

Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/kontakty-dlugotermino/1301,III4-System-oplat-kompensacyjnych.html>
28.04.2024, 18:17

III.4. System opłat kompensacyjnych

Dotychczasowe koncepcje rozwiązania kontraktów długoterminowych nie przyniosły zadowalających rezultatów. Jak się wydaje jednym z ważniejszych, obok złożoności samego problemu, było to, że koncepcje te były wypracowywane w ramach sektora. W ostatnim okresie pojawiła się nowa koncepcja rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych – System Opłat Kompensacyjnych (SOK), przygotowany przez Urząd Regulacji Energetyki²⁷. Projekt Systemu Opłat Kompensacyjnych jest obszernym dokumentem, precyzującym wiele szczegółowych kwestii związanych z ustalaniem dopłat i obciążeń dla poszczególnych podmiotów podsektora wytwarzania energii elektrycznej. Nie podejmując w tym miejscu szczegółowej analizy tego projektu, warto zastanowić się nad podstawowymi różnicami pomiędzy propozycjami zawartymi w tym dokumencie a wcześniejszymi koncepcjami rozwiązania kontraktów długoterminowych. Analiza tych różnic powinna pomóc w udzieleniu odpowiedzi na pytanie, czy proponowany sposób rokuje na pozytywne rozwiązanie kwestii kontraktów, czy też podzieli los wcześniejszych propozycji i pozostanie niezrealizowany.

Według twórców koncepcji SOK, celem wprowadzenia tego mechanizmu, podobnie jak we wcześniej zgłaszanych propozycjach, jest stworzenie możliwości wdrożenia mechanizmów konkurencyjnych w wytwarzaniu energii elektrycznej, czego warunkiem jest jednakowe traktowanie energii wytworzonej w jednostkach objętych kontraktami i pozostałych. Dotyczy to zarówno ilości kupowanej energii, jak i cen po jakich energia ta jest nabywana. Z drugiej strony, jak podkreślają twórcy omawianej koncepcji, zachodzi konieczność honorowania wcześniej przyjętych zobowiązań, co jest koniecznym warunkiem zachowania wiarygodności PSE S.A. oraz rządu RP, który w znacznym stopniu odpowiada za wdrożony system kontraktów długoterminowych. Ponieważ te cele są wzajemnie sprzeczne, toteż zadaniem SOK jest wypracowanie racjonalnego kompromisu, niezbędnego na okres przejściowy, tj. do czasu wygaśnięcia lub likwidacji ostatniego kontraktu długoterminowego.

Jednym z ważniejszych założeń SOK, które nie pojawiało się we wcześniejszych propozycjach rozwiązania problemu kontraktów, jest propozycja rozdzielenia funkcji Operatora Systemu Przesyłowego od działalności w zakresie obrotu energią, za wyjątkiem rynku bilansującego. Dzięki temu istniałaby możliwość rzeczywistej decentralizacji obrotu energią elektryczną. Oznaczałoby to także nowe określenie roli PSE S.A. w systemie energetycznym, która w chwili obecnej jest nadmierna i jest jedną z głównych przyczyn niepowodzeń prób rynkowej reformy sektora elektroenergetycznego.

Wdrożenie SOK oznaczałoby konieczność przekształcenia kontraktów długoterminowych w kontrakty finansowe, co oznaczałoby zwolnienie PSE S.A. z obowiązku zakupu energii

elektrycznej objętej tymi kontraktami.

Jednym z podstawowych rozwiązań SOK jest podział rozliczeń za energię na dwa strumienie:

- rozliczenia bezpośrednie: wytwórca odbiorca, które dokonywane byłoby po cenach rynkowych bez względu na to czy energia została wyprodukowana z jednostki objętej kontraktami długoterminowymi czy poza nimi,
- rozliczenia wyrównawcze, za pośrednictwem SOK, pomiędzy dostawcami energii elektrycznej z tytułu różnic cenowych.

Prowadzenie systemu wymaga ustanowienia jego administratora, którym według wstępnych założeń mogłyby być PSE S.A. lub ich następcą prawny w zakresie zobowiązań z tytułu kontraktów długoterminowych. Powierzenie administrowania systemem PSE S.A. wymaga, jak słusznie podkreślają Autorzy koncepcji, wzmocnienia nadzoru właścicielskiego, zwłaszcza w zakresie renegotjacji warunków zawartych w kontraktach długoterminowych oraz ścisłej kontroli Prezesa URE w zakresie skutków cenowych SOK.

SOK w swych założeniach stanowi więc instytucję podobną do rachunku wyrównawczego cen, znanego z okresu gospodarki planowanej centralnie, w ramach którego istniały indywidualne ceny dla poszczególnych wytwórców, charakteryzujących się zróżnicowanymi kosztami produkcji, niezależnymi od producentów (spowodowanymi decyzjami podejmowanymi na szczeblu centralnym), co wymagało stosowania cen dostosowanych do poziomu kosztów. Instytucja rachunku wyrównawczego cen była słusznie krytykowana za brak jakichkolwiek bodźców skłaniających do obniżki kosztów, gdyż w tych warunkach cała uwaga przedsiębiorstw była skierowana na wynegocjowanie odpowiedniego poziomu cen w ramach rachunku wyrównawczego. Dokonując analizy SOK należy zatem mieć na uwadze te ułomności mechanizmu, na którym w istocie opiera się idea analizowanej propozycji.

Czynnikiem, który powinien ograniczyć niebezpieczeństwo wystąpienia tych wszystkich negatywnych skutków, jakie towarzyszyło rachunkom wyrównawczym cen jest założenie, iż w SOK powinien być wbudowany pewien mechanizm degresywny, który prowadziłby do stopniowego obniżania wysokości dopłat kompensacyjnych. Autorzy projektu przewidują wdrożenie szczegółowego systemu analizy i monitorowania kosztów, przy założeniu w miarę dokładnego wyodrębnienia tych kosztów, które są konsekwencją kontraktów długoterminowych, który byłby prowadzony przez administratora systemu. Zgadzając się co do tego, iż taki sposób monitorowania kosztów jest niezbędny dla prawidłowego administrowania systemem, za konieczne należy uznać przyjęcie zasady, że współczynnik degresji powinien być wyznaczany jako parametr zewnętrzny, narzucany np. przez Prezesa URE w każdym roku funkcjonowania SOK. Wydaje się, że zewnętrzny charakter współczynnika degresji jest koniecznym warunkiem spełnienia przez SOK oczekiwań, a w szczególności jest to niezbędne, gdyby funkcje operatora systemu zostały powierzone PSE

S.A.

Nie wnikając w szczegóły funkcjonowania mechanizmu rozliczeń w ramach SOK, można zastanowić się nad czynnikami, które będą utrudniały jego wdrożenie i prawidłowe funkcjonowanie, jak też i nad tymi, które stwarzają szanse powodzenia.

