

# Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-ryнку-energ/1183,1-Model-ryнку-energii-elektrycznej.html>  
2020-09-27, 17:37

## 1. Model rynku energii elektrycznej

Autor: Leszek Szczygieł

### 1.1.1 Wprowadzenie

Od wielu lat rynek jest przedmiotem aktywnego i wszechstronnego zainteresowania nauk ekonomicznych. Jednak do tej pory nie powstała jedyna, ogólnie akceptowana definicja rynku. Pojęcie rynku, proste i zrozumiałe w praktycznych rozważaniach, przedstawia sobą tak ogromne trudności terminologiczne, szczególnie gdy chce mu się nadać precyzyjny sens lub wyczerpującą definicję, że bardzo często, stosując różne wybiegi, usiłuje się zrećźnie unikać kłopotów związanych z definiowaniem, czym jest rynek<sup>1)</sup>.

Jednakże w dziedzinie strategii zachowań przedsiębiorstw energetycznych i analizy konkurencji na rynku energii elektrycznej implikującej wszechstronną i dynamiczną definicję rynku nie można sobie pozwolić na taki wybieg. Dlatego też dla potrzeb tego rozdziału przyjęto, że „rynek jest miejscem, zorganizowanym zazwyczaj w sensie instytucjonalnym, gdzie dokonują się akty kupna i sprzedaży czynników produkcji oraz wytworzonych dóbr – produktów i usług”<sup>2)</sup>.

Natomiast użyteczna definicja pojęcia rynku energii elektrycznej powinna ponadto:

- wiązać jednocześnie na tej samej płaszczyźnie odniesienia cechy charakterystyczne popytu i podaży produktu (energii elektrycznej) i usług,

- akcentować występowanie różnych wymiarów czasowych charakteryzujących strategię działania przedsiębiorstw energetycznych na rynku,

- wyjaśniać w ujęciu dynamicznym zachowanie nabywców wobec zjawisk różnicowania produktu i usług oraz segmentacji rynku,

- uwzględniać ograniczenia występujące w ustalaniu granic rynków geograficznych z punktu widzenia istnienia monopolii sieciowych oraz obowiązywania zasady pozwalającej uczestnikom rynku na równoprawny dostęp do sieci przesyłowych i rozdzielczych (sieci przesyłowe i sieci rozdzielcze tworzą naturalne monopole geograficzne).

Rynek energii elektrycznej działa na dwóch poziomach<sup>3)</sup>. Pierwszym z nich jest rynek hurtowy (*wholesale market*), w którym uczestniczą producenci energii elektrycznej i nabywcy hurtowi. Na rynku tym mogą też uczestniczyć bezpośredni odbiorcy, jednak koszt

uczestnictwa, problem bilansowania dostaw, konieczność posiadania systemów telekomunikacyjnych i komputerowych oraz koszty osobowe skutecznie ograniczają to uczestnictwo z reguły do bardzo dużych odbiorców energii elektrycznej. Drugim poziomem jest rynek detaliczny (*retail market*), gdzie producenci energii oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną, warunkami dostawy oraz usługami dodatkowymi.

Specyfika rynku energii elektrycznej wynika z fizycznych cech działania systemu elektroenergetycznego i przejawia się w postaci różnic pomiędzy rynkiem energii elektrycznej a innymi rynkami towarowymi. Do różnic tych należy zaliczyć w szczególności:

- konieczność zapewnienia ciągłego, dokładnego równoważenia zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej,
- małą elastyczność cenową popytu na ten towar w krótkim okresie,
- niemożliwość nawet krótkoterminowego magazynowania produktu,
- strategiczne znaczenie bezawaryjnego działania systemu elektroenergetycznego,
- łatwość monopolizacji rynku poprzez wykorzystanie specyficznych cech fizycznych działania systemu elektroenergetycznego.

Nadrzędnym celem funkcjonowania rynku energii elektrycznej jest zapewnienie jej racjonalnych cen, niezawodnych dostaw energii o wysokich parametrach jakościowych oraz zagwarantowanie rynkowej rentowności podmiotów funkcjonujących w elektroenergetyce. Podstawowym założeniem wdrożenia rynku jest oddzielenie energii elektrycznej jako produktu od jej dostaw jako usług sieciowych (przesył i rozdział, zapewnienie jakości, koordynacja dostaw i bilansowanie zapotrzebowania). Umożliwia to oddzielne ustalanie cen produktu i usług oraz wprowadzenie konkurencyjnych zasad obrotu energią elektryczną. Rozgraniczenie produktu od usługi jest podstawową cechą rynku energii elektrycznej, który musi ponadto zapewniać:

- równoprawne traktowanie wszystkich uczestników,
- swobodny dostęp do rynku ograniczony jedynie warunkami technicznymi lub finansowymi,
- swobodne kształtowanie się ceny energii elektrycznej w wyniku równoważenia zapotrzebowania i produkcji,
- regulowane stanowienie cen za działalność sieciową (taryfowanie) ze względu na istnienie monopolu sieciowych,
- priorytetowe traktowanie zasilania w energię elektryczną w stosunku do transakcji finansowych zawieranych na tym rynku.

W celu rozwiązania wszystkich tych problemów należy zaprojektować i wdrożyć odpowiednią strukturę techniczno-organizacyjno-prawną rynku, umożliwiającą jego prawidłowe funkcjonowanie.

W niniejszym rozdziale proponuje się przeanalizowanie powyższych aspektów funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce. W części 1.1.2 omówiono struktury organizacyjno-techniczne funkcjonowania rynków elektroenergetycznych na świecie, a także formy obrotu i rodzaje transakcji zawieranych na nich. Część następną (1.1.3) przedstawia zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce, wynikające z przepisów prawa i dokumentów rządowych. Szczegółowo zaś omówiono działania rynku kontraktów bilateralnych, rynku giełdowego, rynku bilansującego, rynku technicznego i rynku finansowego. W części 1.1.4 pokazano, jakie podmioty występują na rynku energii elektrycznej i jakie są wzajemne relacje między nimi. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej opisano w części 1.1.5, natomiast mechanizmy kształtowania cen i taryf w części 1.1.6. Część 1.1.7 omawia infrastrukturę prawną, instytucjonalną i techniczną, które występują w strukturze rynku energii elektrycznej.

### **1.1.2 Formy obrotu i rodzaje transakcji**

Głównym celem reformy elektroenergetyki w ramach transformacji gospodarki Polski jest obniżenie całkowitych kosztów jej produkcji, przesyłania i dystrybucji oraz, w efekcie, cen płaconych przez odbiorców. Doświadczenia innych krajów dowodzą, iż ten cel można zrealizować poprzez wprowadzenie do elektroenergetyki konkurencyjności, a następnie jej pobudzenie. Innymi słowy, reforma winna zbliżyć obecny, silnie zmonopolizowany i mało elastyczny rynek energii elektrycznej do stanu rynku konkurencyjnego.

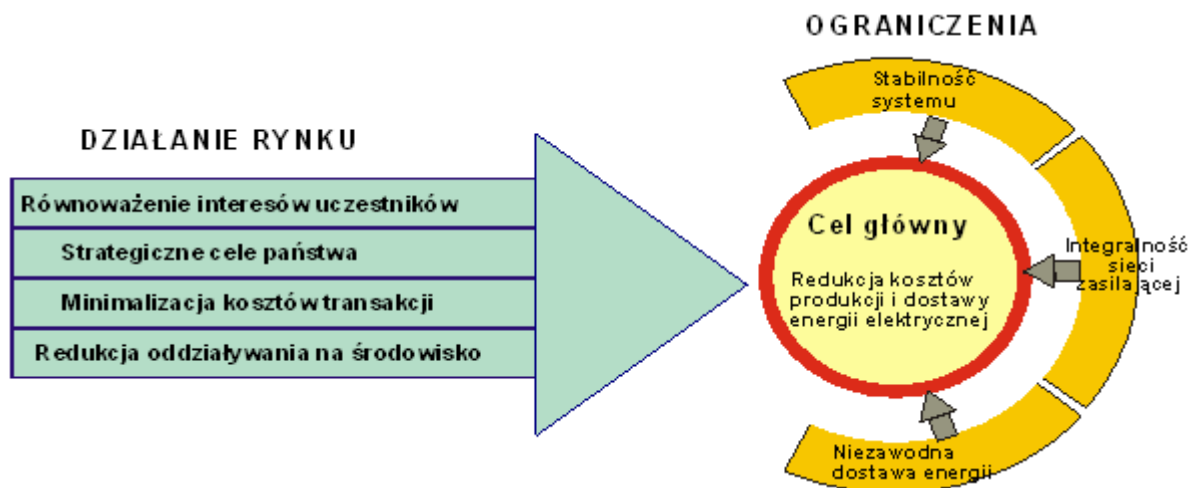
Osiągnięcie tego celu wymaga jednak uwzględnienia specyficznych cech fizycznych wytwarzania i dostawy energii, implikujących m.in. równoważenie popytu i podaży w każdym dowolnym okresie, bez możliwości magazynowania. Zarazem powinny być zachowane następujące priorytety<sup>4)</sup>:

- stabilności systemu elektroenergetycznego,
- integralności sieci zasilającej,
- niezawodności dostaw.

Z drugiej strony, struktura rynku<sup>5)</sup> i przepisy regulujące jego działanie powinny uwzględniać potrzebę:

- równoważenia interesów wszystkich podmiotów działających na rynku,
- realizacji strategicznych celów polityki państwa,
- redukcji kosztów transakcyjnych,
- redukcji negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

Zatem wizja i funkcjonowanie docelowego rynku energii elektrycznej są uwarunkowane przez zbiór powyższych postulatów. Cele, którym służy rynek energii elektrycznej, oraz sposoby ich realizacji<sup>6)</sup> zostały przedstawione na rys. 1.1.



Rys. 1.1 Cele działania rynku energii elektrycznej i sposoby ich osiągnięcia

Rynkowy obrót energią elektryczną odbywa się za pomocą transakcji zakupu (sprzedaży) energii elektrycznej czynnej obejmujących różne okresy czasowe. W transakcjach tych musi być określona m.in. ilość energii, miejsce i czas jej dostarczenia oraz cena. Z punktu widzenia horyzontu czasowego zawieranych transakcji rynek energii dzieli się na rynek kontraktów bieżących (natychmiastowych - *spot market*) i rynek kontraktów terminowych (*futures market, forward market*). Rynek kontraktów bieżących obejmuje z reguły transakcje zawierane w dniu poprzedzającym dobę handlową z określeniem dostaw dla unormowanego okresu tej doby. Przyjmuje się najczęściej, że podstawowym okresem handlowym doby jest jedna godzina, stąd nazwa dobowo-godzinowy rynek energii. Na rynku kontraktów terminowych transakcje zawierane są na rok, miesiąc, kwartał, a czasem tydzień przed terminem dostawy. Rynek kontraktów terminowych dotyczy kontraktów standardowych (np. *futures*) oraz kontraktów indywidualnych uzgodnionych między stronami.

Formy standardowe kontraktów terminowych, w których ilość i jakość towaru oraz termin i miejsce dostarczenia określa się odpowiednimi przepisami (standaryzuje), są przedmiotem obrotu na giełdzie energii elektrycznej i obligują do kupna lub sprzedaży w przyszłości określonej ilości instrumentu podstawowego (jednostki energii elektrycznej) po ustalonej cenie. Większość z tych kontraktów pełni funkcje zabezpieczające i nie służy do zakupu lub sprzedaży energii czyli jest w praktyce kontraktami finansowymi stanowiąc skuteczne narzędzia zarządzania ryzykiem rynkowym. Uczestnicy rynku mogą zawierać również kontrakty wzajemne (bilateralne) w różnych formach zgodnie z zasadą swobody zawierania umów. Kontrakty te mogą być zgłaszane do realizacji operatorowi systemu przesyłowego (OSP) lub operatorom handlowo-technicznym (OHT) w celu włączenia ich do zbilansowanych grafików obciążeń<sup>7)</sup>. Mają one wtedy formę kontraktów towarowych związanych z fizyczną dostawą energii, jeżeli pozwalają na to techniczne możliwości systemu. Natomiast kontrakty niezrealizowane ze względów technicznych mogą stać się, za zgodą stron, kontraktami finansowymi przejmującymi część ryzyka handlowego dotyczącego dostaw energii.

Ze względu na sposób organizacji, znane są trzy podstawowe rodzaje hurtowego rynku

energii elektrycznej<sup>8)</sup>:

1. Rynek scentralizowany (centralny) ze zintegrowanym pakietem ofert sprzedaży energii elektrycznej oraz ofert bilansujących, będący centralnym, najczęściej obligatoryjnym, rynkiem ofertowym (*pool*). W ramach tego rynku operator rynku i systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za przyjmowanie ofert produkcji i ustawianie ich w kolejności cenowej, a następnie za rozdział obciążeń i zbilansowanie systemu zgodnie z ofertami przy zachowaniu technicznych kryteriów produkcji i przesyłu energii. Jednostkowa cena energii dla unormowanego okresu doby handlowej ustalana jest poprzez równoważenie ofert podaży (ofert dostawców energii elektrycznej) z prognozowanym zapotrzebowaniem, w którego ramach określa się oferty przyjęte do realizacji (rynek ofertowy czasu rzeczywistego). Inaczej mówiąc, jest to rynek, na którym zintegrowano segment giełdowy i segment bilansujący, a cały handel energią prowadzi operator rynku i systemu przesyłowego.
2. Rynek giełdowy oparty jest na wydzielonej, najczęściej nieobligatoryjnej, giełdzie energii elektrycznej oraz systemie bilansującym opartym o oferty podażowe i redukcyjne składane operatorowi systemu przesyłowego (OSP). Giełda energii elektrycznej dokonuje obrotu energią na rynku giełdowym poprzez równoważenie ofert podażowych i popytowych, ustalając cenę oraz ilość zrealizowanych ofert (rynek bieżący). Ustalona w ten sposób bazowa cena energii pozwala na weryfikację pozycji uczestników rynku, a sposób tworzenia ceny giełdowej zapewnia konkurencyjność hurtowego rynku energii elektrycznej. Dodatkowym produktem oferowanym przez giełdę mogą być transakcje terminowe (fizyczne bądź finansowe) w postaci standardowych kontraktów tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych lub rocznych (rynek terminowy). Natomiast operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za zbilansowanie produkcji energii z zapotrzebowaniem.
3. Rynek zdecentralizowany (rozproszony), w którego strukturze giełda energii, operator systemu przesyłowego i operatorzy handlowo-techniczni (OHT) tworzą podstawę działania rynku energii elektrycznej. Funkcje giełdy energii i operatora systemu przesyłowego działających na rynku rozproszonym są takie same jak na rynku giełdowym i można je określić jako:
  - obrót energią elektryczną w formie transakcji giełdowych i kontraktów dokonywany przez giełdę energii,
  - zarządzanie rynkiem bilansującym i zapewnienie przesyłu energii, realizowane przez operatora systemu przesyłowego.

Na rynku zdecentralizowanym działają operatorzy handlowo-techniczni (*scheduling coordinators*), którzy zbierają oferty produkcji i nabycia energii, aranżując je w zbilansowane grafiki obciążeń, w które włączane mogą być również kontrakty wzajemne. Współpracując z operatorem systemu przesyłowego, przygotowują oni regionalne i lokalne grafiki obciążeń. Ze względu na techniczne warunki produkcji i przesyłu grafiki obciążeń

muszą być weryfikowane na drodze symulacyjnej i zatwierdzone przez operatora systemu przesyłowego. W modelu tym dostawcy i odbiorcy decydują, w jaki sposób będą sprzedawać i kupować energię. Biorąc pod uwagę specyfikę energii elektrycznej jako towaru i wymagania, jakie stawia system elektroenergetyczny, sami realizują zawarte umowy.

Z przedstawionych rozważań dotyczących podstawowych rodzajów rynków energii elektrycznej wynika, że hurtowy obrót energią odbywa się w trzech zasadniczych segmentach:

kontraktowym, w którym obrotu dokonuje się w formie kontraktów zawieranych bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku;

giełdowym, w którym obrót następuje w formie transakcji i kontraktów zawieranych na giełdzie energii lub za jej pośrednictwem oraz przy pomocy operatorów handlowo-technicznych;

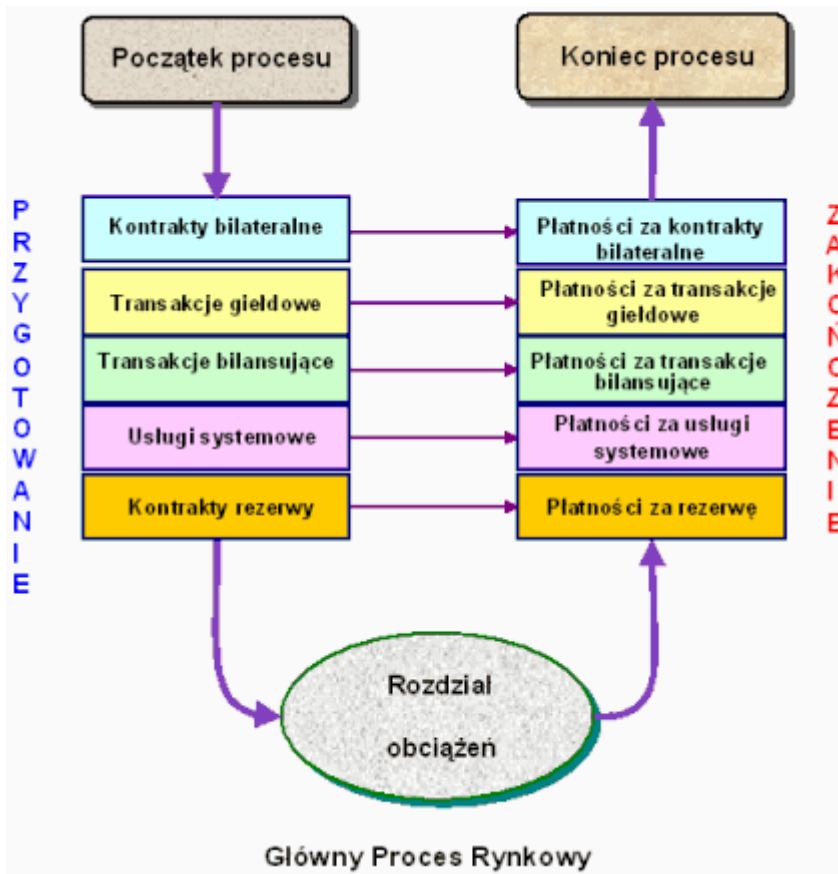
bilansującym, w którym operator systemu przesyłowego bilansuje różnicę pomiędzy podażą a bieżącym popytem na energię elektryczną, korzystając z ofert bilansujących.

Niezależnie od rozwiązań szczegółowych, wszystkie efektywnie działające rynki energii elektrycznej na świecie są zbudowane w podobny sposób. Główne różnice wynikają ze sposobu zawierania kontraktów i przygotowania ofert. Bez względu na strukturę rynku oraz zasady jego działania, całkowity proces handlu hurtowego energią elektryczną można podzielić na trzy główne fazy<sup>91</sup> (rys. 1.2):

przygotowanie, w czasie którego następuje zawieranie kontraktów, składanie i bilansowanie ofert kupna i sprzedaży;

główny proces rynkowy, w czasie którego następuje rozdział obciążeń oraz zbilansowanie różnic między rzeczywistą podażą i popytem;

zakończenie, w czasie którego następuje realizacja płatności za sprzedaż i nabycie energii elektrycznej.



Rys. 1.2 Podział procesu hurtowego handlu energią elektryczną

Zasadniczą funkcją rynku energii elektrycznej musi być wykorzystanie mechanizmu konkurencji do kształtowania i ustalania cen energii w produkcji i obrocie przy jednoczesnym zachowaniu mechanizmu równoważenia popytu i podaży energii elektrycznej w każdej chwili czasowej.

### 1.1.3 Wybór modelu

W niniejszej części rozdziału omówiono model rynku energii elektrycznej wdrażany w Polsce, który jest wynikiem pewnych świadomych wyborów technicznych, obowiązujących przepisów prawa oraz decyzji politycznych. Model ten można traktować jako uproszczony opis procesu tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Celowo skupia się on na kilku najważniejszych cechach problemu, aby dokładnie zbadać jego istotę, pomija natomiast inne, mniej ważne, czynniki mogące skomplikować obraz badanych związków. Model ten ma służyć przede wszystkim objaśnieniu rezultatów działań podjętych w przeszłości i przewidywanych przyszłych wyników.

