

Andrzej Graczyk, Zbigniew Jakubczyk

Akademia Ekonomiczna we Wrocławiu

ROZWÓJ RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W KONTEKŚCIE INTEGRACJI Z UNIĄ EUROPEJSKĄ

1. Wstęp

W polskim systemie energetycznym należy się przygotować do pilnego odtworzenia mocy (lub ekwiwalentnego importu) co najmniej 2750 MWh [Szansa 2002]. Zużycie finalne energii elektrycznej na mieszkańca oraz zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych pozostaje ciągle niższe niż w krajach wysoko rozwiniętych. Dane wskazują, że zużycie energii finalnej na mieszkańca jest w Polsce prawie dwa razy niższe od przeciętnego wskaźnika w krajach UE. **Rozwiązaniem problemu** potencjalnego niedoboru mocy jest uczestnictwo na jednolitym rynku energetycznym Unii Europejskiej.

W krajach UE Dyrektywa 96/92/EC, dotycząca zasad działania jednolitego rynku energii elektrycznej, zobowiązuje kraje członkowskie UE przede wszystkim do zapewnienia uprawnionym odbiorcom (*eligible customers*) z krajów UE niedyskryminacyjnego dostępu do sieci elektroenergetycznych (*third party access* – TPA), do stopniowego otwierania rynku energii elektrycznej dla uprawnionych odbiorców, wyznaczenia niezależnych od dostawców operatorów systemów przesyłowych oraz zapewnienia przejrzystych i niedyskryminacyjnych sposobów rozliczeń transakcji rynkowych.

Dyrektywa ta daje krajom członkowskim Unii do wyboru trzy sposoby zapewnienia uprawnionym odbiorcom dostępu do sieci elektroenergetycznych:

- bezpośredni regulowany,
- bezpośredni negocjowany dostęp do sieci,
- pośredni, poprzez sieć „jedynego nabywcy”, ze skomplikowanym sposobem rozliczeń zawartych transakcji odbiorców z dostawcami przez „jedynego nabywcę”.

Wszystkie kraje zdecydowały się jednak na rynek oparty na TPA. Tylko Portugalia i Włochy zachowały „jedynych nabywców” dla segmentów rynku obsługujących odbiorców taryfowych, tj. odbiorców, którzy nie nabyli praw do TPA lub nie zechcieli z nich skorzystać. Prawie wszystkie kraje wybrały system regulowanego dostępu do sieci. Jedynym wyjątkiem w tym względzie są Niemcy, gdzie obowiązuje system negocjowany. Ma on jednak wkrótce się zmienić, gdyż przy tym sposobie realizacji rynku istnieje potrzeba notyfikacji Komisji Europejskiej o indywidualnych stawkach opłat za dostęp do sieci w celu stwierdzenia, czy nie została naruszona generalna zasada Dyrektywy o niedyskryminacji i przejrzystości reguł rynkowych. To zaś komplikuje działanie i stwarza zagrożenie dla przejrzystości takiego rynku.

Wiele krajów UE otwarło swoje rynki energii elektrycznej już w stopniu wyższym, niż tego wymaga Dyrektywa (30% w 2000 r., 35% w 2003 r.). Wielka Brytania, Finlandia, Szwecja i Niemcy zdecydowały się na 100% otwarcie rynków. Hiszpania, Włochy, Belgia, Holandia, Dania i Luksemburg wybrały ścieżkę otwarcia rynku szybszą, niż wymaga tego Dyrektywa. Francja, Grecja i Irlandia dostosowały otwieranie rynku do minimalnych wymagań Dyrektywy. Przewiduje się, że wszystkie kraje UE osiągną formalnie poziom 100% otwarcia szybciej, niż to określa Dyrektywa.