Zasadnicze niebezpieczeństwa, jakie stoją przed omawianym systemem wynikają z istoty problemu, jaki został stworzony przez kontrakty długoterminowe i który był omawiany wcześniej. Wszelkie rozwiązania, jakie są możliwe do zastosowania będą w istocie rzeczy prowadziły do tworzenia swego rodzaju protezy rozwiązań rynkowych a nie rzeczywistego rynku. Oczywiście poszczególne, proponowane dotychczas, powodują mniejsze lub większe odstępstwa od prawdziwego mechanizmu rynkowego w obrocie energią elektryczną. SOK jest niewątpliwie koncepcją najlepiej dopracowaną, stwarzającą największe szanse na to, że system obrotu energią, który powstałby w wyniku ich wdrożenia, będzie relatywnie najmniej odbiegał od rzeczywistego modelu rynkowego. Trzeba jednak z całą mocą podkreślić, że nie wyeliminuje on całkowicie tych ograniczeń, które wynikają z kontraktów długoterminowych.

Zastanawiając się natomiast nad tymi czynnikami, które mogą zadecydować o sukcesie SOK należy zauważyć, że:

Po pierwsze, konstrukcja SOK uwzględnia koszty, jakie wynikają z kontraktów długoterminowych oraz wskazuje na źródła finansowania tych kosztów. Jest zrozumiałe, że przeważającą część tych kosztów muszą ponieść odbiorcy energii elektrycznej. Po raz pierwszy jednak proponowane jest rozwiązanie, które część z tych kosztów przerzuca na producentów energii elektrycznej. Realizowane byłoby to za pośrednictwem mechanizmu regresji, który zakłada stopniowe obniżanie dopłat dla producentów produkujących najdrożej, w związku z czym winien stwarzać nacisk na wytwórców energii elektrycznej w kierunku racjonalizacji kosztów wytwarzania. Warto zresztą podkreślić, iż istnienie takiego mechanizmu regresji jest konieczne, gdyż będzie wymuszać na wytwórcach energii procesy dostosowawcze, które są niezbędne w celu przygotowania producentów i do działania w warunkach wolnego obrotu energią.

Po drugie, w analizowanych rozwiązaniach proponuje się rozdzielenie funkcji operatora systemu przesyłowego od funkcji w zakresie obrotu energią elektryczną. Oznaczałoby to nowe usytuowanie PSE S.A. jako podmiotu systemu energetycznego kraju. W dotychczasowym układzie PSE S.A. posiadały dominującą pozycję w systemie elektroenergetycznym, będąc jednocześnie podmiotem przedsiębiorstwem działającym na rynku energii oraz quasi-regulatorem, pełniąc poza tym rolę reprezentanta interesów branży wobec organów zarządzania gospodarką i państwem. Ograniczenie funkcji PSE S.A. do operatora systemu przesyłowego i ewentualnego administratora rachunku wyrównawczego SOK pozwoliłoby na usunięcie jednej z głównych przeszkód przeprowadzenia reform rynkowych w sektorze elektroenergetycznym.

Po trzecie, wszelkie dotychczas zgłaszane propozycje rozwiązań problemu kontraktów długoterminowych były przygotowywane w ramach branży. SOK stanowi pierwszą

koncepcję częściowego ograniczenia skutków kontraktów długoterminowych, która powstała poza branżą. Jest to niewątpliwie istotna zmiana jakościowa, gdyż kontrakty długoterminowe stanowiły korzystne rozwiązanie dla wytwórców (zapewniały zbytnie energii po korzystnych cenach) jak też dla PSE S.A., które w tych warunkach mogły utrzymywać pozycję podmiotu dominującego w krajowym systemie elektroenergetycznym. Propozycje opracowywane w ramach sektora siłą rzeczy były skierowane na ochronę interesów sektora.

III.5. Giełda energii

5.1. Koncepcje funkcjonowania rynku energii w Polsce

Po uchwaleniu Prawa energetycznego zostały rozpoczęte prace mające na celu wypracowanie koncepcji funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce. Ten fragment opracowania poświęcony jest omówieniu głównych założeń rynku energii zawartych w opracowaniach: Model rynku energii elektrycznej w Polsce. Synteza, datowany na 14 października 1998 roku oraz dokumenty o takim samym tytule z kwietnia i maja 1999 roku.

W opracowaniu z 14 października 1998 roku Autorzy zakładali utworzenie trzech typów rynków:

- rynku kontraktowego,
- rynku ofertowego,
- rynku giełdowego.

Rynek kontraktowy. Zgodnie z założeniami cytowanego dokumentu rynek kontraktów długoterminowych miał być rynkiem, na którym funkcjonować miały, do czasu ich wygaśnięcia, kontrakty zawarte pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej oraz nowe kontrakty (o różnym horyzoncie czasowym) zawierane pomiędzy uprawnionymi podmiotami.

Twórcy omawianej koncepcji zdawali się mieć świadomość, iż w istniejących warunkach rynek kontraktowy musiałby być zdominowany kontraktami zawartymi przez PSE S.A. z wytwórcami, toteż prawie cały fragment rozważań dotyczących rynku kontraktowego poświęcili tym kontraktom. Za szczególnie istotne należy uznać propozycje dotyczące sposobu ustalania cen. W cytowanym dokumencie zakłada się, że wytwórcy posiadający kontrakty długoterminowe zawarte z PSE S.A. będą składali oferty sprzedaży na rynku ofertowym, przy czym proponowany mechanizm miał zapewnić sprzedaż przynajmniej minimalnej ilości zakontraktowanej energii. Ceny za dostarczoną energię miały być korygowane w taki sposób, aby cena zakupu/sprzedaży była równa cenie kontraktowej,

niezależnie od cen ustalonych na rynku ofertowym. W związku z powyższym rodzi się wątpliwość dotycząca celowości wprowadzania sprzedaży kontraktowej na rynek ofertowy, który z istoty rzeczy powinien charakteryzować się swobodnym kształtowaniem cen w zależności od ofert podaży oraz zapotrzebowania na energię elektryczną. Ponadto, warto zauważyć, że Autorzy niezbyt precyzyjnie rozgraniczają rynek kontraktowy od rynku ofertowego. Jeżeli miałyby to być dwa odrębne rynki, to nie wiadomo dlaczego energia zakupiona w tych kontraktach miałaby być oferowana na rynku ofertowym.

Rynek ofertowy. Drugim elementem składowym rynku energii elektrycznej miał być – w myśl cytowanego opracowania – Systemowy Ofertowy Rynek Energii Elektrycznej (SOREE). Do zadań tego elementu rynku zaliczono:

- zapewnienie fizycznej realizacji dostaw energii,
- zapewnienie zakupu niezbędnej ilości energii w sposób konkurencyjny,
- zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy wytwórczych oraz usług systemowych po konkurencyjnych cenach,
- koordynacja dostaw i przepływów w sieciach rozdzielczych.

Na SOREE zawierane miały być transakcje dotyczące części zapotrzebowania odbiorców na energię nie pokrytego dostawami w ramach umów bezpośrednich lub zakupionej na giełdzie, jak też zapotrzebowanie wynikające z niewywiązywania się stron z umów lub braku technicznych możliwości ich realizacji.