Naturalnym następcą monopolu w elektroenergetyce jest rynek energii elektrycznej centralny, dlatego w kraju byłby najłatwiejszy do wprowadzenia. Jednakże w Polsce, z wielu powodów, pomimo podejmowania licznych prób nie wprowadzono tego modelu rynku, decydując się ostatecznie na wdrożenie modelu rynku w pełni zdecentralizowanego<sup>10)</sup>, jako dobowo-godzinowego rynku energii elektrycznej. Przyjęcie takiego modelu jest sprawą o kluczowym znaczeniu w aspekcie rozwoju sektora elektroenergetycznego i wpływu, jaki



energetyka ma na całą gospodarkę. Na rynku zdecentralizowanym<sup>11)</sup> konkurencyjna gra odbywa się nie tylko między podmiotami rynku, ale również między poszczególnymi jego segmentami i to w różnych horyzontach czasowych. Rozpoczęcie gry konkurencyjnej na rynku na długo przed dobą handlową, stały przepływ informacji o stanie technicznego i handlowego zbilansowania systemu (stan kontraktacji), interakcyjne oddziaływanie poszczególnych rynków i ich segmentów pozwala na ciągłe zmiany pozycji rynkowej poszczególnych podmiotów. Racjonalizacja ryzyka handlowego podmiotów uczestniczących w rynku sprzyja ich aktywnemu uczestnictwu w konkurencji. W rezultacie taki model najbardziej sprzyja rynkowej optymalizacji sposobu pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną. Modele zdecentralizowane rynku energii elektrycznej zostały dotychczas wdrożone, oczywiście w różnych odmianach uwzględniających lokalne uwarunkowania, między innymi w Kalifornii (USA), w Skandynawii i częściowo w Australii. Taki model jest wprowadzany również w Anglii i Walii w ramach przeprowadzanej tam reformy dotychczas istniejącego centralnego rynku ofertowego

Struktura przedmiotowa rynku energii elektrycznej w Polsce (REE) składa się z trzech podstawowych elementów (rys. 1.3):

rynku energii elektrycznej czynnej (rynek konkurencyjny), który z kolei dzieli się na trzy segmenty:

- kontraktowy,
- giełdowy,
- bilansujący,

rynku technicznego (rynek regulowany), w którego skład wchodzi:

- regulacyjne usługi systemowe,
- generacja wymuszona,

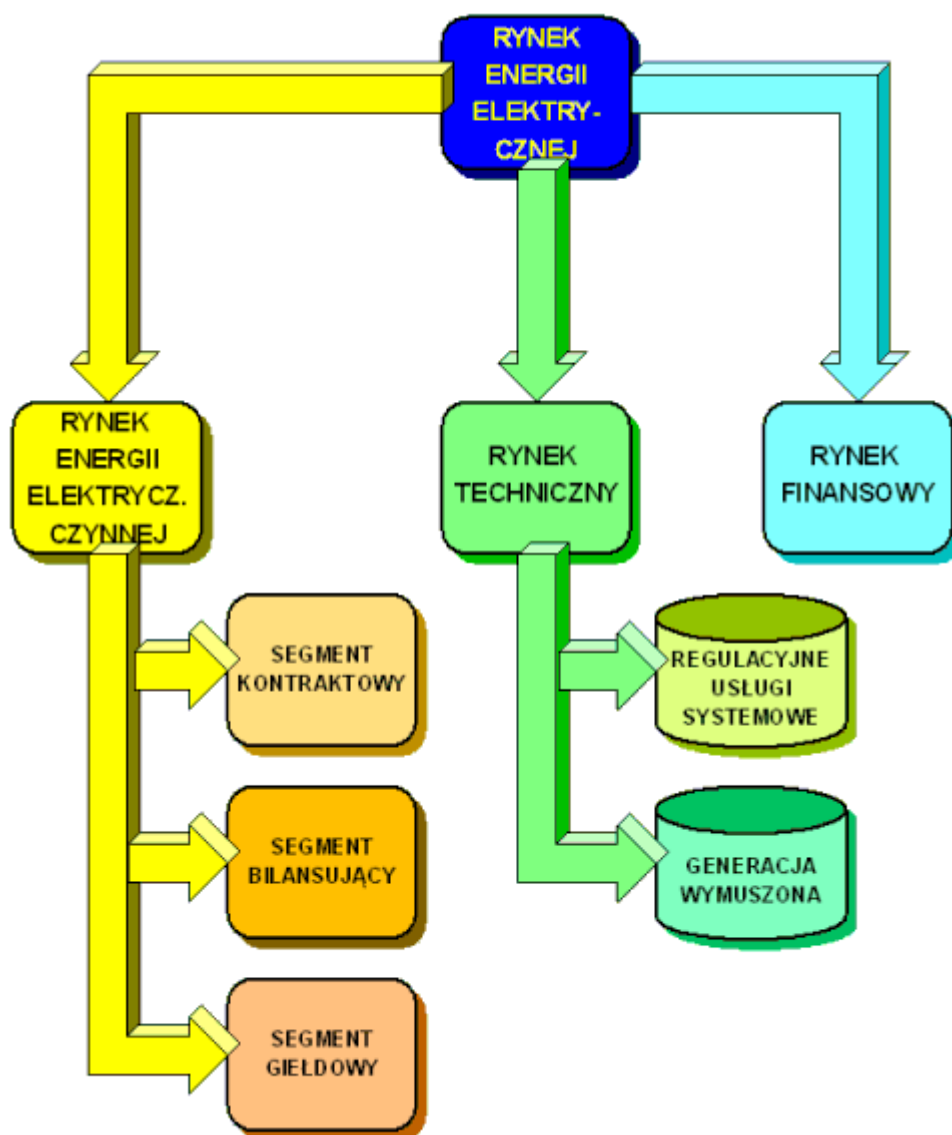
rynku finansowego, gdzie przedmiotem obrotu są kontrakty finansowe i instrumenty pochodne, a w początkowej fazie rozwojowej rynku – realizacja rozliczeń między podmiotami handlu hurtowego energią elektryczną.

Należy podkreślić, że niektóre z powyższych pojęć „rynku” są używane w znaczeniu bardziej stosunków zachodzących między sprzedawcami a nabywcami (stosunków wymiany bądź równoległych) i operacji handlowo-technicznych między nimi, niż w znaczeniu rynku jako mechanizmu regulacyjnego zdefiniowanego w teorii ekonomii. Wynika to z konieczności stosowania w tym rozdziale terminologii zgodnej z używaną w literaturze (krajowej i zagranicznej) oraz dokumentach rządowych dotyczących rynku energii elektrycznej w Polsce. Ma to również na celu ujednoczenie nazewnictwa powszechnie stosowanego w praktyce.

Rynek energii elektrycznej w Polsce działa na dwóch zasadniczych poziomach jako rynek hurtowy i detaliczny. Każdy z tych rynków składa się z dwóch obszarów: konkurencyjnego i regulowanego. Ich istnienie jest podyktowane właściwościami technicznymi systemu



elektroenergetycznego oraz koniecznością rozłożenia w czasie wdrażania rynku energii elektrycznej.



Rys. 1.3 Struktura przedmiotowa rynku energii elektrycznej w Polsce

W obszarze konkurencyjnym rynku hurtowego występuje obrót energią elektryczną na warunkach konkurencyjnych, natomiast w jego obszarze regulowanym świadczenie regulacyjnych usług systemowych i generacja wymuszona normowane są odpowiednimi instrukcjami i regulaminami (por. fragment rozdziału dotyczący rynku technicznego), a dostarczanie i sprzedaż energii elektrycznej odbywa się zgodnie z taryfami zatwierdzonymi przez Prezesa URE.

Zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej są stosunkowo proste. W obszarze regulowanym rynku detalicznego, gdzie głównymi podmiotami są odbiorcy końcowi (OK), spółki dystrybucyjne zapewniają dostawy energii dla tych odbiorców, a obrót nią odbywa się według taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Natomiast w obszarze konkurencyjnym

tego rynku odbiorcy energii elektrycznej, w zależności od wielkości rocznych zakupów energii elektrycznej, otrzymują sukcesywnie, zgodnie z harmonogramem Ministra Gospodarki, prawo wyboru dostawcy (zasada TPA – *third party access*). Mogą wówczas kupować energię u dostawców, będących spółkami dystrybucyjnymi lub pośrednikami w handlu energią (przedsiębiorstwa obrotu, giełda), albo bezpośrednio u producentów. Z usługi przesyłowej rozliczają się z przedsiębiorstwem energetycznym, do którego sieci są przyłączeni w ramach obowiązujących taryf za te usługi<sup>12)</sup>.

Na świecie istnieją różne rodzaje rynku hurtowego<sup>13)</sup>, za pomocą których można osiągnąć jego poprawne działanie i zakładane cele, pod warunkiem odpowiedniego zaprojektowania reguł rynkowych i prawidłowych relacji między uczestnikami rynku. Właściwe funkcjonowanie rynku energii elektrycznej wymaga szczegółowej i precyzyjnej regulacji (regulaminów, instrukcji, kodeksów), zbudowania odpowiedniej infrastruktury organizacyjnej technicznej, informatycznej jak i prawnej oraz konsekwentnej realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci – zasady TPA. Nie istnieje pojęcie najlepszej struktury rynku, gdyż właściwe działanie rynku zależy w większym stopniu od rozwiązań szczegółowych niż od jego ogólnych zasad.

W warunkach obecnej zdecentralizowanej struktury elektroenergetyki w Polsce jego funkcjonowanie na poziomie hurtowym wymaga (ze względów technicznych i ekonomicznych) realizacji trzech głównych funkcji:

- zapewnienia niezawodnego działania systemu przesyłowego,
- zbilansowania zapotrzebowania,
- obrotu energią elektryczną.

Zgodnie z przyjętym w Polsce modelem rynku, obrót energią elektryczną (jak już wspomniano wcześniej) występuje w trzech zasadniczych formach:

- poprzez bezpośrednie zawieranie kontraktów dwustronnych pomiędzy uczestnikami rynku (rynek kontraktów bilateralnych);
- na giełdzie energii elektrycznej (rynek giełdowy);
- na rynku bilansującym, gdzie zbilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej oraz zapewnienie niezawodnego działania systemu przesyłowego należy do obowiązków operatora systemu przesyłowego wspomaganego w niektórych działaniach przez operatorów systemów rozdzielczych (OSR).

## **Rynek kontraktów bilateralnych**

Kontrakty dwustronne są główną formą handlu detalicznego i hurtowego energią elektryczną, a obrót energią elektryczną jest prowadzony bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku w formie zawieranych umów – sprzedaży energii (USE). Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość,

terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzi się osobiście przez strony kontraktu niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty bilateralne są zawierane w celu zmniejszenia poziomu ryzyka związanego z dużą fluktuacją cen oraz wielkościami zapotrzebowania. Trzeba tu dodać, iż poziom ryzyka, na które narażeni są obecnie uczestnicy rynku jest stosunkowo wysoki, co – obok wspomnianej silnej fluktuacji cen – wynika z szybkiego wzrostu liczby nowo powstających przedsiębiorstw obrotu energią i systematycznego zwiększania się liczby odbiorców uprawnionych do korzystania z zasady TPA.

W kontraktach bilateralnych funkcjonujących na dobowo-godzinowym rynku energii (grafikowych) ustala się cenę i wolumen sprzedaży na każdą godzinę każdego dnia okresu handlowego (okresu trwania kontraktu), a transakcje mogą dotyczyć najbliższych godzin, dni tygodni a nawet lat.

Istnieje również możliwość zawierania tradycyjnych kontraktów dwustronnych (niegrafikowych) na dłuższe okresy ze zdefiniowanymi jedynie wielkościami energii i cenami obowiązującymi w każdym miesiącu trwania kontraktu, uwzględniając przy tym okresy szczytowe i pozaszczytowe, upusty i bonifikaty handlowe. Jeżeli jednak informacje o takich umowach dwustronnych będą dostarczone operatorowi systemu przesyłowego w celu zaplanowania technicznych warunków ich realizacji (fizycznej dostawy energii) i pracy systemu elektroenergetycznego, to musi nastąpić grafikowanie tych umów, tzn. przypisanie wolumenu energii dla każdej godziny doby handlowej okresu trwania kontraktu, które musi uwzględniać uwarunkowania techniczne wytwórcy (sprzedawcy) i odbiorcy (kupującego). Dopiero tak przygotowane kontrakty dwustronne przekazywane są OSP jako zgłoszenie umowy sprzedaży energii (ZUSE).

#### 4. Rynek giełdowy

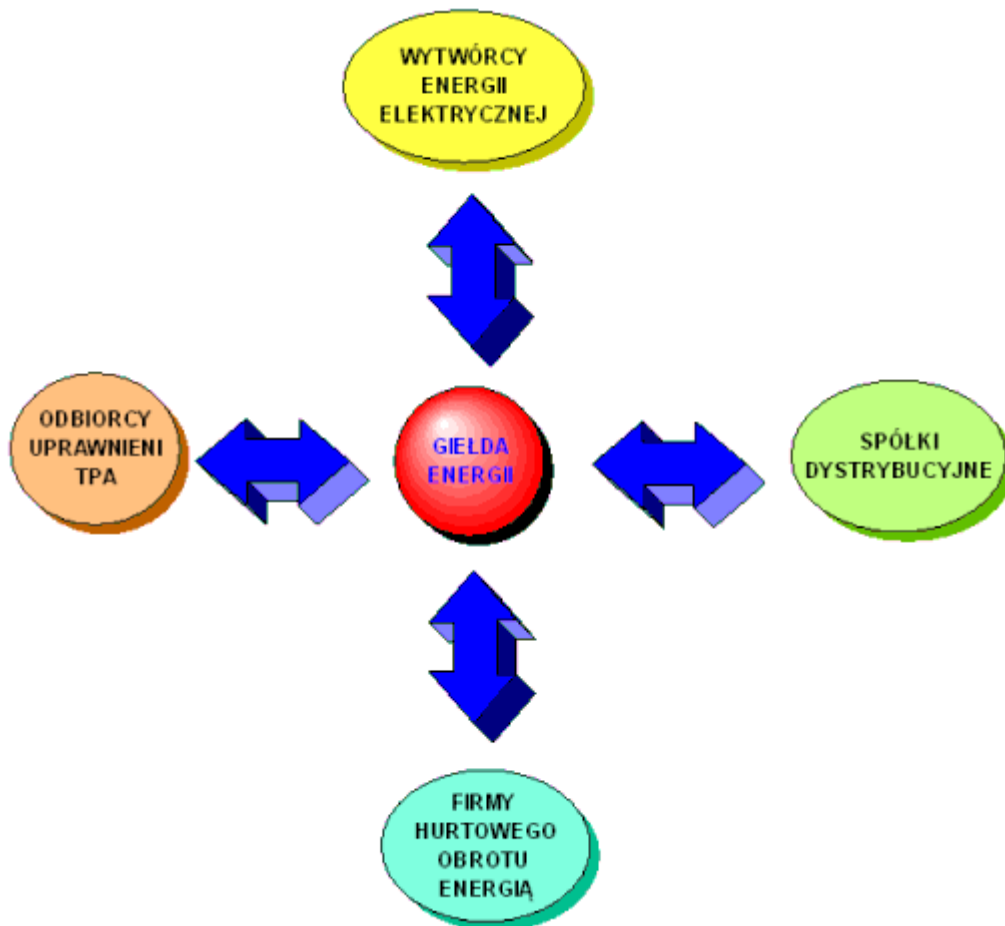
W związku z koniecznością wdrożenia skutecznych narzędzi zarządzania ryzykiem na rynku energii elektrycznej oraz rozwoju instytucji rynkowych wspomagających procesy zarządzania ryzykiem występuje wyraźna konieczność powołania na nim tak specyficznej instytucji, jaką jest giełda energii elektrycznej<sup>14)</sup>. Obrót giełdowy jest prowadzony w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Dobowo-godzinowy rynek obejmuje transakcje zawierane w dobie poprzedzającej dobę handlową, i dotyczące poszczególnych godzin tej doby. Natomiast terminowy rynek giełdowy obejmuje obrót standardowymi kontraktami na dostawę energii w okresie miesiąca lub dłużej.

W Polsce obrót ten realizowany jest w ramach Giełdy Energii S.A. (GE) działającej na podstawie ustawy o giełdach towarowych, kodeksu spółek handlowych, a także regulaminu giełdy<sup>15)</sup>, będącego dokumentem wewnętrznym obowiązującym wszystkich uczestników obrotu giełdowego i precyzyjnie regulującym wszystkie aspekty działalności giełdy. Giełda energii działa na rynku energii elektrycznej jako pośrednik w handlu tą energią. Zakłada się, że w miarę rozwoju giełdy może ona przejąć, oprócz funkcji operatora handlowego

(OH), również funkcję operatora handlowo-technicznego, przygotowując dla OSP wstępne grafiki obciążeń dotyczące transakcji i kontraktów zawieranych na giełdzie. Możliwe jest również powstanie w przyszłości więcej niż jednej giełdy energii, a OSP ma obowiązek traktowania na równych prawach transakcji i kontraktów zgłoszonych przez wszystkie giełdy i wszystkich operatorów handlowo-technicznych.

Ale giełda to nie tylko miejsce, gdzie dokonywane są operacje kupna i sprzedaży energii elektrycznej; to także cały zespół regulacji mających na celu zapewnienie sprawnego mechanizmu ustalania cen transakcji, a także realizacji zobowiązań z nich wynikających. Transakcje na giełdzie są dokonywane na rynku, na którym występuje wysoka elastyczność cenowa popytu na energię elektryczną. Tworzą one cenę bazową energii, wynikającą z przecięcia się krzywych popytu i podaży, pozwalającą na weryfikację pozycji rynkowych jego uczestników. Giełda wypełnia zatem wiele istotnych funkcji, z których najważniejsze to skupienie podmiotów zainteresowanych zawieraniem transakcji giełdowych (koncentracja podaży i popytu) oraz ustalanie w sposób obiektywny ceny jako ceny równowagi pomiędzy zgłoszonymi ofertami sprzedaży i nabycia energii (cena krańcowa). Giełdowa cena energii elektrycznej jest jawna (giełdowa transparentność cen) i może stanowić punkt odniesienia do rozważań dotyczących rynkowej ceny energii elektrycznej w innych transakcjach i na innych rynkach.

Uczestnikami obrotu giełdowego (rys. 1.4) mogą być osoby fizyczne lub prawne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu nią i posiadające ważną koncesję na tę działalność, jak również odbiorcy uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych (korzystnie z zasady TPA), przy czym uczestnictwo w tym obrocie nie jest obligatoryjne. Uczestnicy muszą podpisać umowę uczestnictwa z GE, która stanowi podstawę prowadzenia obrotu przez rynek dnia następnego, dokonać jednorazowej opłaty wpisowej, opłaty rocznej za uczestnictwo, opłat za usługi giełdowe, które zależą od obrotu oraz w przypadku składania zleceń kupna złożyć depozyt gwarancyjny ustalony przez GE oraz posiadać odpowiednie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe i systemy teleinformatyczne.



Rys. 1.4 Uczestnicy rynku giełdowego

Do tej pory Giełda Energii S.A. uruchomiła rynek transakcji bieżących w formie tzw. rynku dnia następnego (RDN), czyli rynku typu „doba przed”, na którym każdego dnia zawierane są transakcje na energię dostarczaną w każdej godzinie dnia następnego. Składa się on zatem z 24 niezależnych, oddzielnych „rynków cząstkowych”, na których uczestnicy mogą swobodnie kupować i sprzedawać energię elektryczną zgodnie ze swoimi potrzebami. Na podstawie złożonych ofert GE dokonuje ich agregacji, a następnie wyznacza cenę dla każdej godziny doby handlowej jako cenę równowagi popytu i podaży<sup>16)</sup>.

Giełda energii elektrycznej nie może funkcjonować w oderwaniu od fizycznych dostaw energii związanych z jej przepływami w sieciach elektroenergetycznych i ograniczeniami systemowymi. Zarządzaniem przepływami energii w sieciach zajmuje się operator systemu przesyłowego, który jako jedyny może zagwarantować fizyczną realizację zobowiązań zawartych na giełdzie. Dlatego też dokument określający zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce<sup>17)</sup> definiuje zakres działania OSP i GE oraz relacje zachodzące między nimi a umowa między tymi podmiotami o jawnym charakterze i zawarta na czas nieokreślony precyzuje zasady tej współpracy. Dokumenty te ustalają, że obrotem energią elektryczną w formie transakcji giełdowych i kontraktów zajmuje się Giełda Energii S.A., natomiast zarządzanie rynkiem bilansującym i zapewnienie przesyłu energii podlega operatorowi systemu przesyłowego. Z unormowań wynika również, że po agregacji ofert i ich zbilansowaniu giełda przekazuje informacje o ofertach zaakceptowanych zarówno

uczestnikom jak i operatorowi systemu przesyłowego, który realizuje te oferty w miarę możliwości technicznych systemu elektroenergetycznego. Należy podkreślić, że przy transakcjach dnia następnego giełdy energii mają tzw. zamkniętą pozycję kontraktową. Oznacza to, że ilość energii sprzedanej jest zawsze równa ilości energii nabytej, co wynika bezpośrednio z mechanizmu działania rynku giełdowego.

Podstawowym zadaniem giełdy energii elektrycznej jest nie tylko ułatwienie obrotu energią poprzez organizację handlu na rynku dnia następnego, ale również zaoferowanie uczestnikom rynku giełdowego różnego rodzaju kontraktów standardowych i instrumentów pochodnych.

Plany rozwojowe Giełdy Energii S.A. dotyczą w najbliższej przyszłości dwóch obszarów funkcjonowania. Na rynku transakcji bieżących, oprócz rynku dnia następnego, na początku roku 2002, uruchomiony zostanie rynek dnia bieżącego (RDB) umożliwiający zawieranie transakcji na kilka godzin przed fizyczną dostawą energii elektrycznej. Będzie to jednak możliwe pod warunkiem pełnego wdrożenia dobowo-godzinowego rynku bilansującego oraz wzrostu obrotu na RDN do wielkości 8-10% całej sprzedaży energii.

