

Jacek Malko
Aleksander Weron

Rynek energii elektrycznej; Mechanizmy funkcjonowania.

W wielu krajach, łącznie z USA, sektor elektroenergetyki podlega głębokiej restrukturyzacji, lecz proces ten nadal znajduje się w fazie początkowej. W pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej jest zjawiskiem całkowicie nowym, a istniejące rynki nie zostały jeszcze poddane próbie funkcjonowania w warunkach deficytu. Przyjęte w Polsce podejście, zawarte w ustawie Prawo energetyczne, przesądza o rynkowym traktowaniu energii elektrycznej, lecz przy równoczesnym poddaniu sektora działalności regulacyjnej (URE).

0. Wstęp

W wielu krajach UE narodowe prawa energetyczne, wprowadzające Dyrektywę 96/92, znajdują się jeszcze w różnych fazach procesu legislacyjnego, ale istniejący stan prawny i uzgodnienia przejściowe stworzyły stan w którym de facto Dyrektywa została wprowadzona, a prawo podąża za nią. Skandynawia, Wielka Brytania i Niemcy już niemal w całości otworzyły rynek na konkurencję i wymagane Dyrektywą 25. procentowe otwarcie zostało znacznie przekroczone już na starcie. Oznacza to, że około 60% rynku energii elektrycznej UE będzie podlegać konkurencji od samego początku, [1]. Ważnymi impulsami rozwoju europejskiego rynku energii elektrycznej jest niewątpliwie otwarcie 24 maja br giełdy Amsterdam Power Exchange - APX, oraz planowane uruchomienie transakcji futures dla energii elektrycznej na giełdzie frankfurckiej. Na tle tak gwałtownego przyspieszenia w krajach unijnych pomimo braku "osłony legislacyjnej" zaniepokojenie budzi opieszałość w tworzeniu krajowych struktur rynkowych mimo istnienia pełnego i prorynkowego ustawodawstwa (Prawo energetyczne i rozporządzenia towarzyszące). Według prezesa URE Leszka Juchniewicza "tworzenie giełdy energii nie ma sensu, jeśli wcześniej nie rozwiąże się problemu kontraktów długoterminowych zawartych między elektrowniami a PSE SA". Natomiast, zdaniem Roberta Rameau – przedstawiciela amsterdamskiej giełdy energetycznej APX "kontrakty długoterminowe nie stanowią przeszkody do utworzenia giełdy energii elektrycznej".

Mimo, że w Polsce od 1992 r. trwają dyskusje nad modelami rynku energii, nie wypracowano dotąd płaszczyzny współdziałania ponad podziałami. Dopiero niedawne porozumienie trzech ministrów (MF, MG i MSP) jest zapowiedzią przerwania tego stanu. W tym kontekście warto wspomnieć o ważnym spotkaniu zorganizowanym w Warszawie przez Bank Światowy 12 maja br, na którym Prof. Stephen C. Littlechild – światowy autorytet w zakresie rynku energii elektrycznej - wyraźnie odrzucił ten często w Polsce powtarzany zarzut. Problem kontraktów długoterminowych nie jest specyficznym nieszczęściem polskim. Przez podobne problemy przeszło wiele krajów dużych i małych na drodze trudnych negocjacji umów długoterminowych i nas to też czeka. Łączna ilość zakontraktowanej przez PSE S.A. energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach w roku bieżącym wynosi około 82 000 GWh co stanowi ok. 70% ogólnego rynku energii elektrycznej. W latach następnych ilość zakontraktowanej energii elektrycznej w firmach wytwórczych wzrasta do 75%.

Kontrakty długoterminowe budzą kontrowersje w dwóch aspektach: możliwości szerszego otwarcia rynku energii jak i ich wpływu na bilans finansowy sektora. Dwa popularne poglądy głoszą, że sektora energetycznego nie stać

było na prowadzenie inwestycji proekologiczno-odtworzeniowych ze względu na zbyt duże obciążenie finansowe (np., Elektrownia Turów zawarła w 1994 r. kontrakt na zakup mocy i energii elektrycznej w latach 1995-2015 w celu realizacji inwestycji polegającej na wymianie kotłów na kotły fluidalne w blokach 1-6 i modernizację bloków 8-10) oraz, że rynek energii nie rozwinie się bez sprzedaży kontraktów długoterminowych. Tymczasem, główną rzeczywistą przyczyną napięć w bilansie finansowym sektora jest fakt utrzymywania wzrostu cen energii elektrycznej (bez VAT) poniżej inflacji przez cztery kolejne lata 1995-98.

