny m.in. określać:

- dopuszczalny udział w rynku poszczególnych inwestorów nabywających pakiety akcji prywatyzowanych spółek,
- gwarancje i formy wpływu Skarbu Państwa na procesy koncentracji (fuzje i przejęcia) w okresie bezpośrednio po prywatyzacji,
- sposoby oddziaływania na wyraźnie sprecyzowane decyzje strategiczne spółek, w których Skarb Państwa utracił pakiet większościowy.

Tabela 6. Podstawowe dane o przedsiębiorstwach elektroenergetyki (1999 r.)

Podsektor	Przychody ogółem (tys. zł)	Wynik brutto (tys. zł)	Wartość księgowa netto (tys. zł)	Liczba pracujących (osoby)
Wytwarzanie	18 353 697	423 417	17 056 218	49 826
Przesył i dystrybucja	35 370 424	514 439	17 632 255	47 424
Razem	53 724 121	937 856	34 688 473	97 250

Źródło: *Urząd Regulacji Energetyki*

Wytwarzanie: elektrownie, elektrociepłownie i Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A. – 32 podmioty

Przesył i dystrybucja: spółki dystrybucyjne i Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – 34 podmioty

Jednym z bardziej istotnych dylematów prywatyzacji przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego jest to, czy przed prywatyzacją dokonywać konsolidacji wybranych firm, czy też prywatyzować istniejące przedsiębiorstwa a ewentualne procesy konsolidacyjne pozostawić działaniu rynku kapitałowego. Zarówno w strategii Ministerstwa Skarbu Państwa, jak i w studiach przed prywatyzacyjnych te dwie koncepcje współistnieją i prawdopodobnie obydwie będą w jakimś stopniu realizowane. Świadczy o tym fakt powołania Południowego Koncernu Energetycznego S.A. w skład którego weszły elektrownie: Jaworzno III, Łaziska, Łagisza, Siersza, Halemba. Blachownia i Elektrociepłownia Katowice oraz koncepcja utworzenia tzw. grupy G 8 (spółki dystrybucyjne

północnej Polski – Koszalin, Słupsk, Elbląg, Olsztyn, Toruń, Płock, Kalisz i Gdańsk). Z drugiej strony do indywidualnej prywatyzacji przewidziane są: Elektrownia Rybnik S.A., Elektrownia Koziencice S.A., Górnośląski Zakład Energetyczny S.A., STOEN S.A. Warszawa.

W podsektorze wytwarzania pozyskanie kapitału na inwestycje modernizacyjne, rozwojowe i ekologiczne z zewnętrznych źródeł bez stworzenia kilku silnych kapitałowo oraz konkurencyjnych grup elektrowni będzie prawdopodobnie niemożliwe. Należy zatem tworzyć możliwości dobrowolnego, oddolnego łączenia się podmiotów w sektorze elektroenergetycznym. Jednakże w celu zapobieżenia monopolizacji rynku wytwórczego przez producentów, duże elektrownie nie powinny łączyć się ze sobą, natomiast miałyby swobodę w tworzeniu aliansów z mniejszymi elektrowniami i elektrociepłowniami czy też spółkami dystrybucyjnymi. Tworzone grupy przedsiębiorstw powinny z jednej strony gwarantować pożądany poziom konkurencji kapitału (z przeznaczeniem na modernizację czy nowe inwestycje), a z drugiej strony winny zapewniać niezbędną dla konkurencji decentralizację. Podstawowymi kryteriami określającymi wielkość i strukturę organizacji muszą być reguły konkurencji i wykorzystanie efektów skali.

Odrębnym problemem jest połączenie (co najmniej kapitałowe) i wspólna prywatyzacja kopalń węgla brunatnego i powiązanych z nimi elektrowni. Najważniejszymi przesłankami przemawiającymi za takim rozwiązaniem są:

- tworzenie przez kopalnie i elektrownie pracujące na węglu brunatnym jednego ciągu technologicznego;
- perspektywa obniżenia kosztów funkcjonowania obu podmiotów oraz optymalizacji struktury i dostaw węgla;
- możliwość optymalizacji procesów inwestycyjnych i dostosowywania się do zmian zachodzących na rynku;
- zmniejszenie ryzyka inwestorów, którzy w przypadku odrębnego nabycia akcji obu podmiotów znaleźliby się w sytuacji permanentnych negocjacji.