Drugim przedsięwzięciem jest rynek terminowy (uruchomiony w maju 2001 r.), na którym w pierwszej kolejności są zawierane kontrakty terminowe na dostawę energii elektrycznej (FKT) w ustalonym okresie w przyszłości po cenie określonej w chwili zawarcia umowy (dokonania transakcji giełdowej). Początkowo w obrocie występują jedynie kontrakty wystandaryzowane, z miesięcznym terminem dostawy. Kontrakty będą rozliczane poprzez fizyczną dostawę energii (*commodity futures*). Szczegółowe zasady obrotu i rozliczeń kontraktów terminowych oraz udziału w obrocie nimi zostały opisane w regulaminie rynku terminowego oraz warunkach obrotu i rozliczeń dla kontraktów terminowych<sup>18)</sup>. W lipcu 2001 r. Giełda Energii S.A. wprowadziła na rynku terminowym kontrakty na dostawę energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych tzw. „zielonej energii” (ZKT). Kontrakty na „zieloną energię” rozliczane będą poprzez fizyczną dostawę energii. W każdej chwili w obrocie znajdować się będą kontrakty terminowe o terminach wykonania przypadających na dwa najbliższe miesiące kalendarzowe, a system obrotu funkcjonować będzie na zasadzie tabeli ofert oraz przyjmowania wyłącznie zleceń z limitem ceny.

Rozwój rynku giełdowego będzie zależeć od atrakcyjności różnorodnych produktów będących przedmiotem obrotu na tym rynku oraz rozkwitu handlu instrumentami pochodnymi, które pozwolą uczestnikom rynku energii skutecznie zarządzać ryzykiem związanym ze zmianami cen występującymi na rynkach transakcji bieżących (natychmiastowych)<sup>19)</sup>.

## Rynek bilansujący

5. Rynek bilansujący (RB) jest tą częścią rynku energii elektrycznej, gdzie operator systemu przesyłowego dokonuje ostatecznego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania, uwzględniając przy tym kontrakty i transakcje zawarte wcześniej przez uczestników rynku

w pozostałych jego segmentach oraz złożone oferty bilansujące i ograniczenia systemowe.

Operator systemu przesyłowego zapewnia uczestnikom rynku bilansującego (URB) fizyczną realizację zgłoszonych do niego umów kupna-sprzedaży energii (USE) zawartych na rynku energii, w tym umów dwustronnych i giełdowych, pod warunkiem, że zostaną one zgłoszone zgodnie z przepisami obowiązującymi na rynku bilansującym. Uczestnikiem rynku bilansującego może być każdy podmiot, który zawrze z OSP umowę przesyłową w zakresie uczestnictwa w RB, na mocy której będzie realizował fizyczne dostawy (lub odbiór) energii w zakresie swoich jednostek grafikowych (JG) poprzez obszar objęty działaniem rynku bilansującego<sup>20)</sup>.

W celu fizycznej realizacji umów sprzedaży energii<sup>21)</sup> uczestnik rynku musi spełniać odpowiednie warunki techniczne uczestnictwa w RB dla swoich jednostek grafikowych, zwłaszcza w zakresie odpowiednich systemów pomiarowo-rozliczeniowych i infrastruktury teleinformatycznej. Uczestnikami rynku bilansującego (por. rys. 1.5) mogą zatem być:

wytwórcy i odbiorcy energii elektrycznej, których JG przyłączone są do sieci objętej obszarem działania RB, w tym odbiorcy końcowi i spółki dystrybucyjne;

przedsiębiorstwa obrotu, które zawierają i zgłaszają umowy sprzedaży energii na fizyczne dostawy energii poprzez sieć objętą działaniem rynku bilansującego;

giełdy energii, na których są zawierane dostawy energii poprzez sieć objętą działaniem rynku bilansującego.





Rys. 1.5 Uczestnicy rynku bilansującego

Wytwórcy energii mogą zgłaszać do uczestnictwa w rynku bilansującym dwa typy jednostek grafikowych wytwórczych: aktywne ( $JG_{wa}$ ) i pasywne ( $JG_{wp}$ ). Pierwsze z nich mają bezpośredni wpływ na bilansowanie zasobów systemu elektroenergetycznego, natomiast drugie są pasywnymi uczestnikami rynku. Wytwórcy mogą zatem składać operatorowi systemu przesyłowego dwa rodzaje ofert bilansujących dotyczących tych jednostek. Pierwszy rodzaj ofert dotyczy jednostek grafikowych wytwórczych aktywnych. W części technicznej oferty podaje się dane dotyczące charakterystyk technicznych jednostki grafikowej, a w części handlowej m.in. cenę ofertową i wolumen energii, jaki oferuje się do sprzedaży operatorowi systemu przesyłowego w celu dodatkowego jej zakupu niezbędnego do zbilansowania systemu (oferta cenowa przyrostowa). Natomiast drugi rodzaj ofert dotyczy jednostek grafikowych wytwórczych pasywnych. Są to oferty cenowe redukcyjne, w których podaje się wolumen energii w zawartych kontraktach bilateralnych bądź giełdowych wraz z ceną, jaką wytwórcy są gotowi zapłacić operatorowi systemu przesyłowego w przypadku przejęcia przez niego obowiązku realizacji tych kontraktów. Pierwsze z tych ofert dotyczą zatem uczestniczenia w produkcji energii elektrycznej ponad wielkość zaplanowaną w planach koordynacyjnych dobowych (PKD), natomiast drugie dotyczą redukcji produkcji energii wcześniej zaplanowanej i mającej swoje odzwierciedlenie w już zawartych umowach sprzedaży. Należy podkreślić, że obowiązek składania ofert bilansujących mają wytwórcy dla swoich jednostek wytwórczych, które są centralnie

dysponowane (JWCD) lub które w sposób aktywny będą uczestniczyć w rynku bilansującym.

Rozdział obciążeń dokonywany przez OSP jest najtrudniejszym zadaniem bieżącego sterowania ruchem systemu przesyłowego mimo stosowania obiektywnych algorytmów rozdziału obciążeń<sup>22)</sup>. Algorytm zapewnia równoprawność traktowania wszystkich uczestników rynku i umów sprzedaży energii złożonych do fizycznej realizacji. Na rynku bilansującym, gdzie popyt na energię elektryczną nie jest elastyczny cenowo, powinno stosować się algorytmy rozdziału obciążeń jednoiteracyjne<sup>23)</sup>. Wieloiteracyjne algorytmy rozdziału obciążeń prowadzą z reguły do prób manipulacji cenowych przez wytwórców energii elektrycznej, co można było zaobserwować na przykładzie kryzysu, jaki w związku m.in. z tym wystąpił w Kalifornii<sup>24)</sup>.

Z przeprowadzonych rozważań wynika, że ten segment rynku energii jest podstawowym instrumentem operatora systemu przesyłowego używanym do zbilansowania zapotrzebowania i dostaw energii elektrycznej. W ramach bilansowania operator dokonuje zakupów i sprzedaży energii, będąc stroną wszystkich transakcji. Pozostaje natomiast nieaktywną stroną obrotu w tym segmencie rynku, ponieważ ceny sprzedaży są średnią ważoną cen z wykorzystanych ofert, a dostawcy uzyskują płatności zgodnie ze złożonymi ofertami. Działania bilansujące, które prowadzi operator są domknięciem segmentów rynków kontraktowego oraz giełdowego i nie ograniczają w niczym swobody zawierania umów na rynku energii elektrycznej.

Funkcjonowanie rynku bilansującego w Polsce różni się od przedstawionych wyżej zasad ze względu na konieczność zakupu przez OSP energii elektrycznej z generacji wymuszonej względami sieciowymi (*must-run*) i produkowanej w skojarzeniu z ciepłem, oraz brak możliwości optymalizacji pozycji kontraktowych na podstawie ofert redukcyjnych i przyrostowych. Biorąc pod uwagę potrzebę zwiększenia efektywności i obniżenia kosztów funkcjonowania sektora elektroenergetycznego oraz maksymalizacji korzyści dla odbiorców energii elektrycznej Rada Ministrów na posiedzeniu w dniu 10 kwietnia 2001 r. zaakceptowała program wprowadzenia rynku energii elektrycznej w Polsce, który przewidywał pełne wdrożenie dobowo-godzinowego rynku bilansującego od 1 lipca 2001 r.<sup>25)</sup> Ze względu na opóźnienie prac związanych ze stabilizacją pracy infrastruktury teleinformatycznej oraz koniecznością podpisania umów dotyczących uczestnictwa w rynku został on uruchomiony z dniem 1 września 2001 r. Po przeszło dwumiesięcznej pracy tego rynku można stwierdzić, że procesy: przyjmowania zgłoszeń, planowania, prowadzenia ruchu, pozyskiwania danych pomiarowych i rozliczeń są realizowane poprawnie. Natomiast w działaniach rynkowych systemów informatycznych w warstwach: sprzętowej, oprogramowania, bezpieczeństwa i komunikacji z uczestnikami rynku nadal odnotowuje się pewne zakłócenia. OSP podjął działania, które w najbliższej przyszłości mają zapewnić dalszą stabilizację pracy systemu teleinformatycznego oraz umożliwią bieżący rozwój jego funkcjonalności.

## Rynek techniczny

6. Rynek techniczny obejmuje obrót rezerwami mocy i niektórymi usługami systemowymi (czyli regulacyjne usługi systemowe - RUS), których katalog zawiera regulamin regulacyjnych usług systemowych<sup>26)</sup>, oraz obrót energią produkowaną w określonych jednostkach wytwórczych ze względu na wymuszenia wynikające z konieczności dotrzymania wymogów jakościowych w poszczególnych węzłach sieci (czyli generację wymuszoną względami sieciowymi - GWS). Zapotrzebowanie na usługi tego typu wynika przede wszystkim z konieczności zapewnienia odpowiednich standardów pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, dotyczących w szczególności:

stabilnej i bezpiecznej pracy systemu,  
utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy i możliwości regulacyjnych,  
zachowania pewności zasilania odbiorców i odpowiedniej jakości dostarczanej energii.

W okresie przejściowym (do końca czerwca 2002 r.) zakłada się, że rynek RUS będzie w Polsce jednostronnym rynkiem operatora systemu przesyłowego, który zakupi te usługi w asortymencie i wielkościach określonych w planie koordynacyjnym rocznym (PKR) i niezbędnych do prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego. Założenie takie wynika z potrzeby sprawdzenia prawidłowości przyjętych zasad planowania i dysponowania tymi usługami przez OSP oraz poprawności funkcjonowania mechanizmów kontraktacji i rozliczeń za te usługi przyjętych w regulaminie RUS (por. przypis 25). W tym okresie OSP będzie kontraktować regulacyjne usługi systemowe w drodze konkursu ofert i dwustronnych negocjacji w zależności od rodzaju tych usług<sup>27)</sup>.

Rozwiązaniem docelowym ma być (od drugiej połowy 2002 r.) godzinowy rynek techniczny, na którym przewiduje się wyłącznie ofertowy system zakupu RUS, co w większym stopniu wpłynie na rozwój konkurencji na tym rynku. Wytwórcy będą zgłaszali oferty niektórych usług systemowych, podając wielkość mocy i cenę za moc oraz ilość energii i ceny za nią, co umożliwi OSP optymalizację zakupów (przyjmując jako kryterium optymalizacji cenę i ilość zakupów) danej usługi.

Natomiast problem generacji wymuszonej względami sieciowymi<sup>28)</sup> próbuje się rozwiązać w okresie przejściowym następująco. OSP na podstawie rocznego planu ograniczeń sieciowych określa dla każdego punktu zasilania sieci (PZS) minimalną ilość jednostek wytwórczych niezbędnych dla zapewnienia wymaganego poziomu niezawodności pracy KSE. Następnie spośród nich, na podstawie odpowiedniej procedury, wyznacza jednostki wytwórcze, z właścicielami których jest uprawniony do zawarcia standardowych umów (kontraktów GWS) mających na celu:

zapewnienie dyspozycyjności jednostek wytwórczych koniecznych dla prawidłowego działania systemu elektroenergetycznego;  
ochronę uczestników rynku przed wykorzystywaniem przez te jednostki wytwórcze „lokalnej siły rynkowej” związanej z ich monopolistyczną pozycją w danym węzle sieciowym systemu.

Przedmiot umowy stanowi usługa polegająca na utrzymaniu długoterminowej rezerwy mocy pozwalającej na usunięcie ograniczeń węzłowych związanych z produkcją energii elektrycznej w ramach GWS. Zawierane umowy zapewniają częściowy zwrot kosztów tym jednostkom wytwórczym, co umożliwi im udział w konkurencyjnym rynku energii.

Roczne kontrakty na rezerwy generacji wymuszonej są zawierane przez OSP przed ogłoszeniem konkursu ofert na RUS. Przewiduje się, że w drugiej połowie roku 2002 nastąpią dalsze zmiany w zakresie generacji wymuszonej w związku z zamiarem wdrożenia godzinowego rynku technicznego.

## Rynek finansowy. Instrumenty pochodne

7. Dobrze funkcjonujący i rozwinięty rynek transakcji bieżących (dobowo-godzinowy rynek bilansujący i rynek giełdowy) na ogół bardzo szybko stymuluje rozwój rynku finansowego, na którym obraca się właściwymi dla niego instrumentami finansowymi, które najprościej można zdefiniować jako kontrakty między dwiema stronami regulujące zależności finansowe, w jakich te strony pozostają<sup>29)</sup>. Inaczej mówiąc, rynek finansowy jest to rynek, na którym dokonuje się transakcje finansowe polegające na zamianie pieniądza na mniej płynny, dochodowy instrument finansowy. Dlatego też na początku rynek finansowy obejmuje jedynie zbiór przepisów i działań odnoszących się do opłat rynkowych, kontraktów, płatności za energię wytworzoną i pobraną, realizacji obsługi finansowej uczestników rynku itp. W miarę jego rozwoju zaczyna się na nim obracać pochodnymi od kontraktów towarowych (dotyczących energii elektrycznej czynnej lub regulacyjnych usług systemowych).

Pojawia się zatem nowy segment rynku finansowego – rynek instrumentów pochodnych (derywatów), na którym zawierane transakcje mają na celu zabezpieczenie przed niekorzystnymi zmianami wartości instrumentów podstawowych<sup>30)</sup>. Instrumenty pochodne spełniają trzy zasadnicze funkcje: ubezpieczeniową, spekulacyjną oraz zapewniającą inwestorom pożądaną strukturę przychodów, a najczęściej spotykanymi są kontrakty typu *forward*, *futures* oraz opcje i swapy.

W przytoczonym już programie wprowadzania rynku energii elektrycznej w Polsce, zobowiązano Giełdę Energii S.A. do wdrożenia przed końcem 2001 r. rynku terminowego finansowego energii elektrycznej. Realizacja tego ma na celu umożliwienie uczestnikom rynku zabezpieczenie się przed zmianami cen energii w przyszłości (tzw. *hedging*), co ma pomóc w poprawie efektywności funkcjonowania uczestników tego rynku<sup>31)</sup>. Obecnie trwają intensywne prace związane z przygotowaniem do uruchomienia tego rynku. Jego istota polega na prowadzeniu operacji finansowych w oparciu o instrument bazowy, jakim jest energia elektryczna bez fizycznej dostawy tej energii. Kontrakt terminowy finansowy (*financial futures*) dotyczy przyszłej sumarycznej wartości 1 MWh energii elektrycznej w każdej godzinie 28-dobowego terminu wykonania, liczonej po tzw. ostatecznym kursie rozliczeniowym w stosunku do sumarycznej wartości 1 MWh energii elektrycznej w tym samym okresie liczonej po cenie referencyjnej dobowej ustalonej na giełdowym rynku dnia

następnego (RDN). W trzymiesięcznym okresie notowań uczestnicy mogą zmieniać swoje pozycje przez dokonywanie kolejnych operacji zakupu i sprzedaży w odniesieniu do tego samego kontraktu. Nie wnikając w sposób ustalania cen i szczegóły rozliczeń, które podane będą w warunkach obrotu i rozliczeń kontraktu, można stwierdzić, że jeżeli w terminie wykonania dobową ceną referencyjną na RDN jest wyższa niż ostateczny kurs rozliczeniowy na rynku terminowym, to beneficjentem różnicy jest kupujący, a traci sprzedający. Odwrotna sytuacja ma miejsce w przypadku, gdy dobową ceną referencyjną na RDN jest niższa niż ostateczny kurs rozliczeniowy na rynku terminowym<sup>32)</sup>. Terminowe kontrakty finansowe wpłyną zatem na zmniejszenie ryzyka niedotrzymania warunków przez którąkolwiek ze stron w wyniku niekorzystnych ruchów cen. Należy podkreślić, że szczególną cechą rynku energii elektrycznej jest znaczna rozbieżność między dzienną zmiennością cen, a możliwością ich poprawnego prognozowania. Kontrakty pozwolą zatem na bardziej efektywne zarządzanie ryzykiem portfeli kontraktów uczestników giełdy.

#### **1.1.4 Podmioty rynku i wzajemne relacje między nimi**

Działania poszczególnych podmiotów rynku oraz stosunki między nimi z natury rzeczy wynikają z rozbieżnych interesów zarówno w sferze stosunków wymiany (sprzedawca – nabywca), jak również w sferze stosunków równoległych (sprzedawca – sprzedawca, nabywca – nabywca). W poniższej części przedstawiono podmioty rynku i wzajemne relacje zachodzące między nimi. Omówiono, jak zorganizowany jest proces przepływu informacji oraz proces uzgadniania i podejmowania decyzji, które dynamizują ogół stosunków towarzyszących procesom wymiany.

Struktura podmiotowa rynku została przedstawiona w sposób uproszczony<sup>33)</sup> na rys. 1.6. W celu przeanalizowania sposobu działania tego rynku oraz relacji zachodzących między podmiotami rynkowymi należy przede wszystkim scharakteryzować role i zadania, obowiązki i uprawnienia oraz zakres działania wszystkich uczestników rynku. Zakładając pewne uproszczenia, można powiedzieć, że na rynku hurtowym działają (por. rys. 1.6)<sup>34)</sup>:

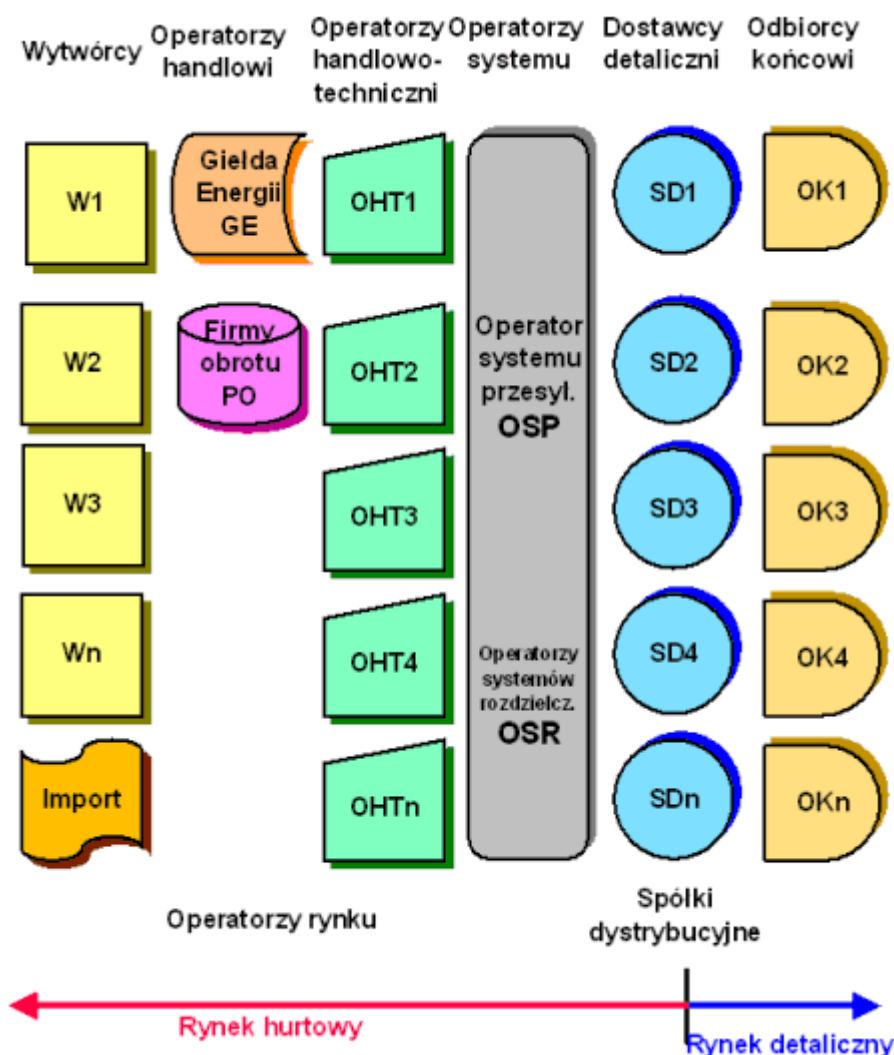
Wytwórcy (dostawcy) energii elektrycznej (W);

Operator Systemu Przesyłowego (OSP);

Operatorzy Handlowi, do których zaliczyć można Giełdę Energii S.A. oraz przedsiębiorstwa obrotu energią (firmy obrotu – PO);

Operatorzy Handlowo-Techniczni (OHT);

Odbiorcy energii elektrycznej (odbiorcy sieciowi, czyli spółki dystrybucyjne – SD oraz odbiorcy końcowi, czyli odbiorcy uprawnieni i odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej).