Zadłużenie elektrowni z tytułu realizacji inwestycji wyniesie na koniec 1999 r. 11.5 mld PLN, z czego na Elektrownię Opole przypada 5.8 mld PLN. W br wydatki kapitałowe związane tylko z obsługą zadłużenia szacowane są na 1.8 mld PLN. Planowane kalkulacyjne niedobory sektora w br wynosiły około 2.6 mld PLN. Przy takim poziomie - według ekspertów - możliwe było jeszcze zachowanie równowagi finansowej. Tymczasem, ze względu na efekt opóźnień w zatwierdzaniu taryf przez URE niedobór wyniesie ponad 3 mld PLN. Zatem utrzymanie równowagi finansowej nie będzie możliwe i koniecznym staje się restrukturyzacja finansowa. W takich warunkach należy się spodziewać wykorzystania doświadczeń sektora finansowego i zastosowania rozwiązań z zakresu instrumentów dłużnych oraz inżynierii finansowej.

1. Rynek energii elektrycznej a rynek finansowy

Uwzględniając, iż na rynku energii elektrycznej funkcjonują podmioty, zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją tej energii, jak też operatorzy i podmioty zajmujące się obrotem energią, przyjąć można następujące determinanty idealnego rynku energii elektrycznej:

- funkcjonowanie na rynku wytwórców wielu podmiotów, których udział w rynku może być zróżnicowany,
- podmioty będące właścicielami sieci elektroenergetycznej ze względu na ich monopolistyczną pozycję nie konkurują między sobą, a ich przychody objęte regulacją zapewniają niezawodność dostarczania energii elektrycznej, a także rynkowy zwrot z zaangażowanych kapitałów,
- taryfy za wykorzystanie sieci będą uwzględniać opłaty operatorskie, uiszczane na rzecz podmiotów pełniących funkcje operatorskie w przypadku ich zlecenia podmiotom zewnętrznym, (nie będących właścicielami sieci),
- na rynku funkcjonuje wiele podmiotów zajmujących się obrotem energią elektryczną, które konkurują między sobą,
- występuje pełen dostęp do informacji w zakresie cen energii u jej wytwórców, taryf przesyłowych, cen usług systemowych itd.

Nadrzędnym celem funkcjonowania idealnego rynku energii elektrycznej jest zapewnienie jej racjonalnych cen dla klienta, dostaw energii o wysokich parametrach jakościowych oraz zagwarantowanie rynkowych rentowności podmiotów funkcjonujących w elektroenergetyce.

Zauważyć można, iż opisane cechy specyficzne funkcjonowania rynku energii elektrycznej mają z dawna ustalone odpowiedniki na rynku finansowym. Zatem nic dziwnego, że rozwijający się intensywnie polski sektor finansowy wykazuje pewne zainteresowanie energią elektryczną. Energia elektryczna jest bowiem bardzo dobrym instrumentem podstawowym dla instrumentów pochodnych. Duża zmienność cen na rynku zmusza producentów i dużych konsumentów energii do zabezpieczenia się przed stratami. W najbliższym czasie polska elektroenergetyka stanie w obliczu silnej konkurencji ze strony europejskiego rynku energii elektrycznej oraz ze strony innych sektorów w krajowym kompleksie paliwowo-energetycznym. Tymczasem polskie spółki dystrybucyjne w istniejącej obecnie strukturze organizacyjnej nie są w

stanie walczyć o odbiorców na konkurencyjnym rynku dostawców. Wydaje się, że przyczyną jest konieczność wykonywania podwójnej roli przez te spółki: operatora oraz dostawcy energii. Obserwowane obecnie blokowanie powstawania silnych przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną zależnych od polskich spółek dystrybucyjnych w sytuacji, gdy URE wydał już koncesje m.in. dla takich firm jak: Eastern Electric, Electrim Volt, Enron, PSE Electra czy Vattenfall, napewno nie leży w żywotnym interesie 33 spółek dystrybucyjnych.