W marcu 2002 r. w trakcie szczytu Unii Europejskiej w Barcelonie Komisja Europejska przedstawiła program liberalizacji rynku energii elektrycznej – stopniowego otwierania rynku na konkurencję do 2005 r. Przywódcy UE zdecydowali, że w 2004 r. każda firma z Unii będzie mogła wybrać własnego dostawcę energii elektrycznej. Nie wszyscy członkowie UE są zadowoleni z proponowanych zmian. Z powodu oporu Francji nie udało się ustalić, kiedy z tego prawa skorzystają użytkownicy prywatni.

Okazuje się, że 100% otwarcie formalne nie oznacza 100% wykorzystania rynku konkurencyjnego przez upoważnionych odbiorców. Świadczy o tym przykład tych krajów, które zdecydowały się na pełne otwarcie swoich rynków. Udział sprzedaży na rynkach konkurencyjnych jest w rzeczywistości niewielki (2-8%), gdyż oddziałują w tym przypadku inne ograniczenia natury technicznej (ograniczona przepustowość połączeń, brak niezbędnych systemów pomiarowych itd.) oraz obawa, zwłaszcza odbiorców bytowo-komunalnych, przed ponoszeniem ryzyka transakcji na rynkach konkurencyjnych [Duda 2000].

Wykonując postanowienia Dyrektywy, większość krajów Unii zdecydowała się na wyodrębnienie organizacyjne przedsiębiorstw wypełniających funkcje operatorów systemów przesyłowych. Francja pozostawiła pionowo zintegrowane przedsiębiorstwo EdF przy wydzielonym organizacyjnie zarządzaniu systemem przesyłowym oraz zastosowaniu wewnętrznych barier przepływów finansowych między działalnością przesyłową a innymi rodzajami działalności, a także przepływu informacji przez wyodrębnienie lokalu zajmowanego przez dział zarządzania siecią przesyłową i wprowadzenie przepustek również dla pracowników innych działów

EdF. Niemcy, zachowując pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa, zapewniły tylko wyodrębnienie kosztów działania systemu przesyłowego, spełniając minimalne wymagania Dyrektywy w odniesieniu do zakazu subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi różnymi rodzajami działalności w zintegrowanym przedsiębiorstwie.

Polski rząd zamierza pójść śladem Piętnastki i zliberalizować rynek energii elektrycznej w tym samym terminie. Postrzega się pewne szanse dla elektroenergetyki w związku z integracją (zapewnienie odbiorcom dostępu do energii po cenach konkurencyjnych, równoprawne warunki konkurowania na rynkach zachodnich, wzrost znaczenia tranzytowego polskich systemów sieciowych), a także zagrożenia, które może przynieść integracja z UE (ujawnienie niskiej konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na jednolitym rynku europejskim, przejmowanie polskich firm energetycznych przez zagraniczne koncerny, brak przygotowania polskich przedsiębiorstw do ekspansji na rynkach energii elektrycznej).

W niniejszym referacie zostaną przedstawione istniejące obecnie struktury rynku energii elektrycznej w Polsce. Celem jest próba oceny gotowości tych struktur do zapewnienia liberalnych warunków handlu energią zarówno na rynku krajowym, jak też na rynku europejskim. Zostaną wskazane także pewne ograniczenia o charakterze pozataryfowym, które mogą ograniczyć uczestnictwo Polski w handlu na jednolitym rynku europejskim.

Struktura polskiego rynku energii elektrycznej ze względu na miejsce realizacji transakcji handlowych jest skomplikowana. Funkcjonuje „rynek” kontraktów długoterminowych, który próbowano zastąpić systemem opłat kompensacyjnych. Ponadto działa rynek kontraktów dwustronnych, w tym rynek tworzony przez odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych (zasada TPA). Działając giełda energii elektrycznej, uruchomiono rynek bilansujący dobowo-godzinowy. Odrębny segment rynku stanowi energia elektryczna pochodząca z obowiązkowych zakupów ze źródeł skojarzonych i odnawialnych [Guzik, Muras 2001]. Formalnie mogłoby się wydawać, że istnieją dogodne warunki do handlowania energią elektryczną, także po przystąpieniu do Unii Europejskiej. Struktury rynkowe nie są jednak ukształtowane w sposób gwarantujący osiąganie efektywności, niskich cen i konkurencyjności w stosunku do ofert na rynku europejskim.