Rys. 1.6 Struktura podmiotowa rynku energii elektrycznej

Rynek hurtowy obejmuje również eksport i import energii, a umowną granicą działania rynku jest przejście z wielooczkowej sieci zamkniętej na sieć promieniową. Można zatem stwierdzić, że z dniem uruchomienia rynku bilansującego głównym obszarem handlowym jest sieć przesyłowa oraz miejsca w sieci rozdzielczej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone JWCD. W przyszłości przewiduje się rozszerzenie obszaru objętego przez rynek bilansujący o te fragmenty sieci rozdzielczej, na których zostaną spełnione wszystkie warunki stawiane uczestnikom tego rynku. Obszar ten będzie się rozszerzał od sieci NN w kierunku sieci SN, obejmując w pierwszym okresie sieci NN i elementy sieci 110 kV koordynowane przez OSP.

Natomiast rynek detaliczny w aspekcie geograficznego wymiaru rynku obejmuje sieć rozdzielczą 110 kV oraz sieci średnich (SN) i niskich (nn) napięć. Działają na nim następujące podmioty: spółki dystrybucyjne, przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną i odbiorcy końcowi. Spółki dystrybucyjne będące właścicielami lokalnych sieci rozdzielczych są zobowiązane do utrzymywania tych sieci w stanie zapewniającym niezawodne dostawy energii elektrycznej o odpowiedniej jakości wszystkim odbiorcom przyłączonym do nich. Standardy jakościowe i niezawodnościowe energii dostaw normuje prawo energetyczne oraz przepisy wykonawcze do niego. Na etapie przygotowania znajduje się instrukcja ruchu



i eksploatacji sieci rozdzielczych, która w sposób jednoznaczny powinna określić uprawnienia operatorów sieci rozdzielczych, sposób prowadzenia przez nich ruchu sieciowego i eksploatacji tych sieci. Natomiast przedsiębiorstwa obrotu działające na rynku detalicznym pełnią rolę pośrednika w handlu energią, zawierając ze spółkami dystrybucyjnymi umowy o świadczenie usług przesyłowych na rzecz i w imieniu odbiorcy, z którym zawarli umowę o dostawę energii elektrycznej.

## Wytwórcy energii elektrycznej

8. Funkcję dostawców na rynku energii pełnią podmioty gospodarcze wprowadzające energię elektryczną do krajowego systemu elektroenergetycznego, tzn. wytwórcy i importerzy. Produkcją energii elektrycznej w Polsce zajmuje się 14 elektrowni i 19 elektrociepłowni zawodowych opartych na węglu kamiennym i 3 elektrownie oparte na węglu brunatnym, co razem stanowi około 91% całości produkcji energii. Oprócz nich energię elektryczną produkują 177 elektrociepłowni przemysłowe (ok. 5,2%), elektrownie wodne (ok. 2,8%) i uzupełniają to wszystko elektrownie niezależne i źródła rozproszone (ok. 1%).

Wytwórcy energii elektrycznej działają na rynku hurtowym jako sprzedawcy energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych. Wytwórca jest dysponentem jednostek wytwórczych (źródeł wytwórczych), przy czym część zadań związanych z dysponowaniem swoimi jednostkami wytwórczymi może przekazać innemu podmiotowi pełniącemu w jego imieniu funkcję OHT. Producenci mogą sprzedawać wytworzoną przez siebie energię elektryczną, wykorzystując trzy różne sposoby: w kontraktach dwustronnych, w transakcjach giełdowych oraz w transakcjach na rynku bilansującym.

Jednakże każdy z tych sposobów wymaga tzw. grafikowania umów sprzedaży energii elektrycznej. Polega to na przedstawieniu każdego kontraktu w postaci tzw. grafiku, w którym dostarczona i pobierana energia elektryczna jest określona dla każdej godziny doby handlowej, dla okresu, na który kontrakt został zawarty. Oznacza to również, że wolumeny energii z wszystkich umów sprzedaży zawartych przez danego wytwórcę muszą być odpowiednio przydzielone dla każdej jednostki wytwórczej tego producenta na każdą godzinę doby handlowej, tworząc w ten sposób tzw. jednostki grafikowe wytwórcze ( $JG_w$ ). Wytwórca powinien ponadto brać pod uwagę ograniczenia techniczne jednostek wytwórczych, ich gotowość do produkcji (dyspozycyjność) oraz zobowiązania wynikające z zawartych kontraktów na świadczenie usług systemowych.

Przygotowanie przez wytwórców ofert giełdowych i ofert na rynek bilansujący wymaga uwzględnienia wcześniej przygotowanych grafików dla kontraktów bilateralnych i regulacyjnych usług systemowych, ponieważ zgłaszana do OSP pozycja kontraktowa będąca sumą wszystkich kontraktów musi uwzględniać możliwości techniczne każdej jednostki wytwórczej. Należy przy tym podkreślić, że od prawidłowo przygotowanych grafików zależy w znacznej mierze przychód wytwórcy, a zatem jego pozycja na rynku.

## Operator Systemu Przesyłowego



9. Operator systemu przesyłowego jest najważniejszym ogniwem w strukturze konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Powinien on realizować następujące główne zadania, którymi są m.in.<sup>35)</sup>:

- zagwarantowanie utrzymania i rozwoju systemu przesyłowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- sterowanie przepływami energii elektrycznej w systemie z uwzględnieniem wymiany z innymi połączonymi systemami (prowadzenie ruchu systemu),
- zapewnienie niezawodnego, pewnego i efektywnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- zabezpieczenie dostępu do wszystkich niezbędnych regulacyjnych usług systemowych (usług technicznych),
- udostępnianie operatorom innych systemów informacji niezbędnych do utrzymania bezpiecznej i efektywnej pracy, koordynacji i rozwoju oraz właściwej współpracy przyłączonego systemu,
- dysponowanie jednostkami wytwórczymi na własnym obszarze działania oraz wykorzystywanie połączeń międzysystemowych,
- postępowanie niedyskryminacyjne wobec wszystkich użytkowników lub grup użytkowników systemu,
- zachowanie poufności informacji handlowych uzyskiwanych w trakcie prowadzenia swojej działalności.

Operator systemu przesyłowego administruje rynkiem bilansującym w zakresie jednostek grafikowych zdefiniowanych w obszarze działania tego rynku<sup>36)</sup>. Odpowiada on za jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej dla odbiorców niezależnie od przyjętych rozwiązań rynkowych i skuteczności ich funkcjonowania. Przepisy regulujące działanie rynku dają priorytet stabilności pracy systemu elektroenergetycznego nad działaniami handlowymi na rynku. OSP kieruje siecią przesyłową, rozdziałem obciążeń i zakupem usług technicznych, a jego działanie na rynku energii elektrycznej jest regulowane<sup>37)</sup> m.in. przez:

- warunki koncesji wydanej przez Prezesa URE,
- szczegółowo opracowany regulamin rynku bilansującego<sup>38)</sup>,
- prowadzenie rozdziału obciążeń wykorzystującego procedury programowania liniowego, biorącego pod uwagę oferty uczestników i ograniczenia systemowe istniejące w KSE,
- opłatę za usługi przesyłowe, której stawki są wyznaczone zgodnie z rozporządzeniem taryfowym Ministra Gospodarki i zatwierdzone w taryfie przez Prezesa URE.

Z dotychczasowych rozważań wynika, że operator systemu przesyłowego ma priorytetową misję do spełnienia na rynku energii elektrycznej w aspekcie zachowania bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju konkurencyjnych mechanizmów rynkowych<sup>39)</sup>. Do jego

podstawowych zadań w tym zakresie należą:

- dysponowanie mocą i energią w systemie;
- zapewnienie niezawodnych dostaw energii elektrycznej o odpowiedniej jakości;
- niedyskryminacyjne świadczenie usług przesyłowych;
- świadczenie usług operatora rynku i operatora systemu;
- prowadzenie ruchu systemu;
- eksploatacja oraz rozwój infrastruktury technicznej i teleinformatycznej niezbędnej do zarządzania systemem;
- zarządzanie informacją handlową i techniczną;
- rozwój połączeń krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami innych krajów;
- współdziałanie z operatorami systemów rozdzielczych.

Systematyczne i konsekwentne wykonywanie tych zadań umożliwi dalszy rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz poprawi efektywność funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych.

### **Operatorzy systemów rozdzielczych**

10. Należy zaznaczyć, że operator systemu przesyłowego zarządza rynkiem bilansującym w zakresie jednostek grafikowych określonych w jego obszarze działania. Natomiast operatorzy systemów rozdzielczych (spółki dystrybucyjne) uczestniczą w administrowaniu RB w zakresie jednostek grafikowych określonych w obszarach zarządzanych przez nich sieci. Przy czym zarządzanie to ograniczone jest jedynie do ustalania pozycji kontraktowych i rozliczania odchyłeń od tych pozycji, według cen rozliczeniowych odchylenia ukształtowanych na rynku bilansującym, tylko dla jednostek grafikowych zarejestrowanych w ich sieciach.

Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemów rozdzielczych nie mogą uzyskiwać korzyści finansowych z tytułu uczestnictwa w rynku bilansującym.

### **Operatorzy handlowo-techniczni**

11. Układ i wzajemne zależności istniejące w polskim systemie przesyłowym wyraźnie wskazują na konieczność istnienia na rynku energii elektrycznej operatorów handlowo-technicznych<sup>40)</sup>, którzy przejmują na siebie część zadań wytwórców i odbiorców oraz operatora systemu.

Operatorem handlowo-technicznym może być podmiot, który spełnia następujące warunki i wymagania formalno-prawne. Ma podpisaną umowę z uczestnikiem rynku bilansującego na dysponowanie jego jednostkami grafikowymi oraz ma zawartą umowę przesyłową z OSP

dotyczącą działalności operatorskiej na rynku bilansującym (operator rynku), co gwarantuje odpowiednią jakość świadczonych usług i przyjęcie odpowiedzialności za wykonywane zadania. Oznacza to również, że OHT jest odpowiedzialny za dysponowanie jednostką grafikową uczestnika rynku w zakresie handlowym i technicznym. Dysponuje (na zasadzie wyłączności) zdolnościami produkcyjnymi jednostki grafikowej wytwórczej lub zdolnościami przyłączeniowymi jednostki grafikowej odbiorczej, jak również energią elektryczną (bez prawa wyłączności) dostarczaną lub odbieraną przez jednostkę grafikową.

Sprawdza wstępnie wykonalność proponowanych kontraktów i ustala grafiki pracy (obciążeń), a następnie przekazuje zbilansowane grafiki handlowo-techniczne pracy jednostek grafikowych do operatora systemu przesyłowego lub właściwego operatora systemu rozdzielczego. Grafiki te powinny uwzględniać charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych (np. maksimum i minimum techniczne produkcji, charakterystyki rozruchu, szybkość obciążania i odciążania itp.) i wszystkie ograniczenia elektrowniane. OHT zarządzający jednostkami grafikowymi odbiorczymi tworzą grafiki poboru energii elektrycznej (w miejscach dostarczenia) powiązane z produkcją energii (wprowadzeniem do sieci) na podstawie zawartych umów sprzedaży.

Operatorzy handlowo-techniczni mogą wstępnie dobierać i bilansować regulacyjne usługi systemowe, jak również korygować grafiki po uzyskaniu od OSP informacji o ograniczeniach sieciowych. Ze względu na techniczne warunki produkcji i przesyłu oraz istniejące ograniczenia systemowe grafiki pracy przygotowane przez OHT muszą być weryfikowane na drodze symulacyjnej, później korygowane, a następnie zatwierdzane przez operatora systemu przesyłowego.

Operator handlowo-techniczny uczestniczy w procesie rozliczeń z OSP dotyczących odchyień pomiędzy rzeczywistą ilością dostaw zmierzoną w fizycznych punktach pomiarowych a wartościami ustalonymi w grafikach (pozycje kontraktowe). Każdy wytwórca bądź odbiorca musi zapewnić, dla wszystkich swoich jednostek grafikowych (wytwórczych lub odbiorczych), realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowo-technicznym. Funkcje te uczestnik rynku może wykonywać samodzielnie lub może ją powierzyć innym podmiotom będącym OHT, przy czym każda jednostka grafikowa może mieć tylko jednego OHT. Przygotowanie do pełnienia zadań operatora handlowo-technicznego wymaga zatrudnienia personelu dobrze znającego techniczne strony działania systemu elektroenergetycznego, a ponadto wyposażenia w sprzęt komputerowy i pewne połączenia teleinformatyczne z operatorem systemu i swoimi klientami.

## **Operatorzy handlowi**

12. Nieco inną rolę do spełnienia na rynku energii elektrycznej mają operatorzy handlowi. Muszą spełnić te same warunki i wymagania formalno-prawne jak OHT, są jednak odpowiedzialni za dysponowanie jednostką grafikową uczestnika rynku tylko w zakresie handlowym. Dysponują energią elektryczną dostarczaną lub odbieraną przez jednostki grafikowe oraz tworzą wyłącznie handlowe grafiki pracy tych jednostek. Następnie przesyłają je do weryfikacji i zatwierdzenia operatorowi systemu przesyłowego lub

właściwemu operatorowi systemu rozdzielczego. Każde przedsiębiorstwo obrotu lub giełda musi zapewnić, dla wszystkich swoich jednostek grafikowych, realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym. Funkcje te uczestnik rynku może sprawować samodzielnie bądź może ją zlecić innym podmiotom będącym OH, przy czym każda jednostka grafikowa może mieć tylko jednego operatora handlowego.

### **Przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną**

13. Celem działania przedsiębiorstwa obrotu<sup>41)</sup> jest osiągnięcie zysku poprzez maksymalizację wolumenu obrotu i różnic pomiędzy cenami sprzedaży i zakupu energii. Oferując zakup lub sprzedaż energii, przedsiębiorstwa te biorą na siebie ryzyko związane z fluktuacją cen, a ograniczając je, działają stabilizująco na rynek energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa obrotu energią, podobnie jak wytwórcy i nabywcy, mogą prowadzić działalność w trzech głównych formach:

w formie kontraktów dwustronnych poprzez nabywanie energii od producentów i sprzedaż jej odbiorcom i wtedy dla wytwórcy jak i nabywcy przedsiębiorstwa obrotu są stroną kontraktu;

w formie transakcji giełdowych, w których przedsiębiorstwa obrotu mogą sprzedawać lub nabywać energię elektryczną;

w postaci transakcji na rynku bilansującym, jeżeli przedsiębiorstwo obrotu, zgłaszając umowę sprzedaży energii elektrycznej, wykazuje otwartą pozycję kontraktową.

Na rynku bilansującym przedsiębiorstwa obrotu mogą mieć pozycję kontraktową zamkniętą lub otwartą. Zamknięta (zrównoważona) pozycja kontraktowa oznacza, że ilości energii nabyte i sprzedane są sobie równe. Wówczas nie następuje rozliczenie wartościowe pomiędzy przedsiębiorstwem obrotu a OSP. Informacje o USE dostarczone do OSP służą wyłącznie do weryfikacji poprawności informacji zgłaszanych przez innych uczestników rynku bilansującego.

Przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną mogą również występować na rynku bilansującym, mając otwartą pozycję kontraktową. W tej sytuacji możliwe są dwa przypadki, kiedy energia nabyta w innych kontraktach (dwustronnych i giełdowych) jest:

mniejsza od całkowitej energii sprzedanej przez to przedsiębiorstwo; w tym przypadku przedsiębiorstwo dokupuje energię na rynku bilansującym po cenie rozliczeniowej;

większa od całkowitej energii sprzedanej przez to przedsiębiorstwo; wtedy przedsiębiorstwo odsprzedaje nadmiar energii operatorowi systemu przesyłowego po cenie rozliczeniowej.

Mając otwartą pozycję kontraktową, przedsiębiorstwo obrotu dokonuje spekulacji na rynku bilansującym, przewidując korzystną dla siebie cenę rozliczeniową. Jeżeli przewidywania te

się spełnią, wówczas przedsiębiorstwo osiąga zysk. Jeżeli natomiast rzeczywista cena rozliczeniowa jest inna od przewidywanej, to przedsiębiorstwo może ponieść straty. Działania spekulacyjne przedsiębiorstw obrotu pozwalają na skuteczne zarządzanie ryzykiem i prowadzą do stabilizacji rynku poprzez wyrównywanie różnic cenowych.

Przedsiębiorstwami obrotu są wszystkie te firmy energetyczne, które posiadają koncesję na obrót energią elektryczną wydaną przez Prezesa URE (około 274 podmioty, łącznie ze spółkami dystrybucyjnymi – stan na koniec 2000 r.). Na rynku bilansującym jednostka grafikowa przedsiębiorstwa obrotu jest określona przez zbiór wirtualnych miejsc dostarczania energii (umowne punkty w sieci, w których następuje rozliczanie przepływu energii pomiędzy jednostkami grafikowymi a tą siecią – punkty „ponad siecią”) gdzie realizowana jest: dostawa albo odbiór energii, niepowiązane z jej fizycznym przepływem. Ta jednostka grafikowa jest zawsze definiowana jako podwójna – składająca się z jednostki zakupu i jednostki sprzedaży. W początkowej fazie okresu przejściowego wymaga się, by obie te jednostki były równe ilościowo (zbilansowane) w każdej godzinie.

### Spółki dystrybucyjne

Trzydzieści trzy spółki dystrybucyjne (stan na koniec listopada 2001 r.) kupują energię dla swoich odbiorców taryfowych oraz obsługiwanych przez nie odbiorców uprawnionych korzystających z zasady TPA. Energię elektryczną spółki dystrybucyjne mogą, podobnie jak inne podmioty rynkowe, nabywać na trzy różne sposoby: przy pomocy kontraktów bilateralnych, transakcji giełdowych i transakcji na rynku bilansującym. Spółki dystrybucyjne, podobnie jak wytwórcy, muszą przygotować grafiki umów sprzedaży energii elektrycznej. Jednak w przeciwieństwie do wytwórców ich grafiki nie podlegają tak dużym ograniczeniom technicznym. Ponadto spółki dystrybucyjne nie muszą przygotowywać oferty bilansującej.

Głównym problemem z jakim stykają się spółki dystrybucyjne są trudności z dokładnym prognozowaniem zapotrzebowania na energię elektryczną zużywaną przez ich odbiorców końcowych. Kontrakty bilateralne zawierane z dużym wyprzedzeniem, przy małej dokładności prognozy, są następnie korygowane poprzez transakcje na giełdach energii i rynku bilansującym w dniu poprzedzającym dobę handlową. Spółki dystrybucyjne powinny więc założyć pewien poziom niepewności prognozy i podjąć odpowiednie działania ubezpieczające to ryzyko.

Spółki dystrybucyjne, podobnie jak wytwórcy, muszą wyposażyć się w odpowiednie systemy teleinformatyczne oraz wspomagające programy komputerowe i przygotować do działań na rynku energii elektrycznej swój personel. Trudność sprawia brak odpowiednich programów prognozujących zużycie energii dla każdej godziny. Jeżeli nawet program prognostyczny przewiduje zużycie energii z niewielkim błędem w okresach miesięcznych czy dobowych, jego przydatność na dobowo-godzinowym rynku energii może być niewielka. Nawet jeżeli prognoza zużycia dobowego jest bezbłędna, to odchylenie rzeczywistego zużycia w poszczególnych godzinach doby od prognozy godzinowej może być dla spółki dystrybucyjnej bardzo kosztowne.

Spółki dystrybucyjne, które nabywają energię na rynku hurtowym dla wielu odbiorców końcowych mają na rynku bilansującym w sposób naturalny otwartą pozycję kontraktową. Wielkości poboru energii elektrycznej nie da się bowiem dokładnie przewidzieć, a zatem zawarcie odpowiedniej liczby kontraktów i transakcji tak, aby ten pobór dokładnie zrównoważyć, nie jest możliwe. Jednak w tym przypadku istnieje zasadnicza różnica pomiędzy przedsiębiorstwem obrotu a spółką dystrybucyjną jako odbiorcą hurtowym. W pierwszym przypadku otwarta pozycja kontraktowa jest elementem świadomego działania spekulacyjnego na rynku w nadziei uzyskania ponadprzeciętnych zysków. W drugim przypadku wynika ze zmiennego zapotrzebowania odbiorców końcowych, chociaż także może wynikać ze świadomej gry na rynku bilansującym.

### Odbiorcy energii elektrycznej

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (zob. cz. 1.1.7) odbiorcą jest każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Stosownie do tej definicji odbiorcą energii elektrycznej w Polsce jest nie tylko odbiorca przemysłowy, komunalny czy indywidualny, ale również spółki dystrybucyjne (odbiorcy sieciowi) zakupujące energię elektryczną na rynku hurtowym w celu jej odsprzedaży na rynku detalicznym odbiorcom końcowym. Przy czym przez odbiorcę końcowego rozumie się odbiorcę energii elektrycznej, który wykorzystuje ją wyłącznie na własne potrzeby<sup>42)</sup>.