2. Wyjątkowość rynku energii elektrycznej

Jest regułą dla wielu konkurencyjnych dziedzin, że nierównowaga popytu i podaży jest bilansowana przez zapasy. Rynek energii elektrycznej jest na sposób wieloraki *rynkem czasu rzeczywistego* i ponadto funkcjonującym według specyficznych reguł: energia musi być dostarczona w chwili, gdy pojawi się zapotrzebowanie, bowiem możliwości magazynowania są niewielkie. Oznacza to, iż wiele mechanizmów finansowych, używanych obecnie w innych dziedzinach wytwórczości, cechuje się dla elektroenergetyki znacząco odmienną dynamiką w czasie. Na rynku energii elektrycznej *większość* transakcji finansowych realizowana jest w formie obrotu energią z uwagi na realia zysk/korzyść. Przykładowo będące przedmiotem obrotu transakcje bilateralne są częściowo realizowane przez strony, zawierające kontrakt dwustronny, a częściowo na drodze fizycznej sprzedaży/kupna energii na rynku natychmiastowym. Bilansowanie produkcji z zapotrzebowaniem nawet w transakcjach dwustronnych oznacza fizyczną dostawę przez uczestników rynku po stronie podażowej. Te ogólne prawidłowości i problemy, dotyczące wpływu istniejących mechanizmów finansowych na zachowania rynkowe na rynku energii elektrycznej nie są jeszcze rozpoznane w stopniu dostatecznym.

Jedną z możliwych niejednoznaczności, występującej pomiędzy rynkiem finansowym a rynkiem energii w kategoriach dostawy, wynika z kontraktowania raczej energii, nie zaś mocy (zainstalowanej, dyspozycyjnej,...). Może to mieć pewne skutki w zakresie mocy regulacyjnej (udział w ARCM). Z uwagi na niemożność oddzielenia procesów fizycznych (rzeczywiste przepływy mocy, skutkujące wymianą energii) i finansowych rozważa się następujące struktury obrotu energią.

- Obowiązkowy obrót z powiadomieniem o wyprzedzeniu dobowym, bez transakcji dwustronnych (tzn. wyłącznie spot market).
- Opcjonalna wymiana zarówno w formie kontraktów dwustronnych jak i "spot market", transakcje ściśle fizyczne, bez możliwości zbywania.
- Opcjonalna wymiana z opcją kontraktowych powiązań z innymi uczestnikami rynku.
- Opcjonalna wymiana obejmująca kontrakty dwustronne, rynek natychmiastowy i kontrakty długoterminowe.

Szczególną cechą rynku energii elektrycznej, *ryнку czasu rzeczywistego*, jest znacząca sprzeczność pomiędzy dużą zmiennością cen chwilowych a możliwością przewidywania efektywnych cen za energię. Podczas gdy problemy wpływu specyficznej struktury rynku (np. pool czy kontrakty dwustronne) są identyczne jak dla innych sektorów gospodarki, to brak możliwości magazynowania tworzy problemy zarządzania nierównowagą zapotrzebowanie/dostawa w czasie rzeczywistym. Zasadniczym obszarem dyskusji na temat

rynkowych struktur sektora elektroenergetyki pozostaje podstawowy rynek energii elektrycznej, natomiast mniejszą wagę przykładano do problemów takich jak regulacja częstotliwości i mocy wymiany, bezpieczeństwo pracy systemu czy też szerzej rozumiane usługi przesyłowe. Efektywność organizowania tych funkcji usługowych względem podstawowej funkcji obrotu energią silnie wpływa na kształtowanie cen za energię elektryczną. Powszechnie uznano zatem celowość rozdzielenia funkcji obrotu energią elektryczną i funkcji koordynowania różnorodnych usług warunkujących bezpieczeństwo pracy systemu

Operator rynku (obrotu) jest organem realizującym uzgodnione mechanizmy handlu energią elektryczną przez wszystkich uczestników rynku. Mechanizmy te ogólnie przyjmują formę aukcji, w której uczestniczy wielu sprzedających i kupujących, zgłaszających oferty sprzedaży/kupna. Zarządzający aukcją wybiera zestaw ofert zgodnie z przyjętymi regułami gry: może to być przykładowo minimalizacja kosztu zakupu na rzecz pool'u lub też maksymalne dopasowanie ofert kupna i sprzedaży zgodnie z przebiegiem zmienności cen generacji i zapotrzebowania. W przypadku kontraktu dwustronnego dwaj partnerzy - lub pośrednicy przez nich wybrani - przejmują funkcję zarządzającego aukcją : dobierają zestaw sprzedających i kupujących.