W związku z upowszechnieniem się rynkowych reguł funkcjonowania elektroenergetyki, konsolidacja kapitałowa podmiotów działających na rynku następować może w wyniku inicjatyw oddolnych na zasadzie "przymusu ekonomicznego". Nie powinno się to jednak odbywać bez regulacji państwa. Celowe byłoby zatem przyjęcie kilku założeń organizacyjnych, takich np. jak:

1. wykluczenie możliwości całkowitej pionowej integracji podmiotowej sektora, tj. łączenia w jednym przedsiębiorstwie różnych rodzajów działalności, należących do różnych podsektorów (wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu). Udział kapitałowy spółki lub grupy kapitałowej należącej do jednego z podsektorów w spółce lub grupie kapitałowej z innego podsektora nie powinien przekraczać np. 25%;
2. żaden inwestor lub grupa inwestorów nie może przekroczyć określonego udziału (np. 15%) w danej działalności na rynku energii elektrycznej. Ograniczenie to nie dotyczy rzecz jasna Polskich Sieci Elektroenergetycznych w zakresie przesyłu sieciami NN;
3. Skarb Państwa zachować powinien większościowy pakiet akcji w PSE S.A.;
4. elektrownie: Bełchatów, Turów, Pątnów-Adamów-Konin, Koźienice, Dolna Odra, Jaworzno III nie powinny łączyć się ze sobą (bezpośrednio lub za pomocą tego samego inwestora). Wymienione elektrownie traktować bowiem należy jako potencjalnych liderów powiązań w podsektorze wytwarzania;
5. określenie, czy w przypadku sprzedaży pakietów akcji kilku zakładów energetycznych jednemu inwestorowi kierować się zasadą integralności terytorialnej, czy też zrezygnować z tego kryterium selekcji grup prywatyzacyjnych w podsektorze dystrybucji.

2. 2. Organizacja sektora

W wyniku likwidacji zjednoczeń w 1990 r. sektor elektroenergetyki został podzielony na trzy podsystemy: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji.

Podsystem wytwarzania. Podsystem wytwarzania tworzą elektrownie systemowe (zawodowe) oraz elektrociepłownie (wytwórcy lokalni). Spośród elektrowni systemowych tylko Elektrownia Turów zachowała do tej pory status przedsiębiorstwa państwowego. Pozostałe podmioty skomercjalizowano w jednoosobowe spółki akcyjne Skarbu Państwa.

Większość elektrowni jest zaawansowana wiekiem. Ocenia się, że 7000 MW jest eksploatowanych dłużej niż 20 lat, a 1500 MW ponad 30 lat. 75% wszystkich turbin i kotłów eksploatowanych jest ponad 10 lat. Dlatego szacuje się, że do 2010 r. potrzeba będzie ok. 29 mld USD, w tym 12 mld USD na źródła energii, 5 mld USD to nakłady na ekologię. Pozostałe 12 mld USD na przesył i dystrybucję.

Podsystem przesyłu. Podsystem przesyłowy obejmuje w Polsce sieci napięć 400 kV i 220 kV. Wyłączne prawo prowadzenia działalności przesyłowej powierzono Polskim Sieciom Elektroenergetycznym (PSE), które są właścicielem majątku sieciowego. Do PSE należy także większościowy pakiet akcji Elektrowni Szczytowo-Pompowych S.A. (moc 1600 MW). Od 1995 r. polski system elektroenergetyczny, funkcjonujący w ramach systemu CENTREL obejmującego Polskę, Czechy, Słowację i Węgry, połączony jest z zachodnioeuropejskim systemem UCPTÉ, z możliwością wymiany mocy rzędu 3000 MW. Ponadto Polska połączona jest z Ukrainą (linie 750 kV oraz 220 kV) oraz Białorusią (220 kV).