Istotnym założeniem organizacji omawianego rynku było założenie, że obrót na SOREE jest prowadzony za pośrednictwem przedsiębiorstwa przesyłowego, czyli PSE S.A., które miały kupować energię od wytwórców a następnie sprzedawać odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej.

Można zatem stwierdzić, że proponowany system był zbliżony do koncepcji angielskiego poolu.

Na podkreślenie w omawianym opracowaniu zasługuje to, że jego Autorzy przewidywali możliwość utworzenia w wyodrębnionych częściach sieci rozdzielczej rynków o zakresie zadań podobnym do zadań realizowanych przez SOREE. Szkoda, że tej koncepcji nie poświęcono więcej miejsca, gdyż mogła ona stanowić punkt wyjścia do budowy rynków lokalnych, które w procesie budowy rynkowego mechanizmu obrotu energią w skali całego kraju mogły i nadal mogą odegrać bardzo istotną rolę.

Rynek giełdowy. Trzecim elementem omawianej koncepcji jest rynek giełdowy. Giełda energii elektrycznej jest w myśl tej koncepcji segmentem rynku adresowanym do podmiotów zawierających kontrakty terminowe na sprzedaż/zakup energii elektrycznej.

Przedmiotem obrotu na giełdzie miały być dwa rodzaje kontraktów. Kontrakty terminowe zakupu/sprzedaży energii elektrycznej oraz tzw. kontrakty finansowe, których celem miało być optymalizowanie ryzyka związanego z kontraktami na fizyczne dostawy.

Scharakteryzowane wyżej propozycje nie doczekały się praktycznej realizacji. Można w związku z tym postawić pytanie, jakie czynniki zadecydowały o tym, że wprowadzenie rynkowych rozwiązań w sektorze elektroenergetyki opóźnia się. Naszym zdaniem na szczególne podkreślenie zasługują następujące powody.

Po pierwsze, omawiane rozwiązania koncentrują się na materialno-technicznych zagadnieniach handlu energią. Dla twórców omawianych propozycji zapewnienie technicznej sprawności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego ma pierwszoplanowe znaczenie. Kwestie ekonomiczne są jedynie sygnalizowane. Można odnieść wrażenie, iż są one poruszane jedynie dla samego odnotowania problemu. Tymczasem, mając świadomość wagi bezpieczeństwa energetycznego kraju, trzeba wyraźnie podkreślić, że problem zasadniczych reform sektora elektroenergetycznego ma przede wszystkim charakter ekonomiczny. Radykalne reformy podejmowane w świecie są nakierowane głównie na poprawę ekonomicznej efektywności sektora elektroenergetycznego, który musi zapewnić dostawy energii po cenach umożliwiających konkurencyjność gospodarki. Doświadczenie państw najbardziej zaawansowanych w reformowaniu elektroenergetyki wskazuje również, że mechanizmy rynkowe skutecznie rozwiązują także kwestię bezpieczeństwa energetycznego.

Po drugie, przedstawione w analizowanym opracowaniu koncepcje funkcjonowania giełdy energii elektrycznej są powierzchowne i budzą wiele niejasności. Dotyczy to zwłaszcza potrzeby uruchomienia, jak i charakteru giełdy. Ponieważ koncepcje rynku energii elektrycznej formułowane w tym okresie opierały się na koncepcji angielskiego poolu, to powstaje zasadnicze pytanie o zasadność tworzenia dodatkowego mechanizmu, dla którego, zważywszy na dużą rolę SOREE, praktycznie rzecz biorąc nie było miejsca na rynku. Jeżeli nawet jednak przyjmujemy celowość utworzenia giełdy, to jej koncepcja zaprezentowana w omawianym opracowaniu budzi wiele niejasności. Powstaje bowiem pytanie, czy giełda miałaby być jedynie giełdą terminową, czy też możliwe byłoby na niej zawieranie tzw. transakcji kasowych (rynek spot). Wydaje się, że nic nie stoi na przeszkodzie, aby na giełdzie były zawierane także transakcje kasowe. Przeniesienie całości transakcji z natychmiastową dostawą na rynek ofertowy miało chyba za zadanie utrzymanie pełnego monopolu PSE S.A. w obrocie energią elektryczną. Ograniczenie rynku giełdowego jedynie do transakcji terminowych w istocie rzeczy oznaczałoby, że ten segment rynku nie rozwinię się w ogóle, prowadząc do kompromitacji samej idei giełdy elektrycznej.

Wątpliwości budzą także niektóre stwierdzenia dotyczące terminowych transakcji finansowych i rzeczowych. Wprawdzie Autorzy odwołują się do rynku transakcji futures i prawdopodobnie taki rynek mają na myśli, to jednak proponowane rozwiązania nie

odpowiadają w pełni innym rynkom o tym charakterze. Przede wszystkim nie ma potrzeby ścisłego rozgraniczenia pomiędzy kontraktami finansowymi i kontraktami na dostawy. Na innych rynkach te same kontrakty mogą być wykorzystane zarówno do celów ubezpieczenia pozycji na rynku kasowym, jak też do fizycznych zakupów. Z reguły wprowadzając kontrakty te (futures) nie kończą się fizyczną dostawą przedmiotu kontraktu, ale wynika to raczej z wygody niż prawnych ograniczeń. Inaczej mówiąc, poza przypadkami, kiedy fizyczna dostawa przedmiotu kontraktu nie jest możliwa (np. kontrakty na indeksy giełdowe), posiadacze kontraktów mogą domagać się jego realizacji w formie fizycznej transakcji. Oczywiście przyjęte ostatecznie rozwiązania dotyczące sposobu rozliczenia transakcji futures (gotówkowe lub z fizyczną dostawą) mogą być różne, co może być podyktowane względami wygody, jednakże kategoryczne przeciwstawianie tych dwu form rozliczeń i wyodrębnianie na ich podstawie dwu rodzajów kontraktów nie ma uzasadnienia.

Po trzecie, w omawianym opracowaniu nie mówi się niemal w ogóle o tych czynnikach, które w rzeczywistości ograniczają możliwości stworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Jednym z tych najważniejszych czynników są kontrakty długoterminowe zwarte przez PSE S.A. z wytwórcami energii elektrycznej. Jak się szacuje około 70% energii elektrycznej sprzedawanej w kraju w 1999 r. było sprzedawane na warunkach określonych w tych kontraktach, przy czym w kilku następnych latach udział ten ma jeszcze wzrosnąć (np. w 2000 r. do 75%). Oznacza to, że główne elementy sytuacji w sektorze elektroenergetyki, które mają być poddane regulacji rynkowej zostały zdeterminowane kontraktami długoterminowymi, a zatem za pomocą narzędzi sprzecznych z logiką systemu rynkowego, zwłaszcza jeżeli weźmiemy pod uwagę nieprawidłowości, jakie zostały popełnione w trakcie zawierania tych kontraktów. Dopóki problem tych kontraktów nie zostanie rozwiązany, dopóty stworzenie faktycznego rynkowego mechanizmu regulacji w elektroenergetyce nie będzie możliwe.