Operator systemu jest niezbędnym organem koordynującym usługi konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu i nabywane na rynku tych usług. Dyskusje wywołuje istota i zakres niezależności tego operatora: czy dotyczyć to winno uprawnień do ingerencji w uzgodnione w procesach rynkowych kontrakty kupna/sprzedaży, czy też również oddzielenia operatora od funkcji właścicielskich. Nawet jednak w zawężonej interpretacji niezależność nie oznacza jednakowego traktowania podmiotów wymiany, lecz jedynie działania zgodnie z zasadami uzgodnionymi uprzednio przez wszystkich uczestników gry rynkowej. Uczestnicy tej gry będą zatem ograniczani w swobodzie realizacji transakcji w sposób wynikający z lokalnych wymogów bezpieczeństwa.

3. Modele rynku krótkoterminowego

Istotą konkurencji na rynku energii elektrycznej jest stworzenie instytucjonalnej płaszczyzny, na której sprzedawcy energii elektrycznej mogą oferować swój produkt i dokonywać transakcji. Wyróżnia się trzy następujące mechanizmy rynku konkurencyjnego:

Rynek ofertowy: jeden nabywca hurtowy. "Poolco" jest rządową lub quasi-rządową agencją, dokonującą zakupu w imieniu wszystkich odbiorców, zbierając oferty od wszystkich sprzedających i dopasowując wartość zakupu dla zbilansowania pełnego zapotrzebowania, wybierając oferentów o najniższej cenie. Zazwyczaj operator rynku ofertowego jest zarazem odpowiedzialny za bezpieczeństwo systemu, co stwarza połączony mechanizm nabywcy i operatora.

Rynek transakcji dwustronnych. Jest to system wielu sprzedających i wielu 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 elektrycznej. Instytucja ustanawiana przez rząd (lub z polecenia rządu) dla obrotu energią elektryczną, działająca w sposób analogiczny do giełd papierów wartościowych lub giełd towarowych. Stwarza to warunki fluktuacji cenowych, zgodnych z procesem zapotrzebowania oraz znaczną anonimowość kontraktów.

Działanie tych trzech mechanizmów (patrz tab.1) jest silnie uzależnione od lokalnych regulacji prawnych, decydujących np. o stopniu utajnienia warunków transakcyjnych. W praktyce nie wyklucza się symultanicznego 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.

Tabela 1. Trzy typy mechanizmu rynku konkurencyjnego, źródło [2].

Mechanizm	Liczba Kupujących	Czy kupujący zna sprzedającego?	Czy wszyscy kupujący płacą taką samą cenę?
Rynek ofertowy (pool)	Jeden	Tak	Na ogół
Transakcje dwustronne	Wielu	Tak	Nie
Giełda energii elektrycznej	Wielu	Nie	Tak

4. Elementy rynku energii elektrycznej

Na rynku energii elektrycznej funkcjonują następujące podmioty:

- wytwórcy,
- podmioty zajmujące się sprzedażą na rzecz jednego lub grupy wytwórców,
- właściciel sieci,
- operator sieci przesyłowej,
- spółki dystrybucyjne,
- operatorzy sieci dystrybucyjnej,
- podmioty zajmujące się zakupem na rzecz odbiorców,
- podmioty zajmujące się wyłącznie obrotem energią (brokerzy, marketerzy); ich celem jest uzyskanie niezbędnego poziomu agregacji dla handlu energią w złożonym systemie, zawierającym fizycznie tysiące odbiorców i setki dostawców. Rodzajem takiego podmiotu może być rynek ofertowy ("pool").

W warunkach konkurencyjności moc wytwarzana, obciążenia i przepływy mocy nie są jedynymi zmiennymi decyzyjnymi w systemie elektroenergetycznym. Do nich należy dołączyć kontrakty pomiędzy podmiotami, zaangażowanymi w obrót energią elektryczną. Kontrakty te są określone przez uwarunkowania rynku i wraz z obciążeniami w węzłach systemu winny być rozpatrywane jako dane wejściowe, kształtujące pracę systemu.