2. Problem kontraktów długoterminowych i opłat kompensacyjnych

W polskiej elektroenergetyce dominującym czynnikiem cenotwórczym wciąż są kontrakty długoterminowe (KDT). Formuła zapoczątkowana w okresie, gdy rynek funkcjonował według modelu „jedynego nabywcy”, kiedy całość energii wytwarzanej była kupowana przez przedsiębiorstwo przesyłowe (Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA) i następnie odsprzedawana poszczególnym spółkom dystrybucyjnym, z powodzeniem była kontynuowana równoległe do prac nad Ustawą

„Prawo energetyczne”, uwzględniającą konieczność wdrożenia zasady TPA. Niektóre kontrakty podpisano po wejściu ustawy w życie. W ten sposób wdrażanie konkurencji do energetyki, zainicjowane ustawą, zostało skutecznie zablokowane. Głównym powodem tak szerokiego upowszechnienia kontraktów było stworzenie warunków do zaciągnięcia przez elektrownie kredytów na potrzeby odnowienia i modernizacji urządzeń, w tym także ze względu na wymagania ekologiczne obowiązujące w Unii Europejskiej. W rezultacie sprzedawana na mocy kontraktów energia jest droga, bo w kontraktach ustalono cenę satysfakcjonującą wszystkich, oprócz odbiorcy energii.

Rozwój rynku energii elektrycznej jest więc uzależniony od rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych. Brak decyzji w tym zakresie z całą pewnością utrudni rozwój konkurencji w sektorze, konieczne jest zatem zintensyfikowanie działań mających na celu rozwiązanie problemu kontraktów długoterminowych. Nie został wdrożony system opłat kompensacyjnych (SOK). Znamienne jest też, w jaki sposób spełzła na niczym próba rozwiązania tego problemu przez SOK, atrakcyjny dla przedsiębiorstw wytwórczych tylko pod warunkiem nienaruszenia *status quo*. Ale świadomość, że KDT utrudniają rozwój konkurencji, upowszechnia się coraz bardziej. Może się okazać, że kolejna próba uporania się z tym problemem wreszcie się powiedzie¹ i że przedsiębiorstwa wytwórcze staną oko w oko z największym dla nich zagrożeniem, jakim jest zasada TPA. Jej wdrożenie bowiem uruchamia faktyczne warunki wzajemnego konkurowania o odbiorcę.

3. Zasada TPA w warunkach polskich

Podstawowym czynnikiem umożliwiającym powstanie silnych i efektywnych rynków konkurencyjnych w wytwarzaniu i obrocie energią elektryczną jest nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązku udostępnienia sieci dla innych podmiotów, tzw. dostęp stron trzecich, określane w skrócie jako TPA. Zasada ta w prawie polskim została sformułowana w art. 4 ust. 2 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” (DzU nr 54, poz. 348, z późn. zm.). Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii mają obowiązek zapewnić wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu energii lub paliw wydobywanych i wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy. Świadczenie tych usług nie może jednak obniżyć niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii

¹ Sposobem na załatwienie problemu KDT może być konsolidacja przedsiębiorstw. W ramach jednego organizmu gospodarczego można dokonać wewnętrznej kompensaty najdroższych i najtańszych kontraktów. Rozwiązaniem może być też sekurytyzacja – emisja obligacji i jednorazowa spłata nimi zadłużenia w bankach. W tym celu przygotowywane jest obecnie tzw. zapytanie ofertowe do kilkunastu renomowanych banków światowych, mających doświadczenie w sekurytyzacji, aby określiły warunki przeprowadzenia jej w polskiej energetyce.

poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz niekorzystnej zmiany zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci. Większość krajów, w tym także Polska, rozłożyło ten proces w czasie i wprowadzało go sukcesywnie (etapami) według kryterium wielkości zużywanej przez danego odbiorcę energii elektrycznej.