Po czwarte, Autorzy projektu nie podejmują w ogóle problematyki przekształceń własnościowych sektora elektroenergetyki. Tymczasem funkcjonowanie rozwiązań rynkowych w warunkach dominacji publicznej formy własności jest utrudnione. Nie ulega wątpliwości, że w tych warunkach mechanizm rynkowy musi być korygowany w taki sposób, aby te ograniczenia uwzględnić. W warunkach rozproszonej własności prywatnej wiele problemów konkurencji rozwiązuje się niemal samoczynnie.

Po piąte, przedstawione propozycje mają bardzo ogólny, ogólnikowy wręcz charakter. Sprowadzają się one do hasłowego przedstawienia koncepcji zmian, z którymi nawet trudno jest dyskutować, gdyż praktycznie rzecz biorąc nie można wyrobić sobie na podstawie ich lektury zdania, jaki ma być przyszły model funkcjonowania sektora. Brak jest również harmonogramów wdrażania poszczególnych rozwiązań, instytucji i osób odpowiedzialnych za realizację poszczególnych zadań itp. Lektura opracowania rodzi wrażenie jakby zostało ono opracowane w ramach sektora, głównie przez PSE S.A., dla uspokojenia władz i opinii publicznej, że prace nad reformą elektroenergetyki trwają i są w poważnym stopniu zaawansowane.

Autorzy kolejnego opracowania koncepcji rynku energii elektrycznej w Polsce z kwietnia

1999 roku w większym stopniu uwzględniają te uwarunkowania, które uniemożliwiały wdrożenie rynkowych mechanizmów obrotu energią elektryczną, w związku z czym przedstawione w tym opracowaniu propozycje są bardziej dojrzałe. W porównaniu do wcześniej omawianej koncepcji, która opierała się na idei brytyjskiego poolu, w tym opracowaniu przyjmuje się koncepcję giełdy elektrycznej jako podstawowego mechanizmu równoważenia rynku i stanowienia racjonalnych ekonomicznie cen. Jest to bardzo istotna zmiana, zwłaszcza jeżeli weźmiemy pod uwagę istniejące uwarunkowania obrotu energią w Polsce wynikające z kontraktów długoterminowych. O ile bowiem można sobie wyobrazić funkcjonowanie rynku w formie brytyjskiego poolu przy tych ograniczeniach (choć w praktyce próba uruchomienia SOREE nie powiodła się), o tyle funkcjonowanie rynku giełdowego jest w tych warunkach niemożliwe. Zlikwidowanie lub co najmniej istotne ograniczenie, w taki czy inny sposób, kontraktów długoterminowych jest niezbędnym warunkiem uruchomienia giełdy energii elektrycznej, która spełniałaby istotne funkcje w zakresie kształtowania obrotu i cen energii elektrycznej.

Odwołując się do doświadczeń związanych z przebiegiem reformy elektroenergetyki Autorzy zauważają, że zainicjowana na początku lat 90. reforma była realizowana z dużymi zakłóceniami. Między innymi nie przeprowadzono konsolidacji sektora ze względu na opór załóg, zrezygnowano z uwolnienia cen energii elektrycznej od 1 stycznia 1994 roku, pogorszyła się sytuacja ekonomiczna elektroenergetyki ze względu na wzrost ceny węgla i stopniowe wprowadzanie podatku VAT, opóźniono rewaloryzację majątku i urealnienie odpisów amortyzacyjnych, itp. Równocześnie Autorzy dokumentu dostrzegają, że w wyniku rozpoczęcia praktycznej decentralizacji rynku energii elektrycznej poprzez zawieranie indywidualnych kontraktów spółek dystrybucyjnych z wytwórcami, a także w związku z przygotowaniem się do wejścia na zdecentralizowany rynek już ponad stu odbiorców, zwiększa się presja na przyspieszenie tworzenia instytucji, które byłyby w stanie taki zdecentralizowany rynek obsłużyć, zarówno w znaczeniu technicznym jak i finansowym.

Na marginesie tej ostatniej uwagi można stwierdzić, że jak dotąd dyskusje nad reformą sektora elektroenergetyki odbywają się bez udziału konsumentów energii elektrycznej. Praktycznie rzecz biorąc kwestia ochrony interesów konsumentów energii elektrycznej nie jest w ogóle przedmiotem dyskusji w analizowanych dokumentach; jest ona wzmiankowana tylko raz przy omawianiu zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Uruchomienie lobbingu, którego celem byłoby prezentowanie interesów odbiorców, mogłoby się przyczynić do wypracowania rozwiązań w większym stopniu ten interes uwzględniających. Można odnieść wrażenie, że dotychczas reforma sektora była jego wewnętrzną sprawą, dyskutowaną ewentualnie z organami władzy państwowej.

W omawianym dokumencie zmianie uległa w pewnym stopniu filozofia budowy rynku energii elektrycznej. O ile wcześniej dominowały względy techniczne, zwłaszcza zaś względy bezpieczeństwa energetycznego, o tyle w nowym dokumencie rolę poszczególnych ogniw sektora widzi się nieco inaczej. Przede wszystkim podkreśla się konieczność rozdzielenia zadań związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną pomiędzy poszczególne firmy. W dokumencie stwierdza się, że podstawowymi uczestnikami rynku energii elektrycznej są wytwórcy energii elektrycznej, jej odbiorcy finalni oraz różnego

rodzaju pośrednicy. Zadaniem firm sieciowych jest w tym modelu techniczna realizacja zawartych transakcji w taki sposób, aby zapewniony był swobodny dostęp do rynku energii elektrycznej dla różnych podmiotów. To założenie ma istotne znaczenie, gdyż jego realizacja zmieniałaby radykalnie układ sił na rynku energii elektrycznej w Polsce, który zdominowany jest obecnie przez PSE S.A. Zdefiniowanie i urzeczywistnienie roli firm przesyłowych i dystrybucyjnych jako podmiotów odpowiedzialnych za przesył i dystrybucję energii pozwoliłoby przystąpić do budowy rzeczywistego rynku energii elektrycznej.

Autorzy projektu wyróżniają dwa podstawowe segmenty rynku: rynki systemowe i rynki lokalne. Przy czym rynki systemowe są to rynki, na których transakcje zawierane są według zasad określonych dla całego kraju, natomiast rynki lokalne to rynki, na których zawierane są transakcje według zasad obowiązujących dla danego fragmentu sieci. Należy jednak podkreślić, że w dalszej części opracowania uwaga skoncentrowana jest na rynku systemowym; problem rynków lokalnych został pominięty całkowicie, co należy uznać za błąd, gdyż możliwość budowy systemowego rynku, działającego na zasadach konkurencyjnych jest w chwili obecnej mocno ograniczona. Można zatem postawić tezę, że w praktyce wdrażanie mechanizmów rynkowych będzie musiało rozpocząć się oddolnie, poprzez budowę rynków lokalnych.