Podsystem dystrybucji. Podsystem dystrybucji tworzą 33 przedsiębiorstwa dystrybucyjne, zorganizowane w formie spółek akcyjnych, przesyłające energię za pomocą sieci 110 kV, 15 kV i 20 kV oraz 0,4 kV. Elektroenergetyka świadczy usługi na podstawie ok. 14,5 mln umów o dostawę energii elektrycznej, z czego 370 umów zawarto z dużymi odbiorcami przemysłowymi zasilanymi bezpośrednio z sieci 110 kV oraz 20 tys. umów ze średnimi odbiorcami przemysłowymi, PKP, przedsiębiorstwami użyteczności publicznej zasilanymi bezpośrednio z sieci średnich napięć. Pozostałe umowy na dostawę energii zawarto z gospodarstwami domowymi, które mają 22% udział w rynku odbiorców finalnych (odbiorcy przemysłowi mają 40% udział w rynku, a handel, usługi i pozostali wraz z rolnictwem 38%).

[2.3.Liberalizacja sektora elektroenergetyki](#)

Uchwalone w 1997 roku Prawo energetyczne radykalnie zmieniło metody kształtowania cen paliw i energii. Przed wejściem w życie wspomnianej ustawy ceny energii ustalane były urzędowo przez Ministra Finansów. Zgodnie z nowym Prawem energetycznym ceny są określane indywidualnie przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf energii elektrycznej określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 roku.

Zgodnie z Prawem energetycznym taryfy energii elektrycznej mają zapewnić równowagę interesów różnych podmiotów zaangażowanych w produkcję, obrót i zużycie energii elektrycznej. Powinny one zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych, z uwzględnieniem kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska i odpowiedni narzut zysku oraz ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym ekonomicznie, nadmiernym poziomem cen.

Jednocześnie omawiana ustawa zezwala na uwzględnienie w taryfach kosztów inwestycji prowadzących do racjonalnego i ekologicznego wytwarzania i zużywania energii. Dzięki temu przedsiębiorstwa energetyczne będą miały możliwość zaliczenia kosztów tych inwestycji do kosztów uzyskania przychodu. Podobnie będzie w przypadku energetyki niekonwencjonalnej.

Przedsiębiorstwa energetyczne mogą różnicować taryfy dla różnych grup odbiorców, wyłącznie ze względu na uzasadnione różnice kosztów spowodowane realizacją świadczenia, chyba że odrębne przepisy stanowią inaczej.

Przygotowywanie wniosków taryfowych wymaga od przedsiębiorstw energetycznych prowadzenia dokumentacji finansowej w sposób pozwalający na obliczenie kosztów stałych i zmiennych oraz przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji paliw i energii, a także w odniesieniu do poszczególnych taryf.

Zgodnie z obowiązującym prawem, każdy odbiorca na krajowym rynku energii ma zagwarantowane dostarczenie energii elektrycznej. Korzystanie z tego prawa może być realizowane w dwu formach: poprzez Zakład Energetyczny (zakup taryfowy) i bezpośrednio od dostawców (obróć pozataryfowy). Zakład Energetyczny, do sieci którego przyłączony jest odbiorca, zobowiązany jest do dostarczenia odbiorcy energii po cenie zawartej w opracowanej przez ZE taryfie. Taryfa ta kontrolowana jest przez Prezesa URE. Taka forma handlu określaną jest taryfowym obrotem energią elektryczną.

Jeżeli zgodnie z zasadą TPA (Third Party Access) odbiorca posiada prawo dostępu do sieci elektroenergetycznej (zgodnie z harmonogramem uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa dostępu do sieci), może on swobodnie wybierać dostawcę (np. elektrownię), u którego dokona zakupu energii. Przedsiębiorstwa eksploatujące sieć przesyłową i sieci rozdzielcze są zobowiązane do przesłania zakupionej przez odbiorcę energii, oczywiście jeżeli jest to technicznie możliwe. Taka forma handlu energią określaną jest jako pozataryfowy obrót energią.