W warunkach konkurencji podział puli sprzedaży i zakupu energii zgodnie z siecią transakcji zachodzi zarówno w sposób *asynchroniczny* (sekwencyjne ustalanie w czasie wartości

transakcji i czasu ich trwania) oraz *synchroniczny* (jednoczesne w czasie ustalanie składu pracujących jednostek z odpowiednim wyprzedzeniem). Wyróżnić można trzy mechanizmy, zapewniające bilansowanie zapotrzebowania i generacji

- fizyczne transakcje dwustronne, na ogół długoterminowe, przy czym ceny i wartości mocy (generowanej i zapotrzebowanej) określone są dla przewidywanych warunków rynkowych, ale nie podlegają rewizji dostosowującej do zmienności rynku. Transakcje takie nie podlegają zbyciu i są egzekwowane zgodnie z warunkami kontraktowymi,
- zbywalne transakcje dwustronne, oparte na długoterminowych kontraktach dla mocy generowanych i zapotrzebowanych oraz na cenach wynikających z prognoz rynku. W odróżnieniu do transakcji fizycznych strony zachowują prawo do zbywania przynajmniej części ustalonej kwoty kupna/sprzedaży na rynku natychmiastowym (spot) - o ile rynek taki istnieje, lub też na drodze umowy dwustronnej z innymi uczestnikami rynku
- transakcje w czasie rzeczywistym na rynku natychmiastowym, oparte na ofertach złożonych operatorowi rynku/systemu z wyprzedzeniem dobowym lub tygodniowym. Operator decyduje o wykorzystaniu i cenie oferty.

Ta złożona postać transakcji, obejmujących wymianę energii bezpośrednio pomiędzy różnymi podmiotami jak i formy koordynowanego rynku natychmiastowego tworzy *podstawowy (albo pierwotny) rynek energii elektrycznej*.

Rola rynku natychmiastowego

Rola rynku natychmiastowego definiowana jest przez odpowiedzialność operatora systemu za bilansowanie podaży i popytu na energię elektryczną. Jednakże nie oznacza to gwarancji że bilansowanie to rzeczywiście nastąpi i na ogół bilans w czasie rzeczywistym ma wartość niezerową. Możliwość uzyskania dodatkowej generacji wynika z istnienia rynku natychmiastowego, który może być traktowany jako mechanizm reagowania na oczekiwane (z wyprzedzeniem dobowym) niezbilansowanie generacji i zapotrzebowania.

Rynek kontraktów poza poolem (rynkiem ofertowym)

Uczestnicy rynku mają swobodę zawierania porozumień, dających im bezpieczeństwo równoważenia przewidywanych wartości zapotrzebowania i możliwości jego pokrycia. Wymiana następuje na drodze dwustronnie ustalonych cen (i innych parametrów transakcji) pomiędzy kupującym i sprzedającym. Przewiduje się znaczne zróżnicowanie zachowań stron na tym rynku - od wieloletnich kontraktów, zapewniających gwarantowaną zbył/dostawę w długim okresie, przez kontrakty krótkoterminowe aż po generację/zużycie "w czasie rzeczywistym".

Rynek dwustronnych kontraktów krótkoterminowych

Rynek ten funkcjonować winien w sposób ciągły aż do momentu przejęcia odpowiedzialności za bilans przez Operatora Systemu - tj. do np. jednej godziny przed kolejnym okresem półgodzinnym. System transakcji winien opierać się na stałym monitorowaniu zachowań procesów zapotrzebowania i generacji z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych i w stałym kontakcie z operatorem systemu. Wytwórcy, dostawcy oraz klienci mogą składać oferty dostaw/zapotrzebowania na rynku kontraktów krótkoterminowych, który ustala rozmiary i ceny dla kolejnych okresów półgodzinnych. Oferty i zalecenia mogą być zgłaszane, modyfikowane i

wycofywane w każdym czasie aż do ich zaakceptowania. Zaakceptowane oferty i zlecenia tworzą ustalone zobowiązania finansowe i są ustalane raczej po cenach określonych jako proponowane lub żądane niż po cenach rozliczeniowych ("clearing prices"). Udział w rynku bilateralnym jest dobrowolny.