Ze względu na przedmiot transakcji rynek dzielony jest na trzy elementy: rynek energii, rynek techniczny oraz rynek finansowy.

Rynek energii to rynek, na którym sprzedawana jest energia elektryczna potrzebna odbiorcy w określonej ilości i w określonym czasie. Na rynku energii ustalana jest jednostkowa cena energii dla każdej godziny doby handlowej lub nawet dla krótszych jednostek. Autorzy wyróżniają dwa sposoby równoważenia rynku i wyznaczania ceny: giełdowy, w którym następuje równoważenie ofert podaży z ofertami popytu oraz rynek ofertowy, na którym następuje równoważenie ofert podaży z zapotrzebowaniem.

Drugim elementem rynku jest **rynek techniczny**, który jest rynkiem usług związanych z dostawą energii, zapewniających odpowiednią jakość dostaw. Usługi jakościowe mogą być mogą połączone z usługami transportowymi oraz koordynacyjnymi tworząc tzw. usługę operatorską.

Trzecim elementem rynku jest **rynek finansowy**. W odróżnieniu od wcześniej omawianego dokumentu, w tym przypadku rynek finansowy (jako element rynku energii) zdefiniowany jest bardziej dokładnie, chociaż niektóre sformułowania i koncepcje nadal budzą pewne wątpliwości. Przedmiotem obrotu na rynku finansowym są, w myśl omawianego dokumentu, kontrakty terminowe oraz instrumenty pochodne. Autorzy wyodrębniają dwa rodzaje transakcji terminowych. Pierwszy stanowią tzw. transakcje grafikowe, czyli kontrakty, dla których określone są dla każdej godziny dostaw cena i ilość dostarczanej energii. Do tych kontraktów zaliczane są także takie kontrakty niegrafikowe, dla których ustalony jest sposób i procedury dochodzenia do godzinowego grafiku dostaw w dobie handlowej.

Pozostałe kontrakty terminowe określane są mianem kontraktów finansowych. Jak wynika z wcześniejszych uwag, kontraktami finansowymi są kontrakty nie posiadające godzinowo określonych dostaw i cen. Ponadto Autorzy, co również rodzi wątpliwości, odróżniają kontrakty pochodne (derywaty) od kontraktów na dostawę energii, kontrakty ubezpieczające oraz kontrakty potencjalne, nie precyzując dokładnie czym te kontrakty miałyby się charakteryzować. Takie zamieszanie terminologiczne nie jest konieczne, gdyż wzorem innych rynków towarowych lub finansowych wystarczyłoby mówić o trzech rodzajach kontraktów terminowych: zwykłych (dostawnych) kontraktach terminowych, kontraktach terminowych zorganizowanego rynku (kontraktach typu futures lub nierzeczywistych) oraz opcjach. Każdy z tych kontraktów może być wykorzystany do zagwarantowania rzeczywistej dostawy (odbioru) energii elektrycznej, jak też do celów zabezpieczenia ryzyka cenowego. Nie oznacza to, że przyjęte ostatecznie rozwiązania będą przewidywały możliwość finalizacji kontraktów futures lub opcji w formie fizycznej dostawy (odbioru) energii. Względy techniczne mogą przemawiać za przyjęciem rozwiązania polegającego na gotówkowym rozliczaniu tych kontraktów. Trzeba jednak podkreślić, że, wbrew temu co sugerują Autorzy, ten sposób rozliczania kontraktów futures i opcji (gotówkowy) nie jest immanentną cechą tych kontraktów.

Autorzy projektu zakładają, że główną instytucją obrotu energią będzie Systemowa Giełda Energii Elektrycznej – POLEX, która ma zapewnić swobodę w zaspokajaniu potrzeb energetycznych oraz sprzedaży wytwarzanej energii według jednakowych dla wszystkich uczestników obrotu zasad. Systemowa Giełda Energii Elektrycznej wraz z Operatorem Systemu Przesyłowego tworzą podstawową infrastrukturę rynku energii elektrycznej oraz zapewniają bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Zgodnie z założeniami omawianego dokumentu w ramach Systemowej Giełdy Energii Elektrycznej działać będą trzy rynki: ENERGOSPOT, ENERGOBAS i ENERGOTERMIN.

ENERGOSPOT. Podstawowym rynkiem w ramach Systemowej Giełdy Energii Elektrycznej jest rynek transakcji kasowych (natychmiastowych, spot). ENERGOSPOT jest zatem rynkiem, na którym zawierane są transakcje na fizyczną dostawę energii na następną dobę. Przedmiotem obrotu mają być jednogodzinne kontrakty na dostawę energii elektrycznej. Notowania na rynku ENERGOSPOT dokonywane będą według jednolitego kursu dnia. Mechanizm przekazywania zleceń oraz ustalania cen energii na dany dzień wzorowane są na rozwiązaniach zastosowanych w odniesieniu do notowań w systemie jednolitego kursu dnia na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Zasadnicza różnica polega na tym, że o ile na GPW ustalany jest jeden kurs dla danego dnia, to w przypadku rynku ENERGOSPOT ustalany będzie odrębny kurs dla każdego z 24 kontraktów godzinnych. Wzorem GPW przewiduje się także uruchomienie swego rodzaju dogrywek w formie tzw. sesji bilansującej²⁸⁾.

ENERGOBAS. Drugim elementem Systemowej Giełdy Energii Elektrycznej jest rynek ENERGOBAS, który według cytowanego opracowania stanowi uzupełnienie lub element rynku ENERGOSPOT. Charakteryzując ten rynek Autorzy ograniczają się do stwierdzenia, że działa on na takich samych zasadach, jak rynek kasowy z tą różnicą, że obejmuje on nie 24

jednogodzinne kontrakty a tylko jeden na konkretną godzinę. Przy tak lapidarnym i niejasnym opisie funkcji, jakie ten rynek ma spełniać oraz zasad jego organizacji trudno jest dokonać oceny proponowanych rozwiązań. Nie jest jasne, czy rynek ENERGOBAS ma być instytucjonalnie wyodrębnioną częścią giełdy, czy też wyodrębnienie to dotyczy czasu zawierania transakcji.

ENERGOTERMIN. Trzecim, bardzo ważnym elementem Systemowej Giełdy Energii elektrycznej ma być rynek terminowy. Należy jeszcze raz podkreślić, że w analizowanym dokumencie rynek terminowy został zdefiniowany bardziej precyzyjnie i dokładniej niż w dokumencie omawianym wcześniej²⁹⁾. Pojęcie kontraktu terminowego zdefiniowano w sposób klasyczny, jako kontrakt zawarty na przyszłą dostawę określonej ilości towaru w określonym czasie w przyszłości po cenach wynegocjowanych w momencie zawierania kontraktu. Tak rozumiany kontrakt terminowy umożliwia przede wszystkim zagwarantowanie poziomu cen na przyszłe dostawy określonych dóbr. Pozwala to wyeliminować, zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy, niepewność co do przyszłego poziomu cen, a co za tym idzie wyeliminować ryzyko cenowe. Jeżeli obrót ma być dokonywany za pośrednictwem giełdy, to przedmiotem obrotu winny być kontrakty standaryzowane, określane mianem kontraktów futures (kontraktów nierzeczywistych lub kontraktów zorganizowanego rynku). Kontrakty niestandaryzowane (kontrakty forward) są zawierane poza giełdą i są we wszystkich swych elementach przedmiotem negocjacji pomiędzy zainteresowanymi stronami³⁰⁾.