W początkowym okresie (do 2005 r.) możliwości dostępu do sieci różnych grup odbiorców będą stopniowo liberalizowane. Realizacja zasady TPA została określona w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, wydanego na podstawie art. 65 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Zgodnie z tym rozporządzeniem poszczególni odbiorcy będą uzyskiwali możliwość dostępu do sieci według następującego harmonogramu:

1. do końca 1998 r. prawo dostępu do sieci uzyskali odbiorcy finalni o rocznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną nie mniejszym niż 500 GWh (21 największych odbiorców o łącznym zapotrzebowaniu rocznym około 21.5 TWh),
2. od 1 stycznia 1999 prawo dostępu do sieci uzyskali odbiorcy finalni o zapotrzebowaniu na moc nie mniejszym niż 100 GWh (83 odbiorców, o łącznym zapotrzebowaniu rocznym ok. 37 TWh),
3. od 1 stycznia 2000 prawo dostępu do sieci uzyskali odbiorcy finalni o

zapotrzebowaniu na energię nie mniejszym niż 40 GWh (180 odbiorców, o łącznym rocznym zapotrzebowaniu ok. 43.5 TWh),

4. od 1 stycznia 2002 – odbiorcy finalni o zapotrzebowaniu na energię nie mniejszym niż 10 GWh (610 odbiorców, o łącznym rocznym zapotrzebowaniu ok. 51.5 TWh),
5. od 1 stycznia 2004 – odbiorcy finalni o zapotrzebowaniu nie mniejszym niż 1 GWh (3300 odbiorców, o łącznym rocznym zapotrzebowaniu ok. 60 TWh),
6. od 5 grudnia 2005 – wszyscy pozostali odbiorcy, w tym gospodarstwa domowe (około 14.5 mln).

Wprowadzenie zasady TPA do polskiej elektroenergetyki jest jednym z najważniejszych przedsięwzięć reformatorskich, warunkującym możliwość wdrożenia rynkowego mechanizmu regulacji sektora.

2. 4. Sposoby państwowej regulacji rynku

Urynkowanie elektroenergetyki w Polsce wymagało wprowadzenia odpowiedniego reżimu regulacji funkcjonowania tego sektora. Regulacja jest nowoczesną formą interwencji państwa w gospodarce rynkowej, na tych rynkach, gdzie zagrożenia zastąpienia monopolu państwowego lub publicznego monopolu prywatnym jest duże. Głównym celem regulacji w energetyce jest ochrona interesów odbiorców finalnych, przy zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania rynku. Prawidłowa realizacja funkcji regulacyjnych wymaga oddzielenia opracowywania założeń polityki energetycznej od sprawowania nadzoru nad działalnością poszczególnych podmiotów i rynków energii elektrycznej. W polskim systemie prawnym zadania w zakresie kształtowania założeń polityki energetycznej powierzone zostały Ministrowi Gospodarki, funkcje regulacyjne – Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, dla wypełniania swych zadań dysponuje odpowiednim aparatem urzędniczym zorganizowanym w wyodrębniony strukturalnie i finansowo Urząd Regulacji Energetyki. Do podstawowych zadań Prezesa URE należy regulowanie gospodarki paliwami i energią oraz promowanie konkurencji.

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, podlegającym Prezesowi Rady Ministrów, który powołuje go na pięcioletnią kadencję. Pomimo administracyjnego charakteru urzędu, Prezes zachowuje w swojej działalności niezależność od działań rządu – może być odwołany przed upływem kadencji tylko z powodów wymienionych w art. 21 ust. 3. To uniezależnienie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki od bieżącej koniunktury politycznej jest zasadniczym warunkiem jego niezależności, a co za tym idzie prawidłowego wykonywania ustawowo Przypisanych mu zadań.