Głównym celem rynku energii elektrycznej jest stworzenie warunków, po których spełnieniu odbiorcy energii elektrycznej będą mogli dokonywać zakupów energii na rynku konkurencyjnym. Z kolei, powstanie silnego, skutecznego i konkurencyjnego rynku jest związane z potrzebą nałożenia na przedsiębiorstwa sieciowe będące właścicielem i użytkownikiem sieci elektroenergetycznych obowiązku umożliwienia korzystania z sieci przez inne podmioty, oczywiście za odpowiednią opłatą za usługi przesyłowe. Jest to tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznych (TPA), umożliwiająca korzystanie z usług przesyłowych przez dowolne podmioty. Bez obligatoryjnej zasady TPA nie ma możliwości złamania monopolu naturalnego elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych na rynku dostaw energii elektrycznej, a tym samym w praktyce nie ma szans na wprowadzenie rynku konkurencyjnego w sferze wytwarzania i obrotu. Zgodnie z zasadą dostępu stron trzecich do sieci, dostawca ma możliwość przesłania energii elektrycznej do dowolnego odbiorcy, ten zaś ma szansę wyboru dowolnego dostawcy (producenta) energii, w tym innego niż dotychczasowy, będący właścicielem tej sieci. Właściwa metoda stanowienia cen za usługi przesyłowe, zatwierdzanych przez Prezesa URE, jest podstawowym elementem warunków świadczenia tych usług, zapewnienia odstępu do systemu elektroenergetycznego i sposobów użycia jego zdolności przesyłowych.

Przepisy wykonawcze<sup>43)</sup> przewidują etapowy proces uzyskiwania prawa do korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców energii elektrycznej, przy czym w dniu 5 grudnia 2005 r. wszyscy odbiorcy (ok. 15 mln) będą mogli skorzystać z tego prawa. Warunkami koniecznymi do skorzystania z tych uprawnień są: spełnienie przez odbiorcę wymagań w zakresie zakupu rocznej ilości energii elektrycznej uprawniającej do skorzystania z zasady TPA, dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymogów, jakie stawiają



rynkowe zasady rozliczania za pozyskaną energię i usługę przesyłową. Odbiorca, który uzyskał prawo wyboru dostawcy (odbiorca uprawniony) i został objęty zasadą TPA, może z tego prawa skorzystać i w przypadku zrezygnowania z zakupu energii elektrycznej od przedsiębiorstwa sieciowego będącego operatorem sieci, do której jest przyłączony, staje się on odbiorcą pozataryfowym i sam może decydować o sposobie uczestnictwa w rynku energii elektrycznej. Natomiast gdy odbiorca nie chce skorzystać z tego prawa pozostaje dalej odbiorcą taryfowym.

Uczestnictwo w rynku przez odbiorcę uprawnionego może być realizowane na dwa różne sposoby<sup>44)</sup>. Po pierwsze, odbiorca uprawniony staje się uczestnikiem rynku bilansującego, nabywając energię bezpośrednio od wytwórców, na giełdzie energii, od przedsiębiorstw obrotu energią lub innych operatorów sieci rozdzielczych oraz dokonując rezerwowych zakupów/sprzedaży energii (bilansowania) na rynku bilansującym prowadzonym przez operatora systemu przesyłowego. Po drugie zaś, odbiorca uprawniony nabywa energię elektryczną w taki sam sposób jak poprzednio, a bilansowania zapotrzebowania dokonuje u operatora sieci rozdzielczej, do którego sieci jest przyłączony.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla każdego odbiorcy jest zmienne w czasie i tworzy profil zapotrzebowania trudny do dokładnego prognozowania. Zawsze będą istnieć różnice między rzeczywistym poborem energii a wielkościami zakontraktowanymi na podstawie prognozowanego zapotrzebowania. Wymaga to dodatkowych rezerwowych zakupów/sprzedaży energii elektrycznej w celu całkowitego zbilansowania potrzeb odbiorcy. Dla odbiorcy uprawnionego mechanizm bilansowania może być zapewniony bądź przez operatora sieci przesyłowej, jeżeli odbiorca zechce być uczestnikiem rynku bilansującego, bądź przez operatora sieci rozdzielczej, jeżeli odbiorca dokonuje zakupów energii na rynku i nie chce uczestniczyć w rynku bilansującym. W jednym i drugim przypadku musi zawrzeć odpowiednie umowy na zakup energii elektrycznej, jej przesył siecią lokalnego OSR i bilansowania rzeczywistego zapotrzebowania z prognozowanym oraz musi spełnić odpowiednie wymagania dotyczące swojego uczestnictwa w odpowiednich segmentach rynku energii elektrycznej (np. segmentu giełdowego czy też bilansującego).

Można stwierdzić, że, wprowadzając rynek energii elektrycznej, podzielono odbiorców na dwie główne kategorie: pozataryfowych i taryfowych. Pierwsza z nich ma prawo wyboru dostawcy energii lub korzysta z zakupów taryfowych. Druga kupuje energię od lokalnych spółek dystrybucyjnych, płacąc zgodnie z taryfami zatwierdzonymi przez Prezesa URE. Można przypuszczać, że w miarę rozwoju rynku energii elektrycznej oraz upowszechniania się zasady TPA obrót taryfowy w przyszłości będzie się systematycznie zmniejszać na rzecz obrotu pozataryfowego. Przedsiębiorstwa sieciowe oraz przedsiębiorstwa obrotu, chcąc utrzymać stabilny poziom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, zdecydowanie zwiększą swoją działalność w obszarze obrotu pozataryfowego, który stwarza możliwość wynegocjowania lepszej ceny i warunków dostawy dla energii elektrycznej.

### **1.1.5 Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej**

Energia elektryczna i ciepło są podstawowymi nośnikami energii niezbędnymi do



funkcjonowania współczesnego społeczeństwa. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła może się odbywać w różny sposób, przy czym jednym z najbardziej efektywnych sposobów jest jednoczesne (skojarzone) wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach, czyli tzw. kogeneracja<sup>45)</sup>. To równoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła nosi w energetyce nazwę gospodarki skojarzonej<sup>46)</sup>, a oszczędności, które w niej występują, polegają przede wszystkim na skuteczniejszym wykorzystaniu energii zawartej w paliwie, zmniejszeniu strat ciepła, uzyskaniu znaczących korzyści ekologicznych i społecznych zapewniających poprawę stanu środowiska naturalnego. Wiadomym jest, że zużycie paliwa na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu jest zawsze mniejsze od zużycia paliwa na niezależne wytwarzanie energii elektrycznej w zastępczej elektrowni kondensacyjnej i ciepła w zastępczej ciepłowni (gospodarka rozdzielona)<sup>47)</sup>. Sprawność energetyczna skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest wysoka i wynosi 70-80%, a w zaawansowanych technologiach gazowo-parowych może przekroczyć 90%. Jednocześnie skojarzone wytwarzanie energii pozwala na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> o 30-35% w porównaniu do konwencjonalnych elektrowni węglowych, a dla źródeł skojarzonych wykorzystujących gaz ziemny różnica na korzyść gospodarki skojarzonej dochodzi do 70%. A zatem, obniżenie zużycia paliw, redukcja emisji zanieczyszczeń gazów do atmosfery, niższe koszty energii dla użytkowników to główne korzyści kogeneracji.

Należy podkreślić, że zastosowanie gospodarki skojarzonej może występować tylko tam, gdzie jest równoczesne zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło. Przy czym odbiór ciepła powinien odbywać się w pobliżu elektrociepłowni, ponieważ budowa kosztownych sieci ciepłych jak i zwiększenie strat ciepła mogą zdecydowanie pogorszyć wskaźniki opłacalności takich inwestycji. Wynika to przede wszystkim z faktu, że w kogeneracji głównym produktem użytecznym jest ciepło grzejne, a produktem ubocznym energia elektryczna produkowana na tym samym strumieniu pary grzejnej. I to właśnie produkt główny decyduje o lokalizacji i mocy procesu skojarzonego.

Wskaźniki opłacalności stosowania układów skojarzonych są tym lepsze, im większa jest liczba godzin pracy układu w ciągu roku. Ze względu na przebieg zmienności zapotrzebowania w ciepło (produktu głównego) wykorzystanie układów skojarzonych nie jest równomierne w ciągu roku. W przypadku, gdy ciepło jest produkowane przede wszystkim do celów grzewczych, obniża się wydajność ekonomiczna układu skojarzonego w lecie, kiedy zapotrzebowanie na ciepło jest znacznie mniejsze<sup>48)</sup>. Aby zapobiec temu zjawisku, skonstruowano układy, których zadaniem jest wytwarzanie chłodu dla celów klimatyzacyjnych w procesach absorpcyjnych przy wytwarzaniu nadmiaru ciepła z kogeneracji. W ten sposób skojarzono trzy rodzaje energii (trójgeneracja), umożliwiając równomierne wykorzystanie układów skojarzonych w ciągu roku i poprawiając efektywność ich funkcjonowania.

W wielu krajach małe układy skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja rozproszona) są wykorzystywane w miejscach, gdzie energia elektryczna i ciepło są zużywane na miejscu, zastępując energię kupowaną z sieci. Dotyczy to w

szczegółności obiektów użyteczności publicznej, przemysłu czy handlu, a praktyczne zastosowanie znalazły w hotelach, halach targowych czy wystawowych, domach studenckich, ośrodkach sportowych.

W związku z zaletami gospodarki skojarzonej w ciągu ostatniej dekady nastąpił na całym świecie ogromny wzrost zainteresowania rozwojem kogeneracji. Unia Europejska uznaje produkcję energii elektrycznej ze źródeł skojarzonych, podobnie jak odnawialnych, za korzystniejszą zarówno ze względów ekonomicznych jak i ekologicznych<sup>49)</sup>. W związku z tym w wielu krajach wprowadzono nawet specjalne przepisy prawne popierające ten rodzaj działalności energetycznej, której sprzyja także stopniowa liberalizacja rynków energii oraz gwałtowny rozwój techniczny układów skojarzonych.

W uregulowaniach prawnych dotyczących wprowadzonego rynku energii elektrycznej w Polsce gospodarka skojarzona posiada znaczne priorytety<sup>50)</sup>.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a także obrotem tą energią ma obowiązek zakupu całej oferowanej energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła ze źródeł przyłączonych do sieci należącej do tego przedsiębiorstwa niezależnie od wielkości zainstalowanej mocy elektrycznej źródła<sup>51)</sup>. Dotyczy to źródeł, w których sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło są łącznie nie mniejsze niż 65% (pełne skojarzenie). Obowiązek zakupu obejmuje zarówno duże elektrociepłownie zawodowe jak i kogenerację rozproszoną, tj. wszystkich wytwórców energii powstającej w kogeneracji.

Cenę energii elektrycznej wytworzonej w pełnym skojarzeniu liczy się według algorytmu uwzględniającego: średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w KSE w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, współczynnik korekcyjny określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz wskaźnik inflacji<sup>52)</sup>. Obie taryfy dla energii elektrycznej i ciepła dla źródeł, w których występuje kogeneracja, należy ustalać dla tego samego, jednakowego okresu (np. rocznego lub dwuletniego).

Biorąc pod uwagę przedstawione uwarunkowania, należy stwierdzić, że taryfy dotyczące energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu będą znacznie korzystniejsze od taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w technologii kondensacyjnej. Jednocześnie bezwarunkowy obowiązek zakupu energii elektrycznej produkowanej w pełnym skojarzeniu stawia wytwórców takiej energii w uprzywilejowanej pozycji na rynku energii elektrycznej. Nie skłania ich do obniżania kosztów własnych, niezależnie bowiem od struktury i wielkości tych kosztów, jeżeli będą to tylko koszty uzasadnione, energia elektryczna produkowana w skojarzeniu musi zostać zakupiona na rynku. Będzie to jednocześnie wzmacniać siłę rynkową tych wytwórców na lokalnych rynkach energii. Korzystne uregulowanie prawne dla wytwórców produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem, uprzywilejowana pozycja na rynku energii elektrycznej, silna pozycja monopolistyczna na lokalnych rynkach ciepła, obowiązek zakupu energii elektrycznej z kogeneracji spowodowały znaczne

zainteresowanie inwestorów zagranicznych prywatyzacją tego segmentu rynku.

### 1.1.6 Taryfy i ceny na rynku energii elektrycznej

Prawidłowe kształtowanie i kalkulacja taryf są jednym z najważniejszych a zarazem najbardziej skomplikowanych narzędzi regulacji (regulacja ekonomiczna)<sup>53)</sup> warunkujących w znacznym stopniu skuteczne działanie rynku energii elektrycznej i pobudzających rozwój różnorodnych transakcji na tym rynku oraz promujących konkurencję. Przy ich stanowieniu powinno stosować się obiektywne, proste, przejrzyste i stabilne kryteria tworzenia, a obowiązek publikacji taryf pozwala uruchomić skuteczny mechanizm konkurencji na rynku. Przy czym taryfa to, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 3 pkt 17), zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne i zatwierdzany przez Prezesa URE (art. 47 ustawy). Przedłożenie taryf do zatwierdzenia może nastąpić z inicjatywy przedsiębiorstwa energetycznego lub na żądanie organu regulującego. Ponadto przepisy prawa energetycznego stanowią, że taryfy muszą zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw sektora w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu energią elektryczną wraz z kosztami modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska oraz ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen (art. 45). Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono na rynku konkurencyjnym, przy czym zwolnienie to może dotyczyć całości lub części działalności prowadzonej przez to przedsiębiorstwo (art. 49).

Realizacja ustawowych zasad stanowienia cen sieciowych nośników energii na rynku energii elektrycznej zależy więc od tempa rozwoju rynku konkurencyjnego w elektroenergetyce. Można więc stwierdzić, że na rynku energii elektrycznej, w zależności od stopnia jego konkurencyjności, mogą obowiązywać: ceny kształtowane przez mechanizmy rynkowe (w obszarze rynku konkurencyjnego) oraz ceny i stawki opłat (taryfy) zatwierdzane przez Prezesa URE w obszarach rynku regulowanego (np. w obszarze funkcjonowania monopolii sieciowych)<sup>54)</sup>.

W związku z brakiem ustawowej definicji pojęcia „rynek konkurencyjny”<sup>55)</sup>, 30 czerwca 2000 r. Prezes URE – chcąc skorzystać z ustawowego upoważnienia zawartego w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne – przedstawił swoje stanowisko w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, precyzując zasady, jakimi będzie się kierował przy wydawaniu decyzji uznających przedsiębiorstwa za działające na rynkach konkurencyjnych<sup>56)</sup>. Ze względu na spełnienie tych kryteriów przez Giełdę Energii S.A., 14 grudnia 2000 r. Prezes URE uznał rynek giełdowy energii elektrycznej (zarządzany przez Giełdę Energii S.A. z siedzibą w Warszawie) za rynek konkurencyjny<sup>57)</sup>. Stanowisko to pozwoliło przedsiębiorstwom energetycznym sprzedającym energię poprzez giełdę energii elektrycznej na niestosowanie zatwierdzonych im taryf w tej części działalności, a zatem umożliwiło swobodne kształtowanie się cen energii elektrycznej na rynku giełdowym, co pozwoli w przyszłości na określenie jej realnej wartości rynkowej.

W celu prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce, Rada Ministrów na posiedzeniu w dniu 10 kwietnia 2001 r. zaakceptowała harmonogram wprowadzania rynku energii elektrycznej w Polsce, który przewiduje zwalnianie przez Prezesa URE, od 1 lipca 2001 r., przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w części dotyczącej działalności prowadzonej na rynku konkurencyjnym. Prezes URE, po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem stopnia wypełnienia kryteriów rynku konkurencyjnego, zwolnił z dniem 1 lipca 2001 r. z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną<sup>58)</sup>. Za najbardziej istotne przesłanki uznał zmiany instytucjonalne i własnościowe oraz prawno-organizacyjne zachodzące w elektroenergetyce, które wywołały również modyfikację reguł postępowania uczestników rynku. Zwolnienie to nie dotyczy: podmiotów produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, co do której istnieje obowiązek jej zakupu, operatora systemu przesyłowego w odniesieniu do minimalnych ilości energii (MIE), określonych w jego taryfie oraz przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednocześnie koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, w odniesieniu do sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci tych przedsiębiorstw.

Wszystkie przedstawione wyżej uregulowania prawne mają zasadniczy wpływ na kształtowanie się cen i stawek opłat w poszczególnych segmentach rynku energii elektrycznej w Polsce.

Sposoby rozliczeń i ceny w umowach dwustronnych są ustalane przez strony tych umów. Z reguły są one związane z cenami chwilowymi na rynku, dynamiką zmienności tych cen oraz profilami ryzyka i, z zasady, są wyższe od cen na rynku natychmiastowym. Nie trzeba ich przedstawiać *in extenso* w zgłoszeniu umowy sprzedaży energii. Niemniej jednak, jeżeli wytwórca jest jedną ze stron kontraktu, to musi on w swoich ofertach redukcyjnych składanych na rynku bilansującym podać tzw. cenę redukcyjną, czyli cenę, którą jest ewentualnie gotów zapłacić za rezygnację z zawartego kontraktu i przejęcie jego zobowiązań kontraktowych przez innego uczestnika rynku. Podawana cena redukcyjna nie musi być ceną z zawartego kontraktu, natomiast na pewno musi być adekwatna do cen funkcjonujących na rynku.

W pozostałych segmentach dobowo-godzinowego rynku energii elektrycznej w Polsce (segment giełdowy i bilansujący) występują dwa różne sposoby stanowienia cen: „system cen krańcowych” i „system cen ofertowych”<sup>59)</sup>.

System cen krańcowych polega na tym, że zgłaszane oferty sprzedaży energii elektrycznej (podaż) ustawiane są w szeregu kolejno od ceny najniższej do ceny najwyższej. Cena ostatniej zaakceptowanej oferty pokrywającej zapotrzebowanie (popyt) wyznacza jednolitą cenę rynkową (rozliczeniową) w danej godzinie doby handlowej. Wszyscy wytwórcy/sprzedawcy, których oferty zostały zaakceptowane, są rozliczani według tej samej ceny rynkowej (krańcowej), niezależnie od wielkości cen, które zgłosili w swoich ofertach. Natomiast odbiorcy energii płacą również tę samą cenę krańcową wyznaczoną

przez równowagę popytu i podaży. Zaletą tego systemu kształtowania cen na rynku energii elektrycznej jest jego prostota i czytelność. Ceny przedstawione w ofertach oparte są na kosztach poszczególnych producentów i pozwalają zbliżyć się do kosztów zmiennych wytwarzania i nie wynikają z przewidywań, jak wielkości tych cen mogą ukształtować się na rynku. Pozycja finansowa danego wytwórcy zależy głównie od jego kosztów, a nie od gry na rynku. Wadą natomiast jest to, że system cen krańcowych może, w niektórych przypadkach, doprowadzić do ustalenia się bardzo wysokich cen rynkowych, np. w przypadku, gdy w celu zbilansowania zapotrzebowania, przy braku mocy wytwórczych na rynku, trzeba przywołać do pracy producentów o bardzo wysokich jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej.

Drugi system ustalania cen, tzw. system cen ofertowych, polega na tym, że po zbilansowaniu wytwarzania i zapotrzebowania (tzn. ilość zaakceptowanych ofert pozwala na zrównoważenie popytu) producenci są rozliczani za dostarczoną energię według cen żądanych przez nich w ofertach (jest to zróżnicowana cena płacona dostawcom energii). Ten system rozliczeń nosi nazwę „*pay-as-bid*”. Natomiast odbiorcy płacą jednakową cenę wyznaczoną jako cenę średnioważoną z zaakceptowanych ofert. Zaletą takiego systemu ustalania cen jest to, że producenci są rozliczani wg cen jakie sami zaproponowali, a zatem w tym przypadku nie ma możliwości uzyskiwania dodatkowych, niezależnych od wytwórców, zysków. Wadą tego systemu jest to, że składane oferty nie są oparte wyłącznie na kosztach wytwarzania, lecz również na prognozowaniu możliwej do uzyskania maksymalnej ceny sprzedaży. System preferuje dużych wytwórców mających narzędzia i środki do prognozowania cen i świadomej gry rynkowej. Może to w pewnych przypadkach doprowadzić do braku stabilności cen energii na rynku i eliminowaniu z niego małych, tanich producentów, którzy nie potrafią prawidłowo prognozować możliwych do uzyskania cen.

Algorytm ustalający cenę rynkową i obrót dla każdej godziny rynku dnia następnego funkcjonujący na Giełdzie Energii S.A. (segmente giełdowym rynku energii) jest, zarówno dla sprzedających jak i kupujących, neutralnym mechanizmem ustalania cen, opartym na cenach krańcowych. System giełdowy zbiera złożone oferty, tworząc zagregowane krzywe kupna (popytu) i sprzedaży (podaży), dla każdej z 24 godzin dnia następnego (doby handlowej). Przecięcie krzywej popytu z krzywą podaży wyznacza punkt równowagi wyznaczający godzinową cenę równowagi i całkowitą wielkość obrotu, co przedstawiono na rys. 1.7.