Techniczne rozwiązania w zakresie obrotu kontraktami terminowymi nawiązują do standardów przyjętych na giełdach derywatów na inne dobra materialne lub instrumenty finansowe. Ponieważ jednak w opracowaniu nie przedstawiono szczegółowej konstrukcji kontraktu, toteż trudno jest do końca ocenić racjonalność proponowanych rozwiązań. Można jedynie wskazać, że występują pewne nieścisłości w rozważaniach dotyczących ustalania poziomu marży w poszczególnych momentach okresu istnienia kontraktu, sposobu jego rozliczania w dniu wygaśnięcia itp. Błędnie interpretowany jest tzw. proces marking to market, który polega na porównywaniu ceny kontraktu zawartego wcześniej do ceny zamknięcia w danym dniu, a nie, jak piszą Autorzy, do ceny rynku kasowego. Na rynku kontraktów futures ceny w tych kontraktach mogą różnić się istotnie od cen rynku kasowego w trakcie życia danego kontraktu, natomiast z reguły zbliżają się do cen rynku kasowego wraz ze zbliżaniem się terminu wygaśnięcia kontraktu. W dniu wygaśnięcia cena rynku terminowego musi równać się (być bardzo bliska) cenie rynku kasowego, gdyż w przeciwnym razie pojawiłyby się możliwości arbitrażu, tj. równoczesnego zakupu i sprzedaży na rynku kasowym i terminowym, przynosząc zysk bez ryzyka, co według standardowej teorii ekonomicznej nie może mieć miejsca w konkurencyjnym środowisku, a przynajmniej taki stan nie może utrzymywać się w dłuższym okresie³¹⁾.

Kolejnym dokumentem zawierającym koncepcję budowy rynku energii elektrycznej w Polsce jest dokument z maja 1999 r. Założenia metodologiczne oraz propozycje rozwiązań praktycznych w istocie rzeczy nie różnią się od zawartych we wcześniejszym opracowaniu. Z tego względu nie będziemy ich tu szczegółowo omawiać. Zwrócimy natomiast uwagę na

te kwestie, które były ujęte w poprzednim opracowaniu w sposób błędny i nie zostały skorygowane oraz na pewne nowe elementy, które znalazły się w tym opracowaniu.

Przede wszystkim należy powtórzyć zastrzeżenie dotyczące pewnych pojęć związanych z rynkiem giełdowym, które są przez Autorów opracowania używane błędnie. Dotyczy to tak podstawowego określenia jak określenie rynków terminowych, które w obu opracowaniach zostało zastąpione pojęciem rynku przyszłościowego. Oczywiście tłumaczenie angielskiego terminu futures market jako rynku przyszłościowego jest z językowego punktu widzenia dopuszczalne. Chodzi jednak o to, że w polskiej literaturze i praktyce na określenie tego rynku przyjęła się nazwa rynku terminowego. Podobnie jest z pojęciem tzw. kontraktów indywidualnych, które nie jest stosowane w polskiej nomenklaturze ekonomicznej, a które prawdopodobnie odpowiada angielskiemu pojęciu forward contract, a nie pojęciu OTC (over the counter). Podnosząc te kwestie terminologiczne nie chodzi nam tyle o względy czystości językowej, ile o względy merytoryczne. Można bowiem wyrazić uzasadnione obawy, że Autorzy projektując podstawy rynku energii elektrycznej w Polsce o określonej strukturze nie rozumieją podstawowych pojęć, instrumentów i mechanizmów, które proponują wdrożyć. W efekcie nie jest wiadome, czy proponowane rozwiązania oznaczają rzeczywiście to, co pod ogólnie przyjętymi pojęciami jest rozumiane w świecie, czy też zmierzamy do wypracowania specyficznych polskich rozwiązań.

W obu opracowaniach niezbyt jasno pokazana jest zależność pomiędzy giełdą energii elektrycznej oraz Systemowym Optymalizująco–Bilansującym Rynkiem Energii Elektrycznej (SOBREE), który ma być narzędziem bilansowania i optymalizacji systemowego rynku kontraktowego przez operatora systemu przesyłowego, czyli PSE S.A. W omawianych opracowaniach w ogóle nie jest wymieniana nazwa SOBREE, natomiast kluczowa dla funkcjonowania rynku kwestia powiązań pomiędzy operatorem systemu przesyłowego oraz giełdą elektryczną (POLEX) została skwitowana kilkoma zdaniem. Nieuwzględnienie powiązań rynku giełdowego z tak ważnym ogniwem systemu energetycznego jest o tyle niepokojące, że w PSE S.A. powstało obszerne opracowanie poświęcone modelowi bilansowania i optymalizacji kontraktowego rynku energii elektrycznej³²⁾.

Ze względu na obszerność wspomnianego wyżej opracowania oraz przewagę kwestii technicznych nie będziemy dokonywać szczegółowej jego analizy, ograniczymy się natomiast do wskazania niektórych kwestii, które mogą mieć znaczenie dla kształtowania rynku energii elektrycznej.

Po pierwsze, trzeba zwrócić uwagę na istotną rozbieżność pomiędzy deklarowaną rolą firm sieciowych a rolą rzeczywistą, jaką w systemie musiałyby pełnić PSE S.A., gdyby zrealizowane zostały niektóre z proponowanych koncepcji. Zasadnicza rozbieżność dotyczy roli operatora systemu, który w myśl koncepcji budowy rynku energii elektrycznej ma się ograniczyć do technicznych funkcji realizatora transakcji, natomiast zgodnie z koncepcją SOBREE PSE S.A. ma pełnić funkcję aktywnego uczestnika rynku kreującego ceny.

Po drugie, trudno jest sobie wyobrazić mechanizm kształtowania cen na energię elektryczną oraz pełnienie przez ceny funkcji informacyjnej, bodźcowej, alokacyjnej itp. Przy

analizowanych propozycjach rozwiązań rynek energii elektrycznej byłby podzielony na trzy odrębne, luźno z sobą powiązane rynki: rynek kontraktowy (kontraktów długoterminowych), rynek giełdowy i rynek bilansujący. Na każdym z tych rynków kształtowane byłyby odrębne ceny, przy czym brak jest mechanizmów powiązań między tymi rynkami, a ściślej rzecz ujmując rynki te charakteryzują się odrębnymi mechanizmami kształtowania cen, w związku z czym impulsy cenowe z jednego rynku byłyby trudno transformowalne na inne rynki, z tego chociażby względu, że uczestnicy rynku mieliby ograniczoną możliwość wyboru rynku, na którym chcą zawierać transakcje. Można zatem stwierdzić, że wadą proponowanych rozwiązań jest nie tyle wielość rynków (ta może być korzystna) ile to, że są to rynki o odmiennej logice działania.