Rynek bilansujący

Rynek bilansujący winien funkcjonować w okresie np. godzinnym przed kolejnym przedziałem półgodzinnym (odpowiedzialności operatora). Jest to rynek, wykorzystywany przez operatora systemu - wraz z kontraktami na usługi systemowe - dla bilansowania systemu. Uczestnicy rynku składają oferty na rynku bilansującym, który określa ceny, po których uczestnicy ci są gotowi do zmiany "w górę" - oferta wzrostu dostawy ("incremental offers/bids") lub "w dół" - oferta spadku dostawy ("decremental offers/bids") od ostatecznego powiadomienia operatora o swych możliwościach fizycznych ("final physical notifications" - FPNs). Winno to doprowadzić do zwiększenia wiarygodności ofert sprzedaży/zakupu, jeżeli uczestnictwo w rynku bilansującym będzie obowiązkowe dla wszystkich dostawców i producentów. Zwiększy to zarazem możliwości operatora w elastycznym bilansowaniu systemu. Będzie on selekcjonować oferty przyrostowe i redukcyjne w kolejności ich wyceny w celu dostosowania produkcji wytwórców do zapotrzebowania odbiorców z zapewnieniem warunków bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu w czasie rzeczywistym. Operator systemu jest partnerem wszystkich transakcji na rynku bilansującym, a w specyficznym przedziale czasowym funkcjonowania tego rynku niedopuszczalne są żadne transakcje bilateralne.

Sterowanie w czasie rzeczywistym. Operator systemu ponosi ostateczną odpowiedzialność za równowagę bieżących wartości procesów zapotrzebowania i wytwarzania. W tym celu operator wykorzystuje kontrakty (o krótkim czasie odpowiedzi) na usługi systemowe w zakresie regulacji częstotliwości i rezerw mocy, łącznie z możliwościami regulacji pierwotnej wszystkich aktualnie pracujących jednostek wytwórczych systemu. Umożliwia to zbilansowaną pracę systemu w horyzontach sekundowych.

Usługi systemowe na rynku hurtowym

Oferta sprzedaży na rynku energii elektrycznej jest znacząco zróżnicowana i opiewa na energię, moc lub inną postać świadczenia oraz określa cenę i czas, przez jaki oferta obowiązuje.

Tabela 2. Oferty sprzedaży na rynku energii elektrycznej uszeregowane zgodnie z rosnącą ceną jednostkową wg. [2].

Towar	Co jest ofertą sprzedaży/kupna
Sterowanie wytwarzania	Wytwórca steruje procesem generacji zgodnie z wymaganiami kupującego.
Energia/moc	Energia/moc generowana jest ofertą sprzedaży ze strony wytwórcy.
Rezerwa natychmiastowa	Dostępna natychmiastowo (tj. ulokowana w pracujących jednostkach).

Moc bierna	Wytwórca oferuje moc bierną, ale ogranicza ofertę energii/mocy (czynnej).
Rezerwa o krótkim czasie Dostępu	Dostępna w czasie do 15 minut (ulożona w jednostkach o szybkim rozruchu).
Rezerwa zimna	Dostępna w czasie 4 godzin (wymaga dłuższej procedury uruchamiania).
Niepodjęcie wytwarzania	Należność za nieuruchamianie jednostki..

Zauważyć można, iż jedynie towar pod nazwą energia/moc występuje na podstawowym rynku energii elektrycznej, pozostałe towary są - zgodnie z terminologią przyjętą w elektroenergetyce - usługami systemowymi, obejmującymi regulację częstotliwości i mocy wymiennej, regulację poziomów napięć (na drodze sterowania rozptyłami mocy biernej) oraz gotowość do dostarczenia mocy/energii na żądanie (rezerwa o zróżnicowanych czasach dostępu). W tab.2 nie ujęto oferty gotowości do uczestniczenia w odbudowie systemu po awarii katastrofalnej ("black start capability"), co również mieści się w kategorii usług systemowych.

5. Propozycja wdrożenia rynku energii w Polsce

Na podstawie powyższej szczegółowej analizy różnych modeli rynku energii elektrycznej oraz doświadczeń z funkcjonowania Poolu w Anglii, Nordpoolu w Norwegii, a także doświadczeń amerykańskich (California Power Exchange, New York Power Pool, Electric Reliability Coordinating Council of Texas), kanadyjskich (Alberta) oraz australijskich (Victoria Power Exchange) [3,4] jak również syntez krajowych [5] naturalne wydaje się rozwiązanie polegające na wydzieleniu w podsektorze przesyłu następujących segmentów rynku:

- Operator Systemu (**OS**) [ang. ISO]
- Właściciel Sieci (**WS**) [ang. TO]
- Giełda Energii Elektrycznej (**GEE**) [ang. PX]
- Koordynator (Koordynatorzy) Bilansujący (**KB**) [ang. S.C.]
- Usługi Systemowe (**US**) [ang. AU]

W idealnym modelu zapewniającym dbałość o maksymalną niezależność na rynku energii elektrycznej (taki model realizuje na przykład giełda kalifornijska Cal-PX) wszystkie te elementy są od siebie niezależne. W warunkach polskich wydaje się celowym, przynajmniej w pierwszym etapie, połączenie OS + WS + KB + US oraz pozostawienie ich w gestii PSE SA. Natomiast warunkiem powodzenia reformy jest uniezależnienie GEE od PSE SA. Podstawowym założeniem jest fakt, że polski rynek energii elektrycznej, zgodnie z Dyrektywą 96/92 zostanie

otwarty i uczestniczyć w nim będzie odpowiednio duża liczba podmiotów, co zapewni mu odpowiednią płynność.

Ze względu na brak dokumentu rządowego jednoznacznie definiującego charakter rynku energii w Polsce, aktualnie rozważane są dwa warianty: utworzenia giełdy energii jako jednoosobowej spółki Skarbu Państwa lub utworzenie giełdy ze środków inwestora (grupy inwestorów) wskazanego przez MSP w wyniku przetargu. W tym kontekście, po analizie stanu obecnego pozwalamy sobie zaproponować konkretne oraz oszczędne rozwiązanie problemu wdrożenia rynku energii. Propozycja polega na wykorzystaniu istniejącej infrastruktury elektroenergetyki polskiej ujętej w ramy Kompleksowego Operatora Systemu (**KOS**) i wzbogacenie jej o nowy element Giełdy Energii Elektrycznej (**GEE**), umiejscowiony w polskim sektorze finansowym. Oba te elementy rynku energii elektrycznej są niezależne, jednak ściśle współpracują ze sobą i nawzajem się uzupełniają. Ich organiczne ulokowanie w dwóch różnych sektorach : energetycznym oraz finansowym zapewni pożądaną dla rynku niezależność.

Giełda Energii Elektrycznej (GEE)

Trzy istniejące w Polsce giełdy : GPWW SA, PGF SA oraz WGT SA, prowadzą obrót kontraktami terminowymi i mają już ugruntowaną pozycję na rynku kapitałowym. Dlatego proponujemy wykorzystanie ich infrastruktury komputerowej, kapitału intelektualnego i doświadczeń dla potrzeb giełdy energii. Przykładowo w USA kontraktami terminowymi na energię elektryczną handluje się z powodzeniem na giełdach towarowych CBOT oraz NYMEX. Niezbędna adaptacja do potrzeb giełdy energii elektrycznej jest na pewno nieporównywalnie tańsza niż tworzenie GEE od podstaw. Tylko w takim przypadku możliwy wydaje się do utrzymania szybki termin uruchomienia giełdy.

Oczywiście parkiet kontraktów terminowych (pochodnych) jest wtórny do parkietu natychmiastowego, ale nie ma powodów do specjalnego opóźniania jego powstania. Jest on niezbędny do realizacji strategii zabezpieczających dla uczestników rynku. To determinuje strukturę GEE, w której proponuje się wyróżnić następujące dwa segmenty:

- giełda energii elektrycznej (GEE),
- giełda usług systemowych (GUS),

z parkietem natychmiastowym oraz parkietem terminowym. Obie giełdy powinny mieć sesje podstawową oraz bilansującą wynikającą z decyzji Operatora Systemowego. Sesja bilansująca zapewni możliwość zawierania odpowiednich transakcji i będzie stanowiła stosunkowo mały fragment giełdy. Postuluje się, że giełda usług zostanie uruchomiona dopiero w drugim etapie w momencie urynkowania usług systemowych.