Do dnia 28 października 2000 r. podstawowe zasady obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych oraz prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci były prowadzone na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (DzU nr 135, poz. 881, z późn. zm.). Istotne uregulowania znajdują się obecnie w rozdz. 3-5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (DzU nr 85, poz. 957).

Zgodnie z prawem coraz większa grupa odbiorców nie musi kupować energii elektrycznej od dotychczasowych dystrybutorów. Może zrezygnować z ich usług, w zamian zaś korzystać z którejś z licznych ofert prywatnych spółek obrotu. Z praktyki zainteresowanych przedsiębiorstw wynika, że przeszkadza w tym jednak minimalna ilość energii (MIE), będąca pochodną kontraktów długoterminowych na dostawę energii elektrycznej. W przypadku gdy odbiorca energii elektrycznej chce zmienić dostawcę energii elektrycznej, dystrybutor żąda od niego przejęcia drogiego pakietu tzw. MIE, uzależniając od tego podpisanie umowy na przesył energii. Dla odbiorcy kontrakt z nowym dostawcą staje się wówczas zazwyczaj nieatrakcyjny. W opinii spółek obrotu taka praktyka jest całkowicie pozbawiona podstaw prawnych i kwestia MIE wymaga usankcjonowania. Za drogą energię ktoś musi zapłacić, ale na czytelnych zasadach i zgodnie z prawem. Ważne jest, aby istniejąca zasada TPA zaczęła funkcjonować w praktyce. Barrierami utrudniającymi wykorzystanie TPA są m.in. niechęć przedsiębiorstw przesyłowych, brak wypracowania reguł zawierania takich umów oraz brak jasno zdefiniowanych zasad dostępu stron trzecich do sieci, a także dalsze utrwalanie się zjawiska subsydiowania skrośnego (w taryfach spółek dystrybucyjnych). Po stronie odbiorców uprawnionych do wyboru dostawcy częsty jest brak znajomości zagadnienia, obawa przed czymś nowym, niedoinformowanie i nieegzekwowanie swoich praw. Konieczne są działania promocyjne i informujące [Andrzejczuk 2002].

W badaniach prowadzonych przez Urząd Regulacji Energetyki stwierdzono, że obecnie obrót na zasadach rynkowych odbywa się prawie wyłącznie między wytwórcami a spółkami dystrybucyjnymi. Odbiorcy końcowi w ramach TPA kupują zaledwie ok. 1% energii sprzedawanej w krajowym systemie elektroener-

getycznym. W trakcie analizy ankiet uzyskano od spółek dystrybucyjnych informacje, z których wynika, że według stanu na dzień 15 września 2000 r., spośród 33 spółek dystrybucyjnych 9 (tj. 27,3%) miało zawarte umowy z odbiorcami o świadczenie usług przesyłowych, dotyczące przesyłania energii elektrycznej wytwarzanej w kraju. Spółki dystrybucyjne odnotowały istnienie 138 podmiotów uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych, z czego 125 (tj. 90,57% ogólnej grupy uprawnionych) nie skorzystało z przysługującego im uprawnienia, a tylko 13 (tj. 9,42% ogólnej grupy badanych) zawarło stosowne umowy pozwalające na korzystanie z zasady TPA [Figaszewska, Jasienowicz, Muras 2001]. Przedstawione dalej opinie dostawców i odbiorców energii stanowią uogólnienie wyników tej ankiety.

Z uprawnienia tego korzystają przede wszystkim niektóre kopalnie, huty, elektrownie, zakłady chemiczne i zakłady papiernicze. Natomiast nie skorzystały przedsiębiorstwa reprezentujące niemal wszystkie branże, przy czym nie chodzi tu jedynie o odbiorcę rozproszonego, takiego jak PKP, ale także o rafinerie i stocznie, skończywszy na miejskich przedsiębiorstwach komunikacyjnych.