Po trzecie, kontrakty długoterminowe i SOBREE wyczerpywałyby niemal cały obrót energią elektryczną, należy zatem powtórzyć stawiane wcześniej pytanie, czy w tych warunkach istnieje miejsce dla rynku giełdowego. Autorzy omawianych koncepcji dużą rolę przypisują rynkowi terminowemu (instrumentom pochodnym), który ma być istotnym elementem planowanych rozwiązań. Nie za bardzo chyba jednak rozumieją charakter koniecznych związków, jakie muszą występować między rynkiem transakcji kasowych a rynkiem kontraktów futures. Trzeba zatem z całą mocą podkreślić, że sens dla uruchamiania rynku terminowego (instrumentów pochodnych) istnieje tylko wtedy, gdy ceny za rzeczywiste dostawy energii kształtowane są na rynku w wyniku gry podaży i popytu. Ceny za energię określone w kontraktach długoterminowych z natury rzeczy nie spełniają tego warunku, a zatem przydatność tego segmentu rynku z punktu widzenia potrzeb rynku terminowego jest wątpliwa. To samo można powiedzieć o rynku bilansowym, na którym ceny odzwierciedlają raczej bieżące wymagania (ograniczenia) systemu elektroenergetycznego a nie ekonomiczne relacje między podażą i popytem na energię elektryczną.

Wskazując na różnice pomiędzy analizowanymi koncepcjami rynku energii elektrycznej w Polsce (z kwietnia i maja 1999 r.) należy podkreślić, iż opracowanie późniejsze zawiera harmonogram działań niezbędnych, zdaniem Autorów, do wdrożenia proponowanych rozwiązań, jak też wskazuje na zadania podmiotów i urzędów centralnych w tym procesie.

5.2. Giełda Energii S.A. – pierwsze doświadczenia³³⁾

W dniu 1 lipca 1999 roku Minister Skarbu Państwa ogłosił przetarg na wybór konsorcjum, które podjęłoby się zorganizować i prowadzić giełdę energii elektrycznej w Polsce. 1 października 1999 roku przetarg został rozstrzygnięty, a zadanie utworzenia giełdy zostało powierzone konsorcjum pod przewodnictwem Elektrim S.A. W skład konsorcjum, obok Elektrimu i Skarbu Państwa, wchodzi kilkanaście krajowych i zagranicznych instytucji związanych z wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną (m.in. PSE S.A., GPW S.A., ZE PAK S.A., Elektrownia Opole S.A., Elektrownia Bełchatów S.A., PKP, Bergen Energi S.A., Endesa S.A.). Łącznie w skład konsorcjum wchodzi 18 podmiotów. W dniu 29 listopada podpisany został akt założycielski spółki Giełda Energii S.A., a 7 grudnia 1999 – jej rejestracja.

Giełdowy rynek energii jest jednym z segmentów hurtowego handlu energią, w skład

którego wchodzi, obok giełdy, rynek kontraktowy i rynek bilansujący. Można zatem stwierdzić, że ogólny kształt hurtowego obrotu energią jest zbliżony z założeniami rynkowej reformy sektora elektroenergetycznego, które szerzej były omawiane w poprzednim podpunkcie.

W myśl statutu Giełdy Energii S.A. uczestnikami giełdowego rynku energii mogą być:

- wytwórcy energii elektrycznej,
- spółki dystrybucyjne,
- odbiorcy pozataryfowi, firmy hurtowego obrotu energią jako pośrednicy w handlu energią.

W chwili obecnej uczestnikami giełdy jest 38 podmiotów. Jak dotąd są to wyłącznie wytwórcy energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa obrotu energią (spółki dystrybucyjne).

Zgodnie z założeniami obrót energią elektryczną na giełdzie ma być dokonywany w ramach 3 rynków:

- Rynek Dnia Następnego,
- Rynek Dnia Bieżącego,
- Rynek Terminowy.

Rynek Dnia Następnego, to rynek na którym zawierane są transakcje na fizyczną dostawę energii w dniu następnym po dniu sesji giełdowej. Rynek ten składa się z 24 niezależnych, oddzielnych rynków, na których uczestnicy mogą swobodnie kupować i sprzedawać energię w zależności od posiadanych mocy lub zapotrzebowania.

Dwa pozostałe rynki nie zostały, jak dotąd, uruchomione. Na Rynku Dnia Bieżącego transakcje odbywać się będą w horyzoncie czasowym nie dłuższym niż najbliższe 24 godziny. Jego funkcją będzie elastyczne dostosowywanie bieżących obciążeń wytwórców oraz handel nadwyżkami lub niedoborami energii, które pojawią się w ciągu dnia. Z kolei Rynek Terminowy ma obejmować dwa do pewnego stopnia odrębne rynki: Rynek Fizyczny i Rynek Finansowy. Rynek Finansowy ma za zadanie przede wszystkim dostarczyć

instrumenty niezbędne do zarządzania ryzykiem. Rynek dostaw fizycznych ma za zadanie zapewnić pokrycie zapotrzebowania na energię w dłuższej perspektywie czasowej. Jakkolwiek z dostępnych materiałów nie wynika to jednoznacznie, to należy sądzić, iż pierwszy z tych rynków będzie rynkiem transakcji forward, natomiast drugi rynkiem transakcji futures.

Składanie zleceń zakupu bądź sprzedaży energii elektrycznej rozpoczyna się na 6 dni przed dniem dostawy ($n - 6$), czyli dniem, w którym energia zaoferowana i zakontraktowana w dniu poprzednim (Dzień Obrotu) zostanie dostarczona i odebrana przez strony transakcji. Zlecenia na sprzedaż bądź zakup energii elektrycznej mogą być składane do godziny 8:00 dnia poprzedzającego dzień dostaw ($n - 1$), zwanym Dniem Obrotu. W dniu tym Giełda Energii (o godz. 8:30) udostępnia uczestnikom wstępne informacje o wynikach określenia kursu energii elektrycznej w danym dniu. Do godziny 8:45 uczestnicy rynku mogą składać sprzeciw co do wyników określenia kursu w danym dniu. Ostateczny kurs podawany jest do wiadomości o godz. 9:00. W kolejnych godzinach pomiędzy uczestnikami giełdy oraz giełdą wymieniane są informacje dotyczące rozliczenia sesji.