Zasady akceptacji ofert na rynku giełdowym są następujące:

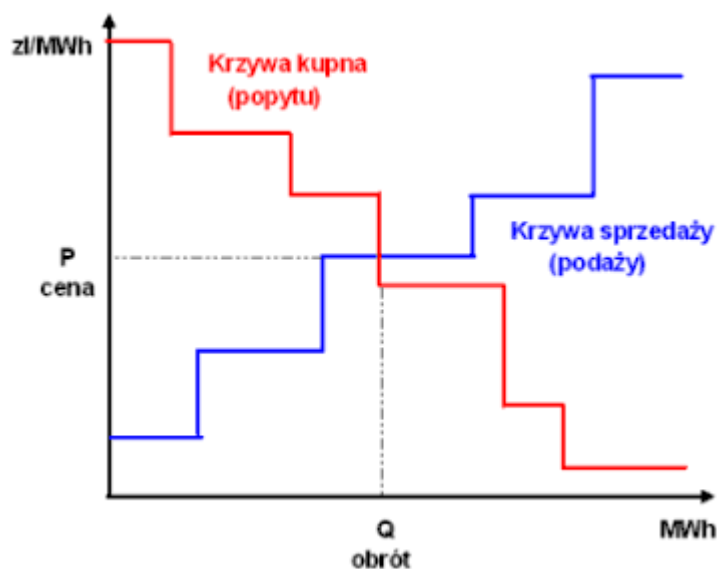
wszystkie oferty kupna z cenami powyżej ceny ustalonej dla danej godziny są w całości akceptowane;

wszystkie oferty sprzedaży z cenami poniżej ceny ustalonej dla danej godziny są w całości akceptowane;

wszystkie oferty kupna i sprzedaży, które zostały złożone po cenie równowagi mogą być w całości zaakceptowane lub w jednakowym stopniu dla wszystkich ofert

zredukowane.

Wyniki sesji przekazywane uczestnikom zawierają informację o przyjęciu lub odrzuceniu oferty, cenę i wolumen energii zakupionej lub sprzedanej, wartość transakcji zawartych w danym dniu, wartość wolnego zabezpieczenia dotyczącego zakupu, wartość zawartych transakcji narastająco od chwili wystawienia ostatniej faktury. Ponadto Giełda Energii S.A. przekazuje OSP informacje o zawartych transakcjach giełdowych, podając wolumen transakcji na każdą godzinę doby handlowej.



Rys. 1.7 Wyznaczanie ceny równowagi i wielkości obrotu dla każdej godziny

Ten sposób stanowiący cen w obrocie giełdowym zapewnia jawne, przejrzyste i elastyczne reguły zawierania transakcji handlowych, zmniejsza koszty ich zawierania, a system informatyczny giełdy pozwala na automatyzację procesów znajdowania najlepszych kontrofert. Jednocześnie ustalona w ten sposób obiektywna cena rynkowa energii elektrycznej może być w przyszłości punktem odniesienia dla wszystkich pozostałych rodzajów transakcji zawieranych na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Rozliczenia na rynku bilansującym są znacznie bardziej skomplikowane niż w pozostałych segmentach rynku energii, o czym świadczy chociażby sekwencja działań uczestników rynku. W pierwszej kolejności zawierają oni kontrakty dwustronne, następnie transakcje giełdowe, aby w ostatniej fazie działań zawierać transakcje na rynku bilansującym. Obrót na rynku bilansującym jest wymuszony przez zmieniającą się w czasie sytuację w systemie elektroenergetycznym, gdzie prognozowana podaż może nie zrównoważyć dynamicznie zmieniającego się popytu i w celu jego zaspokojenia konieczne są transakcje na rynku bilansującym zawierane w ostatniej chwili, tuż przed dostawą energii.

Uczestnik rynku, który chce, żeby zawarte przez niego kontrakty dwustronne i giełdowe były zrealizowane przez OSP, musi przekazać mu informacje o wolumenie tych kontraktów na każdą godzinę doby handlowej. Uczestnicy nie przekazują informacji o cenach kontraktów, a rozliczenie zawartych kontraktów następuje między stronami kontraktu lub między stroną transakcji giełdowej a giełdą energii. Na rynku bilansującym rozliczane są

tylko różnice pomiędzy zgłoszonymi pozycjami kontraktowymi będącymi sumą energii ze zgłoszonych kontraktów bilateralnych i giełdowych a energią w rzeczywistości wyprodukowaną i pobraną w danej godzinie doby handlowej przez jednostki grafikowe wytwórcze i odbiorcze.

Przy czym wytwórcy (aktywni) dokonują trzech rodzajów transakcji z operatorem systemu przesyłowego. Pierwszy rodzaj transakcji dotyczy różnic ( $\Delta EDZ$ ) między deklarowaną ilością dostaw energii (ED), a zweryfikowaną ilością dostaw energii (EZ). Wielkość deklarowanej dostawy energii (ED) wynika z zawartych umów sprzedaży energii w ramach kontraktów dwustronnych lub giełdowych. Natomiast zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ) wynika z możliwości technicznych jednostek grafikowych wytwórczych aktywnych oraz z weryfikacji zgłoszeń umów sprzedaży energii i ofert bilansujących. Należności za ten rodzaj transakcji są wyznaczone na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) jednakowej dla wszystkich jednostek grafikowych.

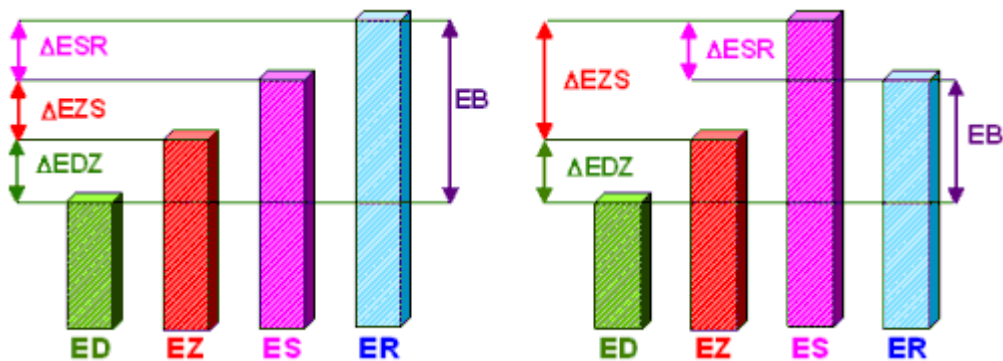
Drugi rodzaj transakcji odnosi się do rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii stanowiącej różnicę ( $\Delta EZS$ ) między zweryfikowaną (EZ), a skorygowaną (ES) ilością dostaw energii. Skorygowana ilość dostaw energii (ES) wynika z planowania dobowego pracy systemu elektroenergetycznego przez operatora systemu przesyłowego i może być związana m.in. z koniecznością wytwarzania energii ze względu na ograniczenia systemowe (sieciowe, elektrowniane, regulacyjne), zgłoszenia korekt wytwórców dotyczących zmian zdolności wytwórczych (nieplanowane ubytki, remonty), bezpieczeństwa pracy systemu. Należności za ten rodzaj transakcji są obliczane na podstawie ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej (CRK) wyznaczonej na podstawie cen ofertowych (CO) zawartych w odpowiednich pasmach oferty bilansującej danej JG. Przy czym, jeżeli praca tej jednostki grafikowej jest wymuszana ograniczeniami systemowymi, to maksymalna wartość ceny rozliczeniowej w zakresie zwiększenia generacji nie może być większa od wartości ceny negocjowanej (CN) obowiązującej dla tej JG.

Trzeci rodzaj transakcji rozliczanej na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) wynika z fizycznej realizacji dostaw energii i dotyczy różnic ( $\Delta ESR$ ) między skorygowaną pozycją kontraktową (ES), a rzeczywistą ilością dostaw energii elektrycznej (ER) wyznaczaną na podstawie pomiarów przepływów energii w fizycznych punktach pomiarowych (FPP).

Nabywcy energii, wytwórcy pasywni, giełda i przedsiębiorstwa obrotu dokonują tylko jednego rodzaju transakcji, a mianowicie rozliczeń pomiędzy deklarowaną pozycją kontraktową (ED,) a rzeczywistym poborem energii (ER) według ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO).

Można zatem powiedzieć, że przedmiotem rozliczeń na rynku bilansującym jest energia bilansująca (EB) równa różnicy między wielkością deklarowaną (ED), a rzeczywistą ilością dostaw/poboru energii (ER). Schematycznie przedstawiono to na rys. 1.8.





Rys. 1.8 Rozliczenie energii bilansującej EB

Rozliczenie godzinowe energii bilansującej  $EB_{jh}$  dla każdej godziny „h” doby handlowej jest realizowane dla każdej jednostki grafikowej wytwórczej aktywnej „j” w dwóch etapach:

rozliczenie odchylenia z etapu planowania dostaw energii ( $EBP_{jh}$ ),

$$EBP_{jh} = \Delta EZS_{jh} = EZ_{jh} - ES_{jh}$$

rozliczenie odchylenia z etapu nieplanowanych dostaw energii ( $EBN_{jh}$ ) wynikających z weryfikacji umów sprzedaży energii, ofert bilansujących i możliwości technicznych jednostki wytwórczej ( $\Delta EDZ_{jh}$ ) oraz fizycznej realizacji dostaw energii ( $\Delta ESR_{jh}$ ),

$$EBN_{jh} = \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh}$$

gdzie:

$$\Delta EDZ_{jh} = ED_{jh} - EZ_{jh}$$

$$\Delta ESR_{jh} = ES_{jh} - ER_{jh}$$

Przy czym rozliczenie energii bilansującej planowanej (EBP), tzn. skorygowanej ilości dostaw energii ( $\Delta EZS$ ), odbywa się na podstawie ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej ( $CRK_{jkh}$ ) obowiązującej w godzinie „h”. Cena ta wyznaczana jest według następujących zasad.

W sytuacji, gdy dla pasma ofertowego „k” skorygowana ilość dostaw energii jest większa od zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $ES_{jkh} > EZ_{jkh}$ , czyli ma miejsce dostawa energii przez JG na rynek bilansujący), to jako cenę ( $CRK_{jkh}$ ) stosuje się:

- o cenę ofertową dla pasma „k” ( $CO_{jkh}$ ), jeżeli zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie (wykorzystanie pasma) nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna),

$$CRK_{jkh} = CO_{jkh}$$

- o mniejszą z dwóch cen: cenę ofertową dla pasma „k” ( $CO_{jkh}$ ) bądź cenę negocjowaną ( $CN_j$ ) dla danej JG, jeżeli wykorzystanie pasma (zwiększenie generacji) jest spowodowane występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jkh} = \min \{CO_{jkh}, CN_j\}$$

W przypadku, gdy dla pasma ofertowego „k” skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza od zweryfikowanej ( $ES_{jkh} < EZ_{jkh}$ , czyli występuje odbiór energii przez JG z rynku bilansującego), to jako cenę ( $CRK_{jkh}$ ) w paśmie „k” stosuje się cenę ofertową dla tego pasma.

$$CRK_{jkh} = CO_{jkh}$$

Natomiast rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej (EBN), tzn. zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $\Delta EDZ$ ) i rzeczywistej ilości dostaw energii ( $\Delta ESR$ ), jest dokonywane, dla każdej godziny „h”, po cenie rozliczeniowej odchylenia ( $CRO_h$ ). Jest ona wyznaczana jako iloraz minimalnych kosztów zwiększenia lub zmniejszenia zweryfikowanych ilości dostaw energii (EZ) jednostek grafikowych aktywnych zapewniających całkowite zbilansowanie w godzinie „h” zapotrzebowania na energię w obszarze rynku bilansującego (ZRB) do ilości dostaw tej energii. Cena ( $CRO_h$ ) w zależności od relacji pomiędzy sumą zweryfikowanych ilości dostaw energii jednostek grafikowych wytwórczych ( $\Delta EZ$ ) a zapotrzebowaniem na energię w obszarze rynku bilansującego (ZRB) w godzinie „h”, jest wyznaczana jako średnia ważona z cen przyrostowych (CP) bądź cen redukcyjnych (CR) pasm „k” ofert bilansujących, które wykorzystywane są w bieżącym planie koordynacyjnym dobowym (BPKD) bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (BO) do zwiększenia bądź zmniejszenia zweryfikowanych ilości dostaw energii (EZ) jednostek wytwórczych aktywnych do wielkości skorygowanych ( $ES^{BO}$ ) bilansujących zapotrzebowanie (ZRB).

Rozliczenie godzinowe energii bilansującej dla pozostałych jednostek grafikowych nieaktywnych, (nieuczestniczących w bilansowaniu zasobów systemu elektroenergetycznego poprzez składanie ofert bilansujących) jest realizowane w jednym etapie i obejmuje wyłącznie różnicę między deklarowaną pozycją kontraktową (ED), a rzeczywistym poborem energii (ER). W tych przypadkach nie stosuje się weryfikowania i korygowania pozycji kontraktowych, ponieważ nie ma się w zasadzie wpływu na zachowanie odbiorców końcowych. A zatem w tych sytuacjach skorygowana ilość dostaw energii jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii, ta zaś jest równa deklarowanej ilości dostaw.

$$ES_{jh} = EZ_{jh} = ED_{jh}$$

Wówczas:

$$\Delta EZS_{jh} = 0$$

$$\Delta EDZ_{jh} = 0$$

a zatem

$$\Delta ESR_{jh} = ES_{jh} - ER_{jh} = ED_{jh} - ER_{jh}$$

Różnica ta jest rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia ( $CRO_h$ ). Reasumując, można więc stwierdzić, że rozliczenia godzinowe wynikowe na rynku bilansującym dla każdej jednostki grafikowej „j” można przedstawić w postaci:

Rozliczenia ilościowego energii bilansującej

$$EB_{jh} = EBP_{jh} + EBN_{jh} = \Delta EZS_{jh} + \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh}$$

przy czym jeżeli:

$EB_{jh} < 0$  to energia jest dostarczana na rynek bilansujący przez „j” – tą jednostkę grafikową w godzinie „h”,

natomiast gdy:

$EB_{jh} > 0$  to energia jest odbierana z rynku bilansującego przez „j” – tą jednostkę grafikową w godzinie „h”.

Rozliczenia wartościowego (należności)

$$NB_{jh} = NBP_{jh} + NBN_{jh} = NZS_{jh} + NDZ_{jh} + NSR_{jh}$$

gdzie:

$NBP_{jh} = NZS_{jh}$  należności za energię bilansującą planowaną wynikające z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii,

$NBN_{jh} = NDZ_{jh} + NSR_{jh}$  należności za energię bilansującą nieplanowaną wynikające z rozliczenia zweryfikowanej oraz rzeczywistej ilości dostaw energii,

przy czym:

rozliczenie za odchylenia od pozycji kontraktowych zweryfikowanych wynosi:

$$NZS_{jk} = \sum_{k \in K} CRK_{jkk} \times \Delta EZS_{jkk}$$

a rozliczenia za odchylenia od pozycji kontraktowej deklarowanej i skorygowanej wynoszą:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \times \Delta EDZ_{jh}$$

$$NSR_{jh} = CRO_h \times \Delta ESR_{jh}$$

Należności  $NB_{jh}$  są interpretowane w następujący sposób:

$NB_{jh} < 0$  oznacza należność dla „j” – tej jednostki grafikowej w godzinie „h”,

$NB_{jh} > 0$  oznacza zobowiązanie „j” – tej jednostki grafikowej w godzinie „h”.

Powyższe obliczenia wykonuje się dla każdej jednostki grafikowej i dla każdej godziny doby. Następnie należności godzinne sumuje się dla każdej doby, a kolejne doby dla dekady, ponieważ okresem rozliczeniowym na rynku bilansującym jest dekada, a terminem płatności 20 dzień po jej zakończeniu. Schemat blokowy rozliczeń jednostek grafikowych wytwórczych aktywnych pokazano na rys. 1.9, a pozostałych jednostek na rys. 1.10.

Na rynku energii elektrycznej obok rozliczeń kontraktów bilateralnych, giełdowych czy transakcji na rynku bilansującym obowiązują również ceny i stawki opłat zawarte w taryfach przedsiębiorstw energetycznych.

Z chwilą wprowadzenia dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej i zwolnieniu wytwórców oraz przedsiębiorstw zajmujących się obrotem z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jedynie przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej muszą ustalać, a następnie zatwierdzać taryfy. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej mają zgodnie z rozporządzeniem taryfowym obowiązek ustalania w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci, stawek opłat za usługi przesyłowe, stawek opłat abonamentowych, bonifikat i upustów za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej.

Z punktu widzenia prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej najważniejsza jest konstrukcja opłat za usługi przesyłowe, która powinna dotyczyć obciążenia opłatami tych uczestników rynku, którzy, korzystając z sieci elektroenergetycznych, powodują generowanie kosztów ich eksploatacji.



Rys. 1.9 Procedura rozliczeń jednostki grafikowej wytwórczej aktywnej



Rys. 1.10 Procedura rozliczeń jednostki grafikowej nieaktywnej

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym stawki opłat przesyłowych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na trzy rodzaje stawek.

Stawki sieciowe, które kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na odpowiednie poziomy napięć na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług przesyłowych oraz kosztów zakupionych usług przesyłowych od innych operatorów, z podziałem na składnik stały stawki sieciowej obliczony na jednostkę mocy umownej i składnik zmienny stawki sieciowej obliczony na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci.

- Składnik stały stawki sieciowej kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów: eksploatacji sieci, modernizacji, rozwoju i odtworzenia sieci służących do realizacji usług przesyłowych, zakupu rezerw, budowy odcinków sieci służących do przyłączania innych podmiotów oraz kosztów stałych przesyłania energii sieciami innych napięć i należących do innych operatorów.
- Składnik zmienny stawki sieciowej kalkuluje się na podstawie uzasadnionych



kosztów zakupu energii elektrycznej niezbędnej do pokrycia strat i kosztów zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych napięć.

Stawki systemowe, które kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na trzy składniki.

- Składnik jakościowy stawki systemowej kalkuluje się na podstawie kosztów utrzymania systemowych standardów jakościowych i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, które obejmują koszty zakupionych przez OSP niezbędnych rezerw mocy i systemowych usług regulacyjnych oraz generacji wymuszonej ograniczeniami sieciowymi.
- Składnik rekompensujący stawki systemowej kalkuluje się na podstawie kosztów wynikających z rozliczeń za energię wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.
- Składnik wyrównawczy stawki systemowej kalkuluje się na podstawie kosztów wynikających z konieczności pokrycia zobowiązań w ramach kontraktów długoterminowych (koszt SOK-u).

Stawki rozliczeniowe, które OSP kalkuluje dla podmiotów zgłaszających grafiki obciążeń na podstawie uzasadnionych kosztów budowy i rozwoju oraz eksploatacji systemów bilansowo-rozliczeniowych niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii.

Z przeprowadzonych rozważań wynika, że stawki sieciowe i systemowe mają zastosowanie tylko do odbiorców energii elektrycznej, a stawki rozliczeniowe obciążają zarówno odbiorców jak i wytwórców uczestniczących w rynku bilansującym. Schemat blokowy składników opłat za usługi przesyłowe przedstawia rys. 1.11.



## Rys. 1.11 Elementy składowe opłaty przesyłowej

### 1.1.7 Infrastruktura prawna, instytucjonalna i techniczna

Uruchomienie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej wymaga odpowiedniej infrastruktury prawnej, czyli przepisów regulujących działanie rynku, infrastruktury instytucjonalnej, czyli różnorodnych organizacji działających na rynku i niezbędnych do jego prawidłowego funkcjonowania oraz infrastruktury technicznej, czyli odpowiedniego oprzyrządowania umożliwiającego prawidłowe rozliczanie za obrót energią elektryczną.

Przyjęta w 1997 r., po latach dyskusji i sporów, ustawa – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późniejszymi zmianami) zawiera nowoczesne uregulowania prawne oraz rozwiązania instytucjonalne dotyczące wprowadzania nowego systemu regulacji energetyki w Polsce. Przedstawiony w ustawie system regulacji jest zgodny z podstawowymi kierunkami reform regulacyjnych, jakie równoległe z restrukturyzacją i prywatyzacją dokonują się obecnie w wielu krajach w odniesieniu do sektorów infrastrukturalnych, a w szczególności w elektroenergetyce.

Genezą ustawy były zmiany, jakie zachodziły w gospodarce narodowej od 1989 r., tj. od roku, w którym zaczęto wprowadzać w Polsce zasady wolności gospodarczej i gospodarki rynkowej. Proces restrukturyzacji i przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym rozpoczął się w drugiej połowie 1990 r. powołaniem do życia Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE), firmy statutowo tworzącej podsystem przesyłowy w polskiej elektroenergetyce. W następnych latach większość przedsiębiorstw tego sektora została przekształcona w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa.

Rozpoczęte reformy napotykały jednak na przeszkody związane z niedostosowaniem obowiązujących przepisów prawnych do zmieniającej się gospodarki paliwowo – energetycznej. Niezbędne stało się dostosowanie uregulowań prawnych do realizacji priorytetów polityki energetycznej państwa rozumianych jako:

bezpieczeństwo dostaw energii, czyli zapewnienie warunków umożliwiających pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania gospodarki i społeczeństwa na energię odpowiedniego rodzaju i wymaganej jakości;

uzasadnione społecznie ceny energii, czyli ustanowienie polityki cen energii, w której wynikałyby one z konkurencyjnych mechanizmów rynkowych lub z regulacji przez niezależny apolityczny organ państwowy wyłączony ze struktur ministerialnych w celu równoważenia interesów odbiorców i dostawców energii;

przestrzeganie wymagań ochrony środowiska naturalnego w warunkach gospodarki rynkowej.