Analiza odpowiedzi uzyskanych od spółek dystrybucyjnych oraz odbiorców uprawnionych pozwoliła na identyfikację czterech podstawowych barier, które według nich, są powodem ograniczeń we wdrażaniu zasady TPA: ekonomicznych, prawnych, technicznych oraz organizacyjnych. Na powstanie tych barier składają się czynniki zarówno subiektywne, jak i obiektywne.

Wśród czynników subiektywnych występujących po stronie spółek dystrybucyjnych na uwagę zasługuje np. odmowa przez spółkę zawarcia odrębnej umowy o świadczenie usług przesyłowych, swoista zmowa spółek mająca na celu piętrzenie trudności w uzyskaniu przez odbiorców uprawnionych dostępu do sieci. Po stronie odbiorców uprawnionych jest to np. brak znajomości, a także niekiedy zainteresowania zasadą TPA, obawa przed skorzystaniem z nowych rozwiązań w sytuacji, gdy dotychczasowe sprawnie funkcjonują, brak odpowiedniego opomiarowania.

Nie bez znaczenia są także czynniki obiektywne, wynikające z aktualnych uwarunkowań polskiej energetyki, takie jak np. istnienie kontraktów długoterminowych i konieczność ich wieloletniej obsługi, niejednoznaczność interpretacji przepisów prawnych definiujących odbiorców uprawnionych. Przy realizacji zasady TPA spółki dystrybucyjne wskazywały przede wszystkim na trudności natury ekonomicznej, polegające na:

- niekorzystnej zmianie ceny w przypadku zawarcia przez uprawnionych odbiorców odrębnych umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów o świadczenie usług przesyłowych,
- niewyrażaniu zgody przez uprawnionego odbiorcę na przejęcie części minimalnej ilości energii przypadającej na spółkę,
- konieczności podniesienia opłat przesyłowych w przypadku rozdzielenia umów, co może powodować nieopłacalność dla odbiorców korzystania z zasady TPA.

Także istotne trudności związane z realizacją tej zasady tkwiły, według spółek dystrybucyjnych, w obowiązujących przepisach prawa i sprowadzały się do:

- braku uregulowań prawnych dotyczących sytuacji, gdy wskutek niedotrzymania warunków umów bezpośrednich, energia elektryczna będzie musiała być kupiona z rynku bilansującego lub sprzedana na ten rynek,
- braku zgodności w zakresie prawa do korzystania z usług przesyłowych przez tzw. odbiorców rozproszonych, których roczne zakupy energii elektrycznej spełniają wprawdzie kryteria ilościowe (zob. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych), przyłącza zaś, służące jako miejsca odbioru energii elektrycznej przez odbiorcę, znajdują się w wielu miejscach na terenie jednej spółki, a nawet są zlokalizowane na terenach wielu spółek. Spółki dystrybucyjne, w odróżnieniu od zainteresowanych „odbiorców rozproszonych”, uważają, iż ci odbiorcy nie mają prawa do korzystania z bezpośrednich usług przesyłowych,
- braku uregulowań prawnych dotyczących partycypacji przez odbiorców, uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych, w zakupie energii elektrycznej z tzw. generacji wymuszonej.

Natomiast zdaniem odbiorców, aby usunąć ograniczenia w korzystaniu z zasady TPA, należy przede wszystkim:

- zlikwidować uciążliwości związane z kontraktami długoterminowymi,
- zmniejszyć relacje stawek opłat za usługi przesyłowe w stosunku do stawek opłat za energię elektryczną,
- wprowadzić jasne i stabilne przepisy prawa, dotyczące rynku energii elektrycznej.