Kurs energii elektrycznej ustalany jest w podobny sposób, jak w systemie jednolitego kursu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Napływające na giełdę zlecenia kupna i sprzedaży są szeregowane według stopnia łatwości ich wykonania, a następnie wyznaczany jest kurs, który równoważy podaż i popyt na energię elektryczną w danym dniu, przy dążeniu do maksymalizacji wolumenu obrotu. Oznacza to, że na danej sesji:

- a. Zlecenia sprzedaży z ceną poniżej ceny RDN dla danej strefy będą zrealizowane. Żadne zlecenia sprzedaży z ceną powyżej ceny strefowej nie zostanie zrealizowane w tej strefie.
- b. Zlecenia kupna z ceną powyżej ceny RDN dla danej strefy będą zrealizowane. Żadne zlecenie kupna w tej strefie z ceną poniżej ceny strefowej nie zostanie zrealizowane w tej strefie.
- c. W niektórych przypadkach określenie kursu nie doprowadzi do pełnej realizacji przyjętych zleceń kupna lub sprzedaży po cenie równej danej cenie strefowej.

Dnia 1 lipca 2000 roku odbyła się pierwsza sesja giełdowa, na której sprzedawano i kupowano energię elektryczną. Obroty na tej sesji wyniosły nieco mniej niż 2000 MWh. W kolejnych dniach wolumen obrotu ulegał znacznym wahaniom, jakkolwiek nadal jest to obrót niewielki w stosunku do ogólnego obrotu energią elektryczną w kraju. W całym okresie objętym analizą (od 1 lipca do 24 listopada) łączny obrót energią na giełdzie wyniósł 476858 MWh. Przeciętne obroty dzienne wyniosły zatem około 3300 MWh, a więc w przybliżeniu około 1% dziennej zużycia energii elektrycznej w kraju. Wyrażane przed uruchomieniem giełdy obawy, że może ona mieć w istniejących warunkach

instytucjonalnych marginalne znaczenie wydają się zatem uzasadnione. Niepokój budzi także i to, że wśród uczestników rynku można spotkać opinie, że PSE S.A., faktyczny monopolista na rynku energii elektrycznej, blokuje handel energią elektryczną na giełdzie. Działaniami PSE S.A. tłumaczy się m.in. fakt, że w październiku odbyły się 4 sesje giełdowe, w trakcie których nie zanotowano żadnego obrotu³⁴⁾. Nie wnikając w przyczyny niskich giełdowych obrotów energią elektryczną, należy niewątpliwie stwierdzić, że obrót ten, nawet uwzględniając istniejące ograniczenia instytucjonalne (kontrakty długoterminowe), ma marginesowe znaczenie.

Dla oceny efektywności i skuteczności giełdowego obrotu energią istotne znaczenie, obok sygnalizowanego wyżej wolumenu obrotu, mają kursy. W analizowanym okresie giełdowe ceny energii kształtowały się w granicach od 78 zł do 102,50 zł, a średnia ważona cena w tym okresie ukształtowała się na poziomie 96,88 zł. Były zatem niższe niż ceny w obrocie dokonywanym na innych rynkach. Dla porównania można podać, iż w pierwszej połowie 2000 roku przeciętne ceny energii elektrycznej sprzedawanej w kraju kształtowały się na poziomie 127,18 zł, a ceny w obrocie realizowanym na podstawie kontraktów długoterminowych – 135,09 zł. Można zatem stwierdzić, że średnia cena giełdowa stanowi około 76% przeciętnej ceny osiągananej na innych rynkach oraz około 71,7% ceny w transakcjach zawieranych w oparciu o kontrakty długoterminowe. Należy ponadto podkreślić, iż tylko jeden z producentów energii elektrycznej sprzedaje energię po cenie niższej niż średnia cena giełdowa (83,9 zł średnia dla całej sprzedanej energii oraz 83,02 zł – cena w kontrakcie długoterminowym).

Scharakteryzowane wyżej relacje cenowe skłaniają do postawienia pewnych wniosków, jakkolwiek muszą być one niezwykle ostrożne ze względu na bardzo krótki okres funkcjonowania giełdy oraz minimalna wielkość obrotów. Przede wszystkim, mając świadomość tych ograniczeń, można stwierdzić, że giełdowa cena energii może stanowić orientacyjny punkt odniesienia do rozważań dotyczących rynkowej ceny energii elektrycznej w Polsce. Prawdopodobnie jednak, przy istniejących uwarunkowaniach technicznych, organizacyjnych, systemowych oraz istniejącym systemie bodźców cena ta musiałaby się ukształtować na nieco wyższym poziomie. Jeżeli jednak giełdowy, czy też szerzej – wolny obrót energią w kraju objąłby przeważającą część rynku, to przy istniejących nadwyżkach mocy musiałaby ujawnić się silna presja na spadek cen – ceny uzyskiwane w obrocie giełdowym zdają się wskazywać na możliwą do osiągnięcia granicę tego spadku.

Analizując poziom cen uzyskiwanych w obrocie giełdowym należy także mieć na uwadze niebezpieczeństwo, że w obrocie giełdowym znajdzie się energia z elektrowni starych o wyeksploatowanym majątku, produkujących energię po niższych kosztach, ale w sposób bardzo uciążliwy dla środowiska. Wydaje się jednak, że niebezpieczeństwo to może być wyeliminowane za pomocą racjonalnego systemu opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego, które winny czynić produkcję uciążliwą dla środowiska nieopłacalną ekonomicznie.

²⁷⁾ *System Opłat Kompensacyjnych neutralizujący skutki kontraktów długoterminowych*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, czerwiec 2000 r.

²⁸⁾ Autorzy omawianego projektu nie precyzują jednak, jak kształtowałyby się relacje pomiędzy dogrywkami giełdowymi i rynkiem SOBREE. Nie wiadomo, czy ta propozycja oznacza, że istniałyby dwa mechanizmy równoważące rynek.

²⁹⁾ Należy jednak zwrócić uwagę, że Autorzy dokumentu nie są konsekwentni i przedstawiają nieco inne definicje rynku terminowego na str. 14, 17 i 32, co nadal jest przyczyną niepotrzebnego zamieszania terminologicznego, utrudniającego racjonalną dyskusję.

³⁰⁾ Warto jednak w tym miejscu przypomnieć, że ta uniwersalna dotąd zasada rozgraniczenia pomiędzy rynkiem forward i futures została złamana na terminowym rynku (ELTERMIN) giełdy skandynawskiej (Nord Pool ASA), gdzie wprowadzono kontrakty określane mianem forward, które są standaryzowane, a obrót nimi dokonuje się za pośrednictwem giełdy.

³¹⁾ Por. J. Hull, *Kontrakty terminowe i opcje*, WIG PRESS, Warszawa 1998, s. 25-28.

³²⁾ Por. *Rynek energii elektrycznej w Polsce. Model bilansowania i optymalizacji kontraktowego rynku energii elektrycznej*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa 1999 r.

³³⁾ Ten punkt opracowano na podstawie informacji z: <http://www.polpx.pl>

³⁴⁾ zob. <http://www.cire.pl/GE/chart.cgi>

[\[III.3. Kontrakty długoterminowe. Finansowe ... \]](#) [\[Spis treści \]](#) [\[Aneks statystyczny \]](#)

Data publikacji : 08.08.2005

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