Wykonując swoje funkcje Prezes URE ma obowiązek kierowania się przepisami ustawy oraz założeniami polityki energetycznej państwa. Cięży na nim obowiązek równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Działalności regulacyjnej Prezesa URE podlegają wszystkie podsystemy systemu energetycznego kraju. Natomiast podstawowymi narzędziami regulacji są: udzielanie i cofanie koncesji dla przedsiębiorstw energetycznych; zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła oraz cen węgla brunatnego, jak też rozstrzyganie sporów pomiędzy uczestnikami rynku.

Dokonując ogólnej oceny rozwiązań w zakresie regulacji sektora energetycznego przyjętych w naszym kraju należy stwierdzić, iż są to rozwiązania nowoczesne, stwarzające warunki dla prawidłowego realizowania zadań Przypisanych organowi regulacyjnemu. Trzeba jednak stwierdzić, że URE jest stosunkowo nowym podmiotem w strukturze organów państwa i zapewne upłynie pewien czas, w trakcie którego wypracowane zostaną sposoby jego działania i współdziałania z innymi organami odpowiedzialnymi za kształtowanie polityki energetycznej państwa.

Trzeba także mieć na uwadze, iż ustawa Prawo energetyczne zawiera 32 delegacje, dla różnych organów administracji rządowej, do wydania aktów wykonawczych. Opóźnienia w wydawaniu tych aktów spowodowały także niemożność wdrożenia w odpowiednim czasie ważnych dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej rozwiązań, zwłaszcza w zakresie wydawania koncesji i zatwierdzania taryf przez Prezesa URE.

¹⁰⁾ "Model energii elektrycznej w Polsce" (pod redakcją A.Głowackiego), Doradztwo Gospodarcze DGA S.A. w Poznaniu, maj 1998.

¹¹⁾ "Model energii elektrycznej w Polsce" , wyd. cyt.

¹²⁾ Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego, pod redakcją A.T.Szablewskiego, Aneks, Polska Akademia Nauk, Instytut Nauk Ekonomicznych, Monografie nr 10, Warszawa 1998, s. 239-254.

¹³⁾ J.Malko, "Rynki energii elektrycznej", Seminarium Rynki Energii w Polsce, Instrumenty finansowe, Wrocław, 3-4 marca 1999.

¹⁴⁾ "Model energii elektrycznej w Polsce", wyd.cyt.

¹⁵⁾ Jednym z mniej znanych dowodów potwierdzających tę tezę jest przypadek australijskiego stanu Wiktorja, który wprowadził daleko idące zmiany własnościowe, regulacyjne, w zakresie kształtowania cen, itp., w wyniku których stworzono najbardziej efektywny rynek energii elektrycznej w świecie. Por. W.Mielczarski, Jest taniej i bardziej

efektywnie, Rzeczpospolita z 16 kwietnia 1999r.

¹⁶⁾ "Zasady działania rynku energii elektrycznej po 1 stycznia 1997", Materiał przeglądowy wykonany pod kierownictwem merytorycznym Jana Popczyka przez Zespół Roboczy Projektu na podstawie Umowy Inicjującej z PSE S.A., Warszawa, sierpień 1996.

¹⁷⁾ J.Malko, J.B.Wiśniewski "O finansowaniu komercyjnych przedsiębiorstw wytwórczych w Polsce w warunkach konkurencyjności", Biuletyn Miesięczny PSE 3/99,s.25 i nast.

¹⁸⁾ Por. Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki, Warszawa, wrzesień 1996, (Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 17 września 1996 roku).

¹⁹⁾ Por. W. Włodarczyk: Dylematy prywatyzacji przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w "Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora elektroenergetycznego", pod redakcją A.T.Szablewskiego, Polska Akademia Nauk, Instytut Nauk Ekonomicznych, Monografie nr 10, Warszawa 2000.

[\[II. Analiza i ocena ... \]](#) [\[Spis treści \]](#) [\[III.3. Kontrakty długoterminowe. Finansowe ... \]](#)

Data publikacji : 05.08.2005

[Poprzedni Strona](#)
[Następny Strona](#)