Ustawa – Prawo energetyczne, która weszła w życie 5 grudnia 1997 r., spełnia powyższe wymagania polityki energetycznej, a także uwzględniła zasady zawarte w prawie Unii

Europejskiej. Sześciomiesięczne vacatio legis zapewniło administracji rządowej i podmiotom sektora energetycznego niezbędny czas dla przygotowania odpowiedniej struktury organizacyjnej i prawnej funkcjonowania polskiej energetyki (powołano instytucję Prezesa URE, któremu powierzono obowiązki utworzenia Urzędu Regulacji Energetyki i jego oddziałów terenowych, nadano statut URE, zlikwidowano Okręgowe Inspektoraty Gospodarki Energetycznej, przygotowano do wydania część rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne itp.)<sup>60)</sup>.

Wdrożenie prawa energetycznego stworzyło, wraz z innymi ustawami nowy, dokładny podział kompetencji oraz zadań regulacyjnych pomiędzy poszczególnymi organami administracji rządowej w sprawach dotyczących funkcjonowania energetyki polskiej, tworząc niezbędną infrastrukturę prawną i instytucjonalną regulacji<sup>61)</sup>.

Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach energetyki jest Minister Gospodarki. Do jego zadań należy przygotowanie z właściwymi ministrami założeń polityki energetycznej państwa oraz harmonizowanie i nadzorowanie działań mających na celu jej realizację. Ponadto Minister Gospodarki wydaje akty wykonawcze do prawa energetycznego, koordynuje współpracę zagraniczną, ustala wielkość rezerw paliw u wytwórców energii, określa szczegółowe warunki planowania i funkcjonowania systemów energetycznych, nadzoruje ich prawidłową działalność, współdziała z wojewodami i samorządami terytorialnymi w sprawach planowania i realizacji metod zaopatrzenia w paliwa i energię. Na jego wniosek Rada Ministrów ustala założenia polityki energetycznej, a ocenę jej realizacji co dwa lata przedstawia Minister Gospodarki, w porozumieniu z Ministrem Finansów, najpierw Radzie Ministrów, a następnie Sejmowi.

Minister Skarbu Państwa, z zastrzeżeniem odrębnych przepisów oraz postanowień statutów wydanych na podstawie tych przepisów pełni funkcje właścicielskie w stosunku do państwowych osób prawnych i jednoosobowych spółek Skarbu Państwa. Do jego zadań należy m.in. opracowywanie projektów rocznych kierunków prywatyzacji stanowiących załączniki do ustaw budżetowych na dany rok oraz programów i uwarunkowań prywatyzacji majątku państwowego. Na podstawie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych, uwzględniając tryb działań przewidzianych dla przedsiębiorstw energetycznych, prowadzi procesy prywatyzacyjne w sektorze elektroenergetyki będące podstawą do stworzenia warunków dla efektywnej konkurencji i mechanizmów deregulacji na rynku energii elektrycznej. Prywatyzacja sektora ma za zadanie zrównoważyć interesy inwestorów i odbiorców energii, wpłynąć na pozyskanie kapitału niezbędnego do finansowania inwestycji, pomóc w rozwoju innych sektorów kooperujących. Strategia prywatyzacji powinna umożliwić przeznaczenie uzyskanych w wyniku prywatyzacji dodatkowych środków finansowych na zwiększenie efektywności wykorzystania energii, poprawę organizacji i sposobów zarządzania, restrukturyzację przedsiębiorstw prywatyzowanych.

Minister Środowiska odpowiedzialny jest za kreowanie i wdrażanie polityki ekologicznej państwa w celu trwałej, rzeczywistej ochrony środowiska i jego racjonalnego kształtowania w tym przed zanieczyszczeniami związanymi z procesami wytwarzania, magazynowania,

dystrybucji, przetwarzania, przesyłania i użytkowania paliw i energii. Określone przez niego standardy ochrony środowiska naturalnego muszą spełniać międzynarodowe normy w tym zakresie, konwencje i protokoły podpisane oraz ratyfikowane przez Polskę. Określają one zobowiązania ekologiczne państwa w ograniczaniu uciążliwości sektora energetycznego w skali globalnej, regionalnej (europejskiej) i lokalnej (krajowej). Daje to gwarancje przywracania i utrzymywania w przyszłości równowagi między racjami ekonomicznymi, społecznymi oraz ekologicznymi w procesach i mechanizmach decyzyjnych związanych z wdrażaniem i kontynuacją reform sektora energetycznego.

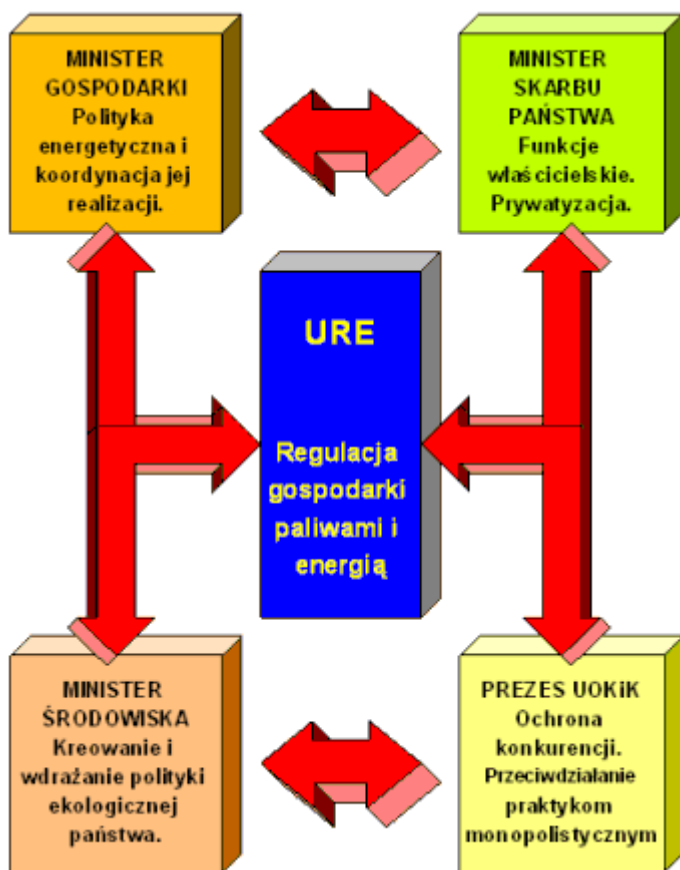
Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) jako centralny organ administracji rządowej ma za zadanie ochronę konkurencji wyrażającą się w przeciwdziałaniu zachowaniom oraz strukturom rynkowym zniekształcającym konkurencję. Chodzi tu przede wszystkim o nadużywanie pozycji dominującej oraz porozumienia monopolistyczne podmiotów gospodarczych. Jeżeli chodzi o porozumienia monopolistyczne to zwalczane są zarówno porozumienia horyzontalne jak i wertykalne, przy czym bardzo rygorystycznie występuje się przeciwko porozumieniom poziomym, zwłaszcza cenowym, bardziej liberalnie podchodzi się natomiast do porozumień pionowych (dystrybucyjnych). W sprawach kontroli koncentracji na rynku urząd rozpatruje notyfikację zamiarów łączenia podmiotów gospodarczych w każdej formie (np. o charakterze organizacyjnym, kapitałowym czy w postaci unii personalnych). Oceniając każde z zamierzonych łączeń, bierze się pod uwagę nie tylko aktualny stan koncentracji na danym rynku, ale także perspektywy rozwoju konkurencji. Urząd koncentruje swoją działalność przede wszystkim w sferach działalności gospodarczych, w których konkurencja tradycyjnie nie występuje, tj. w tzw. obszarach monopoli sieciowych (energetyka, telekomunikacja, gospodarka wodno-ściekowa) oraz w sektorach, w których konkurencja jest mało intensywna. Uchwalone prawo energetyczne uwzględnia utrwalone orzecznictwo Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz sądu antymonopolowego w sprawach dotyczących ochrony konkurencji.

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej powołanym do realizacji zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetyki<sup>62</sup>. Przy czym przez regulację rozumie się stosowanie określonych ustawą - Prawo energetyczne środków prawnych władczych jak i niewładczych służących do zapewnienia prawidłowej gospodarki paliwami i energią, bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz ochrony interesów odbiorców. Prezes jest bezpośrednim organem wykonawczym regulacji w sektorze wykonującym powierzone mu zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Szczegółowy zakres jego kompetencji i obowiązków zostanie przedstawiony w jednym z następujących rozdziałów.

Z wymienionych wyżej formalnych i analitycznych zadań organów administracji rządowej wynikają zakresy i rodzaje pracy oraz obszary współdziałania w celu zapewnienia spójności i konsekwencji ich funkcjonowania w sektorze energetyki, co schematycznie zaznaczono na rys. 1.12. Jednak formalny podział zadań i zakresu uprawnień między różne organa państwowe nie rozstrzyga jeszcze o definitywnym sposobie regulacji w energetyce. Przesądzi o tym konfrontacja różnych racji, poglądów i interesów przedstawianych m.in. przez inwestorów, organizacje poszanowania energii i ochrony środowiska,

przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorców energii i paliw, instytucje gospodarcze i samorządowe tworzące infrastrukturę organizacyjną elektroenergetyki.

Ustawa - Prawo energetyczne określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, jak również określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Głównym celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, przeciwdziałania negatywnym skutkom monopolu naturalnych, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska naturalnego i zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów. Znaczenie jej polega przede wszystkim na tym, że zawiera ona nieodzowne rozwiązania prawne jak i instytucjonalne potrzebne do wprowadzenia i właściwego funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.



Rys. 1.12 Obszary współdziałania organów administracji rządowej w elektroenergetyce

Jedną ze szczególnych właściwości elektroenergetyki jest występowanie w niej elementów monopolu naturalnego (np. sektorów sieciowych), w czym upatruje się jedną z głównych przyczyn nieprawidłowego funkcjonowania rynku. Inną cechą charakterystyczną jest przeświadczenie, że stanowi ona sektor o szczególnym znaczeniu dla gospodarki, państwa, społeczeństwa. Te atrybuty elektroenergetyki wymagają, aby z rozwiązaniami rynkowymi występowały również, w pewnym ograniczonym zakresie, elementy regulacji administracyjnej, tworząc spójny, przejrzysty i nie dyskryminacyjny system regulacji,

adekwatny do stopnia wdrażania mechanizmów rynkowych.

Regulacja energetyki w Polsce odbywa się na trzech poziomach<sup>63)</sup>.

Poziom najwyższy stanowi ustawa – Prawo energetyczne, zawierająca podstawowe zasady regulacji oraz wprowadzająca rozwiązania instytucjonalne niezbędne w celu określenia odpowiedzialności za tworzenie szczegółowych zadań regulacji, sposobów ich wdrażania i kontroli ich wykonania.

Drugi poziom regulacji to akty wykonawcze do ustawy wydawane przez Radę Ministrów, Prezesa Rady Ministrów i Ministra Gospodarki (który z regulacyjnego punktu widzenia odgrywa tu najważniejszą rolę).

Trzecim poziomem jest regulacja indywidualna wykonywana przez Prezesa URE. Z uwagi na ogólny charakter zapisów ustawowych Prezesowi URE został przyznany stosunkowo duży zakres uprawnień uznaniowych.

System regulacji, tworzący niezbędną infrastrukturę prawną sektora elektroenergetycznego, obejmuje zbiór zasad i zakresy regulacji określające sposób funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Podstawowe reguły regulacji przedstawione zostały w tekście ustawy, uściślenia dokonano w rozporządzeniach wykonawczych, a całość uzupełniana jest bieżącą regulacją indywidualną Prezesa URE. Wpływ na ostateczne kształtowanie się rygorów regulacji będzie miało zapewne orzecznictwo sądu antymonopolowego, stanowisko rady konsultacyjnej przy Prezesie URE, a także ocena realizacji założeń polityki energetycznej państwa przedstawiana przez Radę Ministrów Sejmowi wraz z ewentualnymi propozycjami ich korekty.

Prawo energetyczne wyraźnie rozdziela funkcje w zakresie tworzenia przepisów regulacyjnych (rozporządzeń wykonawczych), w tym również dotyczących formy regulacji (koncesji, zasad stanowienia cen czy systemów dostępu stron trzecich do sieci), od funkcji ich egzekwowania, czyli wykonywania działań regulacyjnych. Te pierwsze czynności są ustawowo zagwarantowane dla Rady Ministrów, Prezesa Rady Ministrów oraz Ministra Gospodarki, podczas gdy drugie z tych czynności wykonuje Prezes URE. Ustawa zawiera co najmniej cztery podstawowe narzędzia służące Prezesowi URE w procesie regulacji i rozwijaniu konkurencji, rozumiane tu jako czynności umożliwiające i upraszczające dostęp do rynku elektroenergetycznego<sup>64)</sup>. Są to:

- skuteczne wprowadzanie zasady dostępu stron trzecich do sieci (regulacja prawna);
- liberalizacja zasad koncesjonowania (regulacja administracyjna);
- efektywne stosowanie nie dyskryminacyjnych zasad taryfikacji (regulacja ekonomiczna);
- racjonalne wykorzystywanie uznaniowych uprawnień Prezesa URE (regulacja dyskrecjonalna).

Umożliwiają one wdrażanie regulacji indywidualnej dla każdego przedsiębiorstwa prowadzącego koncesjonowaną działalność energetyczną i jednocześnie pozwalają



zintensyfikować działania mające na celu zaprojektowanie i wprowadzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

W tym celu określono szczegółowo strukturę rynku oraz powiązania techniczne, ekonomiczne i prawne między jego elementami w dokumencie przyjętym przez KERM w grudniu 1999 r., a dotyczącym zasad działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i w latach następnych<sup>65)</sup>. Natomiast najważniejszymi przepisami wykonawczymi regulującymi zasady funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych na rynku energii elektrycznej są przede wszystkim rozporządzenia wykonawcze ministra gospodarki dotyczące: zasad stanowienia taryf<sup>66)</sup> (rozporządzenie taryfowe), określenia warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych<sup>67)</sup> (rozporządzenie przyłączeniowe), harmonogramu korzystania przez odbiorców z zasady TPA<sup>68)</sup>, obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanych w skojarzeniu z ciepłem<sup>69)</sup>. Opracowano przepisy, w których zdefiniowane zostały szczegółowe zasady działania rynku bilansującego energii elektrycznej, odpowiedzialności za jego prawidłowe funkcjonowanie oraz rygory za nieprzestrzeganie regulacji rynkowych.

Dokumentami tymi są: Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP)<sup>70)</sup>, Regulamin rynku bilansującego energii elektrycznej w Polsce (cytowany w przypisie 37), Regulamin regulacyjnych usług systemowych (przywołany w przypisie 25), Regulamin generacji wymuszonej (przytoczony w przypisie 27). Przepisy te zostały stworzone przy zachowaniu zasad: równoprawności traktowania wszystkich podmiotów rynkowych, przejrzystości przyjętych rozwiązań, możliwości realizacji strategicznych celów polityki energetycznej państwa, redukcji negatywnego oddziaływania sektora elektroenergetycznego na środowisko naturalne i określają swoisty kodeks postępowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych na rynku energii. Te regulaminy i instrukcje, zgodnie z przepisami rozporządzenia przyłączeniowego określają procedury i zasady wykonywania czynności związanych z prowadzeniem ruchu sieciowego i eksploatacją sieci. Uściślają zakres współpracy ruchowej i eksploatacyjnej z przyłączonymi do sieci przesyłowej urządzeniami, instalacjami i innymi sieciami. Mają zasadniczy wpływ na bezpieczeństwo pracy oraz niezawodne i efektywne prowadzenie ruchu i eksploatacji krajowego systemu elektroenergetycznego.

Efektywne funkcjonowanie rynku energii elektrycznej nie jest możliwe bez sprawnego działania niezbędnej infrastruktury technicznej, której jednymi z najważniejszych składników są: systemy pomiarowo-rozliczeniowe, systemy telekomunikacyjne i systemy informatyczne. Systemy pomiarowo-rozliczeniowe muszą umożliwić prowadzenie zdalnych automatycznych pomiarów przepływów energii elektrycznej czynnej i biernej, z podziałem na strefy dnia, doby, sezonu. Pomiar ma się odbywać w sposób niezawodny z określoną dokładnością w okresach integracji od 1 do 60 minut. Dane pomiarowe muszą być następnie przetworzone do postaci wymaganej przez procedury rozliczeniowe ilościowe i wartościowe. Uruchomienie rynku bilansującego dobowo-godzinowego wymagało rozbudowy istniejącego systemu pomiarowo-rozliczeniowego w ten sposób, aby objął on swoim działaniem cały obszar rynku, zapewniając wzajemne rezerwowanie się systemów

pomiarowo-rozliczeniowych OSP i OSR, dostęp zainteresowanych stron do danych pomiarowych, kontrolę danych pomiarowych, separację galwaniczną od innych urządzeń, półautomatyczne odczyty danych w przypadku awarii łączy transmisyjnych.

Sprawna transmisja danych pomiarowych z układów podstawowego i rezerwowego wymaga niezawodnego działania systemów telekomunikacyjnych. Muszą one zapewniać dla potrzeb rynku, wymianę informacji technicznych i handlowych (plany koordynacyjne, zgłoszenia USE, oferty bilansujące) pomiędzy OSP a uczestnikami rynku. W celu bieżącego prowadzenia ruchu krajowego systemu elektroenergetycznego muszą zagwarantować niezawodną łączność dyspozytorską zapewniającą bezpieczeństwo pracy systemu (dedykowane łącze telekomunikacyjne). Rozbudowywana niezależna dedykowana sieć telekomunikacyjna elektroenergetyki musi zapewnić: dużą przepływność, niezawodność pracy, odporność na zakłócenia zewnętrzne, poufność przekazywanych informacji, wysoką jakość transmisji danych, pracę niezależnie od stanu linii energetycznej, zdalną rekonfigurację z krajowej dyspozycji mocy i obszarowych dyspozycji mocy, łatwość tworzenia dróg podstawowych i rezerwowych, monitorowanie stanu sieci. Infrastruktura teleinformatyczna zapewnia łączność dyspozytorską, transmisję sygnałów regulacyjnych (ARCM) transmisję danych telemechaniki oraz transmisje danych pomiarowych.

System informatyczny wspomagający pracę OSP w zakresie procesów technicznych i handlowych zachodzących na rynku energii elektrycznej powstał przez rozwinięcie eksploatowanych do tej pory systemów. Komunikuje się on z systemami informatycznymi uczestników rynku przez dwa moduły komunikacyjne: system operatywnej współpracy z elektrowniami (SOWE) oraz system wymiany informacji o rynku energii elektrycznej (WIRE). Przy czym system WIRE jest przeznaczony do wymiany informacji handlowych, technicznych i rozliczeniowych, a system SOWE jest przeznaczony do wymiany informacji operacyjnych.

System WIRE został opracowany jako narzędzie służące do zgłaszania danych handlowych, udostępniania planów koordynacyjnych, bilansów handlowo - technicznych, wymiany danych pomiarowych, udostępniania raportów rozliczeniowych rynku bilansującego. Uczestnicy rynku mogą uzyskać dostęp do systemu WIRE przy pomocy sieci internetowej, dedykowanej sieci TCP/IP, bądź dzierżawionego łącza komutowanego. Architektura systemu WIRE ma charakter otwarty i umożliwia integrację różnych rozwiązań informatycznych pod warunkiem ich zgodności z określonymi standardami zawartymi w dokumencie dotyczącym systemu WIRE<sup>71)</sup> i opublikowanym na stronie internetowej OSP. Natomiast konstrukcja systemu wymiany informacji (WIRE), struktura funkcjonalna i wymagania aplikacyjne, zakres przesyłanych informacji i dokumentów oraz zasady ich rejestracji zostały przedstawione w regulaminie rynku bilansującego.

System SOWE jest systemem komunikacyjnym infrastruktury technicznej rynku bilansującego wspomagającym realizację fazy planistycznej rynku i prowadzenia ruchu oraz rejestracji podstawowych danych technicznych i zdarzeń poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). W ramach systemu SOWE istnieje możliwość dostarczania informacji o danych planistycznych, stanach dyspozycyjności

jednostek wytwórczych i ich poziomach, zdarzeniach w pracy jednostek wytwórczych, sieciach przesyłowych i rozdzielczych, planowanych remontach jednostek wytwórczych, stanie pracy automatów regulacyjnych (regulacji pierwotnej, wtórnej oraz trójnej), planowanej wymianie lokalnej, pracy jednostek wytwórczych nie będących JWCD, planach i bieżących punktach pracy JWCD. Z danych tych korzystają wszyscy ci, którzy związani są z fazą planowania pracy rynku, rejestracją danych o bieżącej pracy systemu oraz fazą operatywnego prowadzenia ruchu (służby ruchu). Szczegóły dotyczące funkcjonalności i architektury systemu SOWE, standardów komunikacji oraz określenia wymagań programowych i sprzętowych stawianych systemom informatycznym wytwórców znajduje się w dokumencie dotyczącym systemu SOWE<sup>72)</sup> i opublikowanym na stronie internetowej OSP. Natomiast szczegółowy zakres danych przekazywanych przez system SOWE zawarty jest w regulaminie rynku bilansującego.