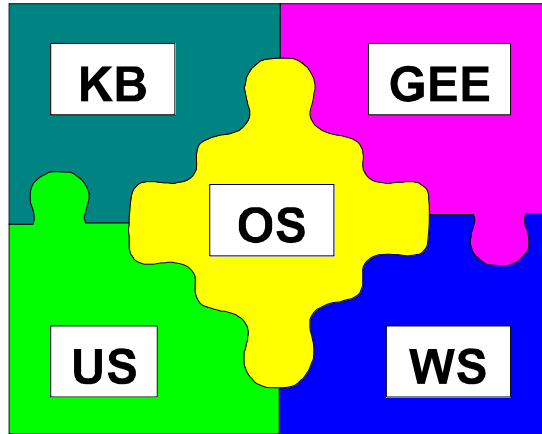
Kompleksowy Operator Systemu (KOS)

Zgodnie z przyjętymi wyżej założeniami Kompleksowy Operator Systemu w początkowym etapie obejmuje aż cztery kluczowe segmenty rynku: Operatora Systemu (OS), Właściciela Sieci (WS), Usługi Systemowe (US) oraz - ewentualnie - Koordynatora Bilansującego (Koordynatorów Bilansujących). Ponieważ wszystkie te segmenty wywodzą się ze struktury PSE S.A. proponujemy aby na tym etapie dalej zostały one w gestii PSE S.A., co powinno zapewnić sprawne wdrażanie systemu rynkowego. Kwestia ich ewentualnego wydzielenia (np. GUS) czy wzajemnego uniezależnienia powinna być rozstrzygnięta w późniejszym terminie.

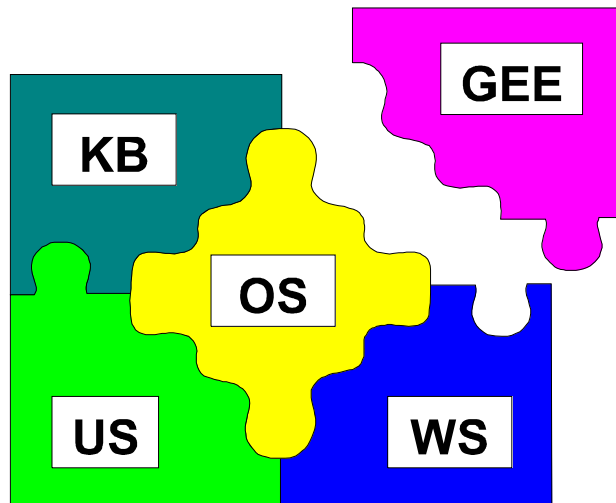
Literatura

- [1] Editorial: Officials claim bright outlook for first phase of electricity market opening. Eur. Voice Vol 5 no 7 Febr. 1999
- [2] L.Philipson, H.Lee Willis: Understanding Electric Utilities and De-Regulation. M.Dekker Inc., N.York, Basel, Hong Kong 1998
- [3] R.E.Bohn, A.K.Klevorick, C.G.Stalon: Second report on market issues in the California Power Exchange energy markets, March 1999
- [4] F.A. Rahimi, A.Vojdani: Meet the emerging transmission market segments. IEEE Computer Appl. in Power Vol 12, No 1, Jan. 1999
- [5] Materiały VI Konferencji Naukowo-Technicznej "Rynek energii elektrycznej: Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce a rynek europejski", Kazimierz Dolny, 27-28 kwietnia 1999

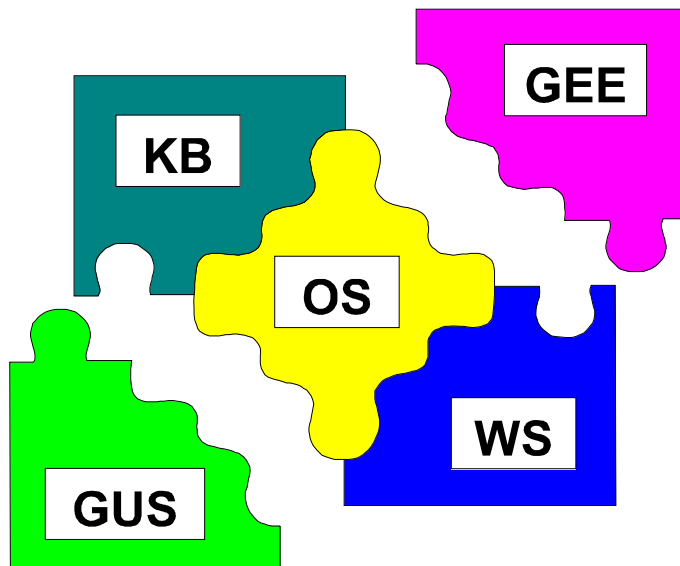
Jacek Malko
Aleksander Weron
IASE & Politechnika Wroclawska



Etap I



Etap II



Struktura parkietów GEE