### 1.1.8 Podsumowanie

Przedstawione w tym rozdziale omówienie wdrażanego w Polsce modelu rynku energii elektrycznej pozwala na sformułowanie następujących wniosków<sup>73)</sup>:

Rynek jest bardzo często rezultatem świadomych decyzji politycznych i wyborów technicznych.

Rynek jest ograniczony w wymiarze produktu i usług jak i w aspekcie geograficznym. Ograniczenia te narzucone są przez:

- konieczność oddzielenia produktu jakim jest energia elektryczna od jej dostawy jako usługi oraz konieczność wyceniania tych dwóch składników,
- specyficzne cechy energii elektrycznej w stosunku do innych produktów (brak substytucyjności i możliwości magazynowania, mała elastyczność popytu, niejednorodność cech towarowych jako funkcja czasu i terytorium itp.),
- podaż i popyt charakteryzujące się specyficzną dynamiką,
- istnienie w pewnych obszarach geograficznych monopolii sieciowych.

Rynek może być bardzo różnie definiowany w zależności od potrzeb i horyzontu czasowego zawieranych transakcji, do których ta definicja się odnosi.

W praktyce, w określonych okolicznościach, rynek staje się wytworem społecznym, trwałą siecią informacji i wzajemnej kontroli rywalizujących ze sobą przedsiębiorstw energetycznych. W miarę upływu czasu nabiera cech sieci komunikacji i wymiany między przedsiębiorstwami energetycznymi i ich klientami.

Każdy rynek jest zjawiskiem dynamicznym. Ewoluuje i przekształca się na skutek zachodzących zmian i działania sił, które mogą wywierać na niego wpływ. Rynek energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje się silną tendencją rozwojową zgodnie z wyraźnie określonymi fazami rozwojowymi (powstawania, wzrostu, dojrzałości, nasycenia i schyłku), przy czym każda z nich ma swoje własne specyficzne cechy. Polski rynek energii

elektrycznej jest dopiero w fazie powstawania i przed nim jeszcze daleka droga do spełnienia podstawowych celów, które były powodem jego powstania.

---

<sup>1)</sup> Na przykład, w ściśle naukowym dziele na temat organizacji rynku i teorii konkurencji (J. Tirol, *The Theory of Industrial Organization*, The MIT Press, Cambridge, MA 1988) autor wyznaje zniechęcony: „co się tyczy niniejszej książki, postanowiono zignorować empiryczne trudności związane z definiowaniem rynku. Przyjmuje się, że rynek jest zjawiskiem dobrze określonym”. Cyt. za Y. Allaire, M. E. Firsirotu, *Myślenie strategiczne*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2000, s. 124.

<sup>2)</sup> M. Rekowski, *Wprowadzenie do mikroekonomii*, Wydawnictwo Akademia, Poznań 1999, s. 36.

<sup>3)</sup> Por. W. Mielczarski, *Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Wyd. Agencja Rynku Energii S.A. i Energoprojekt-Consulting S.A., Warszawa 2000.

<sup>4)</sup> Por. W. Mielczarski, *op. cit.*

<sup>5)</sup> Struktura rynku jest tu rozumiana, jako struktura podmiotowa i przedmiotowa, czyli układ i wzajemne relacje między podmiotami działającymi na rynku oraz między elementami tego rynku. Por. również W. Wrzosek, *Funkcjonowanie rynku*, PWE, Warszawa 1998.

<sup>6)</sup> Por. W. Mielczarski, L. Szczygieł, *Tworzenie konkurencyjnych rynków energii elektrycznej w świecie. Doświadczenia australijskie i wnioski dla Polski*, w: A. T. Szablewski (red.), *Konkurencja, regulacja, prywatyzacja sektora energetycznego*, Dom Wydawniczy ELIPSA, Warszawa 2000.

<sup>7)</sup> Zasady tworzenia grafików obciążeń oraz funkcjonowanie operatora systemu przesyłowego i operatorów handlowo-technicznych zostaną omówione w następnych częściach tego rozdziału.

<sup>8)</sup> Por. W. Mielczarski, *op. cit.*

<sup>9)</sup> Por. W. Mielczarski, L. Szczygieł, *op. cit.*

<sup>10)</sup> Ministerstwo Gospodarki i Urząd Regulacji Energetyki, *Rynek energii elektrycznej w Polsce. Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i latach następnych*, Warszawa, 15 października 1999 r. Materiał przyjęty przez KERM 2 grudnia 1999 r.

<sup>11)</sup> Por. Godzinowy rynek bilansujący energii elektrycznej w Polsce. Organizacja i wdrożenie. PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, Warszawa 2001.

<sup>12)</sup> W części 1.1.4 omówiono funkcjonowanie podmiotów występujących na rynku detalicznym.

<sup>13)</sup> Por. W. Mielczarski, *Warunki konieczne prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej – przegląd rozwiązań*, referat zamówiony na VIII Konferencję Naukowo-Techniczną „Rynek Energii Elektrycznej: Liberalizacja – Szanse i Zagrożenia”, Kazimierz

Dolny, 26-27 kwietnia 2001 r.

<sup>14)</sup> Por. A. Weron, R. Weron, *Giełda energii. Strategie zarządzania ryzykiem*, Wyd. CIRE, Wrocław 2000.

<sup>15)</sup> Zob. Giełda Energii S.A., *Regulamin Giełdy Energii S.A., Cz. I, Regulamin Rynku Dnia Następnego*, zatwierdzony 15 marca 2001 r.

<sup>16)</sup> Analiza wyników sesji na RDN po 1 września 2001 r., a więc po uruchomieniu rynku bilansującego, wskazuje na kilka prawidłowości: fluktuacja wolumenu transakcji w poszczególnych godzinach doby jest wyraźna, dobowe zróżnicowanie cen w poszczególnych godzinach obrazuje zmienność zapotrzebowania, maleją zdecydowanie obroty (są zerowe lub minimalne) poza godzinami szczytowego zapotrzebowania i podczas weekendów. Zaobserwowane tendencje w zakresie wolumenu obrotów i cen w transakcjach są ściśle powiązane z charakterem krzywej zapotrzebowania i są naturalnym oraz oczekiwanym zjawiskiem świadczącym o tym, że coraz częściej rynek giełdowy jest wykorzystywany przez jego uczestników w sposób świadomy i rozsądny. Natomiast niskie obroty, a w szczególności ich brak na rynku RDN w godzinach pozaszczytowych związane są z tzw. przekontraktowaniem przez spółki dystrybucyjne w dolinach zapotrzebowania (tzn., że suma zawartych kontraktów i transakcji zgłoszonych do OSP jest większa, w danych godzinach doby handlowej, niż zapotrzebowanie systemu przeznaczone do pokrycia na rynku bilansującym) oraz niedokontraktowaniem w szczytach. Obserwuje się również pewną prawidłowość dokupowania niedoborów energii na giełdzie, a odsprzedawania nadwyżek na rynku bilansującym, gdzie ceny dyktują wytwórcy. Cena rozliczeniowa na tym rynku jest bowiem średnią ważoną wykorzystanych ofert wytwórców. Za komunikatem rzecznika prasowego Giełdy Energii S.A. z 15 listopada 2001 r. (<http://www.cire.pl>).

<sup>17)</sup> Ministerstwo Gospodarki i Urząd Regulacji Energetyki, *Rynek energii elektrycznej w Polsce. Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce ...*, op. cit.

<sup>18)</sup> Zob. Giełda Energii S.A., *Regulamin Giełdy Energii S.A., Cz. II, Regulamin Rynku Terminowego*, zatwierdzony 15 marca 2001 r.

<sup>19)</sup> W chwili obecnej w istniejących warunkach rynkowych i instytucjonalnych obrót na Giełdzie Energii S.A. ma marginalne znaczenie i obejmuje od 0,4% (grudzień 2000 r.) do 2% (styczeń 2001 r.) udziału w całym rynku. W październiku 2001 r., a więc już po uruchomieniu rynku bilansującego, udział rynku giełdowego w całkowitym zapotrzebowaniu systemu elektroenergetycznego wyniósł zaledwie 0,13%. Za zadawalający należałoby uznać udział rynku giełdowego na poziomie 4-5% całego rynku (jego podwojenie się do końca 2001 r.). Należy oczekiwać, że rozwiązanie problemu kontraktów długoterminowych, wprowadzenie dobowo-godzinowego rynku bilansującego oraz nowych usług i produktów w obrocie giełdowym pozwoli uczestnikom na skuteczne zarządzanie ryzykiem związanym ze zmianami cen energii i zwiększy zainteresowanie tym segmentem rynku.

<sup>20)</sup> Przez jednostkę grafikową rozumie się zbiór miejsc dostarczania energii, czyli zbiór umownych punktów w sieciach, urządzeniach lub instalacjach, w których następuje dostawa albo odbiór energii elektrycznej, czyli następuje przekazanie prawa własności energii elektrycznej. Dla tych miejsc dostarczania wyznacza się pozycję kontraktową, wielkość dostarczanej lub odbieranej energii elektrycznej, odchylenia od pozycji



kontraktowej i należności za te odchylenia. Czynnikiem różnicującymi jednostki grafikowe są: charakter miejsc dostarczania energii, rodzaj uczestnika rynku bilansującego posiadającego prawa do JG oraz typ uczestnictwa w rynku. Tworząc grafiki, należy określić źródła wytwórcze, węzły, w których energia produkowana jest dostarczana do systemu przesyłowego lub rozdzielczego oraz węzły odbiorcze.

<sup>21)</sup> Ważnym zadaniem operatora systemu przesyłowego na rynku bilansującym jest weryfikacja wszystkich informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej, począwszy od transakcji giełdowych poprzez kontrakty dwustronne, a skończywszy na ofertach bilansujących. Może bowiem okazać się, że suma pozycji kontraktowych po stronie sprzedaży nie jest równa sumie takich samych pozycji po stronie zakupu, a zatem nie jest możliwe ich zbilansowanie. Można przyjąć, że ze względu na występowanie dużej ilości jednostek grafikowych wytwórczych ( $JG_w$ ) i odbiorczych ( $JG_o$ ), prawdopodobieństwo występowania takich błędów jest na rynku energii elektrycznej w Polsce bardzo duże. W związku z tym weryfikacje umów sprzedaży dokonywane przez OSP, a następnie ich korekty są konieczne w celu umożliwienia całkowitego zbilansowania systemu i zapewnienia wszystkim niezawodnych dostaw energii elektrycznej o odpowiedniej jakości. Uczestnicy rynku energii elektrycznej (będący OHT lub OH) przekazują w tym celu operatorowi systemu przesyłowego informacje o umowach sprzedaży energii elektrycznej, wskazując jednostki grafikowe wytwórcze i odbiorcze, pomiędzy którymi takie umowy zostały zawarte.

<sup>22)</sup> Rynek bilansujący w Polsce wyposażony został w program LPD (*linear programming dispatch*), który zapewnia dobór jednostek grafikowych wytwórczych uczestniczących w rynku bilansującym w oparciu o dane handlowe i techniczne zawarte w zgłoszonych umowach sprzedaży energii i ofertach bilansujących, przy uwzględnianiu ograniczeń systemowych (tzn. elektrownianych, sieciowych i regulacyjnych) istniejących w KSE.

<sup>23)</sup> Por. W. Mielczarski, *op. cit*

<sup>24)</sup> Por. W. Mielczarski, L. Szczygieł, *Analiza kryzysu na rynku energii elektrycznej w Kalifornii*, artykuł na stronie internetowej <http://www.cire.pl>, 1 lutego 2001 r.

<sup>25)</sup> Por. Komunikat po posiedzeniu Rady Ministrów w dniu 10 kwietnia 2001 r. (<http://www.kprm.gov.pl>).

<sup>26)</sup> Zob. PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, Regulamin regulacyjnych usług systemowych. Wersja T/2001/2.0 z 18 czerwca 2001 r.

<sup>27)</sup> Oferty będą oceniane komisyjnie i wybierane z uwzględnieniem kryterium techniczno-ekonomiczno-systemowego w ilości mającej pokryć niezbędny wymagany zakres RUS. Stawki opłat za RUS ustalane będą na podstawie cen ofertowych wybranego wytwórcy albo w drodze dwustronnych negocjacji w przypadkach, dla których nie ma zastosowania konkurs ofert.

<sup>28)</sup> Zob. Regulamin generacji wymuszonej. Wersja 1.2. PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, wersja z 25 kwietnia 2001 r.

<sup>29)</sup> Por. A. Weron, R. Weron, *op. cit*. Por. również E. Nowak (red.), *Leksykon rachunkowości*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1996, a także B. Olzacka, R. Pałczyńska-Gościńskiak, *Leksykon zarządzania finansami*, Wyd. ODDK, Gdańsk 1998.



<sup>30)</sup> Instrument podstawowy/bazowy (*underlying*) to przedmiot kontraktu, którym może być akcja, obligacja, towar (np. energia elektryczna). Natomiast instrument pochodny (*derivative*) to instrument finansowy, którego wartość zależy od wartości instrumentu bazowego. Por. A. Weron, R. Weron, *op. cit.* oraz K. Jajuga, T. Jajuga, *Inwestycje. Instrumenty finansowe, ryzyko finansowe, inżynieria finansowa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1996.

<sup>31)</sup> Por. J. Buczkowski, *Giełda Energii S.A. – miejsce i rola Giełdy w systemie elektroenergetycznym*, referat wygłoszony na posiedzeniu sekcji systemów elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN, Warszawa 28 maja 2001 r.

<sup>32)</sup> Por. J. Brandt, *Giełda Energii – analiza pierwszych miesięcy funkcjonowania, plany rozwoju*, referat generalny na VIII Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej: Liberalizacja – Szanse i Zagrożenia”, Kazimierz Dolny, 26-27 kwietnia 2001 r. Por. również materiały dotyczące rynku finansowego na stronach inter-netowych giełdy <http://www.polpx.pl>.

<sup>33)</sup> Aby nie komplikować rysunku nie pokazano na nim wielu szczegółów, np. tego, że operatorzy rynku, a w szczególności operatorzy handlowi, mogą działać na rynku detalicznym, jak również powiązań, które istnieją między podmiotami rynku.

<sup>34)</sup> Por. S. Poręba, *Koncepcja i problemy tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce*, w: A. T. Szablewski (red.), *Konkurencja, regulacja, prywatyzacja sektora energetycznego*, Dom Wydawniczy ELIPSA, Warszawa 2000.

<sup>35)</sup> Zgodnie z art. 8 i 9 Dyrektywy nr 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (zwanej dyrektywą IEM – *internal electricity market*).

<sup>36)</sup> Zgodnie z koncesją, są nim Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE).

<sup>37)</sup> Por. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *Regulacja energetyki w Polsce*, Wyd. Adam Marszałek, Warszawa-Toruń 2000.

<sup>38)</sup> Zob. PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, Regulamin rynku bilansującego energii elektrycznej w Polsce. Wersja T/2001/2.0, wersja z 18 czerwca 2001 r.

<sup>39)</sup> Por. M. Zerka, *Pogląd na funkcjonowanie i rozwój operatora systemu przesyłowego w Polsce*, „Biuletyn PTPiREE”, nr 11/1999.

<sup>40)</sup> Por. S. Poręba, *op. cit.*

<sup>41)</sup> Por. W. Mielczarski, *op. cit.*

<sup>42)</sup> Por. S. Poręba, *op. cit.*

<sup>43)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu

uzyskiwania przez poszczególnych odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 1998 r. Nr 107, poz. 671).

<sup>44)</sup> Por. W. Mielczarski, *op. cit.*

<sup>45)</sup> Por. J. Skorek, R. Bartnik, J. Kalina, *Ekonomika kogeneracji*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa”, BMP, nr 1/2001.

<sup>46)</sup> Por. J. Marecki, *Perspektywy rozwoju skojarzonej gospodarki energetycznej w warunkach rynkowych*, „Energetyka”, nr 10/2000.

<sup>47)</sup> Por. M. Pawlik, *Elektrociepłownie na rynku energii*, V Seminarium nt. *Wytwarzanie i eksploatacja w energetyce*, Ameliówka, 2-4 czerwiec 2000 r.

<sup>48)</sup> Por. A. W. Różycki, R. Szramka, *Wytwarzanie energii w skojarzeniu*, „Biuletyn URE”, nr 2/2001. Porównaj również pozycja cytowana w przypisie 28.

<sup>49)</sup> W Dyrektywie 96/92 EC w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, w rozdz. IV (art. 8 pkt 3) mówi się o możliwości zobowiązania operatora systemu do zapewnienia priorytetu urządzeniom wytwórczym produkującym energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu.

<sup>50)</sup> Art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązuje ministra właściwego do spraw gospodarki do nałożenia w drodze rozporządzenia obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa sieciowe i przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

<sup>51)</sup> Stanowi o tym przepis w § 1 ust. 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336).

<sup>52)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7).

<sup>53)</sup> Por. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *op. cit.*

<sup>54)</sup> Por. M. Duda, *Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce*, Seria Biblioteka Regulatora, URE, Warszawa 2001. Zob. część rozdziału dotycząca mechanizmów regulacji cen nośników energii.

<sup>55)</sup> Wzbudziło to uzasadnione wątpliwości rzecznika praw obywatelskich, który pod koniec września 2001 r. zwrócił się do ministra gospodarki z prośbą o zajęcie stanowiska w powyższej sprawie. W odpowiedzi uzyskał zapewnienie, że w przygotowywanej przez ministerstwo nowelizacji prawa energetycznego powyższa luka zostanie usunięta.

<sup>56)</sup> Stanowisko Prezesa URE z 30 czerwca 2000 r. w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, „Biuletyn URE”, nr 4/2000.

<sup>57)</sup> Stanowisko Prezesa URE z 14 grudnia 2000 r. w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, „Biuletyn URE”, nr 1/2001.

<sup>58)</sup> Stanowisko Prezesa URE z 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, „Biuletyn URE”, nr 4/2001.

<sup>59)</sup> Por. W. Mielczarski, *op. cit.*, rozdz. 3.

<sup>60)</sup> Nowość zagadnień prawnych, trudności w ich interpretacji, ogrom zagadnień technicznych i ekonomicznych koniecznych do uwzględnienia, spowodowały, że zakres przedmiotowy ustawy został ograniczony do zagadnień podstawowych. Zagadnienia szczegółowe ze względu na swoją wysoce techniczną i specjalistyczną formę oraz treść zostały określone w licznych rozporządzeniach wykonawczych, do których wydania delegacje ustawowe otrzymał minister właściwy do spraw gospodarki, czyli obecnie Minister Gospodarki (por. ustawa z 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej – Dz. U. z 1999 r. Nr 82, poz. 928). Nowelizacja prawa energetycznego z 26 maja 2000 r. (Dz. U. Nr 48, poz. 555) zawiera niezbędne wytyczne do ustalania treści tych aktów wykonawczych, co jest zgodne z Konstytucją R.P. Według niej (art. 92 ust. 1), delegacje ustawowe dla ministra do wydawania rozporządzeń wykonawczych muszą zawierać, w przepisach ustawy, szczegółowe wskazania dotyczące ich treści. Wszystko to umożliwiło stworzenie jednej ustawy dla całego sektora energetyki, z wyjątkiem działalności związanych z wydobywaniem i magazynowaniem kopalin podstawowych i wykorzystaniem energii atomowej.

<sup>61)</sup> Por. L. Szczygieł, *Regulacje prawne rynku energii elektrycznej – prawo energetyczne, rozporządzenia wykonawcze*, Materiały wykładowe, Studium Podyplomowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Rynki energii elektrycznej, Łódź 1999/2000/2001.

<sup>62)</sup> Por. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *op. cit.*

<sup>63)</sup> Por. A. Szablewski, *Koncesja jako instrument regulacji*, „Biuletyn Informacyjny PTEZ”, nr 2/1998.

<sup>64)</sup> Por. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *op. cit.*

<sup>65)</sup> Zob. Ministerstwo Gospodarki i Urząd Regulacji Energetyki, *Rynek energii elektrycznej w Polsce ...*, *op. cit.*

<sup>66)</sup> Zob. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf ..., *op. cit.*

<sup>67)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957).

<sup>68)</sup> Zob. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu ..., *op. cit.*

<sup>69)</sup> Zob. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii ..., *op. cit.*

<sup>70)</sup> Zob. PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Wersja T/2001/2.0, wersja z 18 czerwca 2001 r.

<sup>71)</sup> Zob. *Projekt wymiany informacji rynkowych w ramach rynku energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem standardów informatycznych oraz standardów transmisji danych WIRE 3.0.*, PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, wersja z 17 kwietnia 2001 r. (<http://www.pse.pl/pl/ospwork>).

<sup>72)</sup> Zob. *Projekt systemu operatywnej współpracy z elektrowniami z uwzględnieniem standardów informatycznych oraz standardów transmisji danych – SOWE 2.0.*, PSE S.A. Operator Systemu Przesyłowego, wersja z 30 kwietnia 2001 r. (<http://www.pse.pl/pl/ospwork>).

<sup>73)</sup> Por. Y Allaire, M. E. Firsirotu, *Myślenie strategiczne*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2000.

---

[\[ Konkurencyjny rynek ... \]](#) [\[ Spis treści \]](#) [\[ 1.2 Rynkowa reforma ... \]](#)

Data publikacji : 10.06.2005

Data modyfikacji : 13.06.2005

[Poprzedni](#)  
[Następny](#)