Zarówno dostawcy, jak i odbiorcy upatrują ograniczeń w stosowaniu zasady TPA głównie w istnieniu barier natury ekonomicznej. Znaczącą barierę stanowią też przepisy prawa, jednak w tym przypadku występuje zdecydowana różnica w ilości wskazań każdego z tych podmiotów. Na istnienie tej bariery wskazały przede wszystkim spółki dystrybucyjne. Natomiast bariery techniczne nie są postrzegane przez ankietowanych jako istotna przeszkoda w korzystaniu z bezpośredniego dostępu uprawnionych do sieci. Również bariery natury organizacyjnej, chociaż bardzo licznie wskazane, jednak ze względu na ich ogromne zróżnicowanie stanowią w rzeczywistości niewielką przeszkodę w korzystaniu z zasady TPA. Rozproszenie wskazań uniemożliwia jednakże ustalenie głównych przyczyn organizacyjnych stanowiących bezpośrednie utrudnienie stosowania jej w praktyce.

Z tego powodu postulowano konieczność przeprowadzenia kampanii informacyjnej wśród odbiorców, mającej na celu zwrócenie uwagi na przysługujące im prawa, a także na korzyści płynące z TPA. Należy więc wywierać nacisk na przedsiębiorstwa sieciowe, aby ułatwiały odbiorcom zawieranie umów w ramach TPA.

4. Wprowadzanie rynku bilansującego

Podstawy prawne do wprowadzenia dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej tworzy § 18 ust. 4 pkt 2 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (DzU nr 85, poz. 957), zgodnie z którym zgłoszenia realizacyjne na każdą godzinę następnego dnia zawierają obok zestawienia ilości energii elektrycznej, pobieranej lub oddawanej w miejscach jej dostarczenia, również ofertę bilansującą dla każdego miejsca dostarczenia jednostki wytwórczej i odbiorczej przyłączonej do sieci przesyłowej. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA pełnią funkcję operatora sieci przesyłowej, który zarządza jednocześnie rynkiem bilansującym i odgrywa rolę jedynego nabywcy w systemie kontraktów długoterminowych KDT (PSE SA), Operator systemu przesyłowego uruchomił rynek procesów dobowo-godzinowych na dzień 1 września 2001 r.

Rynek bilansujący powinien być rynkiem technicznym, przenoszącym koszty ograniczeń, i jako taki generować najwyższą zmienność cen. Obarczony jest bowiem najwyższym ryzykiem. W efekcie podmioty dokonujące na nim transakcji powinny ograniczać swą aktywność jedynie do działań interwencyjnych. Producent nie ma pewności, czy wystąpi zjawisko przekontraktowania rynku, dlatego też ponosi koszty gotowości do podjęcia dostaw energii. Na normalnie funkcjonującym rynku koszty te stanowią podstawę określenia przez niego cen jednostkowych w tzw. ofertach redukcyjnych, składanych na rynku bilansującym na każdą godzinę następnego dnia. W ofertach redukcyjnych producent określa zatem cenę, po której gotów jest odkupić poszczególne porcje wcześniej sprzedanej przez siebie i nie wyprodukowanej energii, jeżeli operator systemu przesyłowego nakaże mu zmniejszenie poziomu produkcji w stosunku do planu wynikającego z zawartych przez niego kontraktów, np. z powodu ograniczeń systemowych².

² Obecnie stosowane w Europie rozwiązania można w uproszczeniu scharakteryzować następująco: w przypadku odchylenia samowolnego, przy wzroście produkcji własnej ponad planowaną, tj. przy niedokontraktowaniu, **producent** powinien sprzedawać nadwyżkową energię odchylenia na rynku bilansującym według ceny oferty redukcyjnej krańcowej producentów, tzn. nie własnej, lecz najtańszej zaakceptowanej na rynku bilansującym. Natomiast przy produkcji własnej poniżej planowanej, czyli – inaczej mówiąc – przy przekontraktowaniu, producent powinien kupować brakującą energię odchylenia na rynku bilansującym według ceny oferty przyrostowej krańcowej producentów, a więc najdroższej, zaakceptowanej na rynku bilansującym. **Odbiorca** w przypadku odchylenia samowolnego przy własnym przekontraktowaniu powinien sprzedawać nadwyżkową energię odchylenia na rynku bilansującym po cenie oferty redukcyjnej krańcowej producentów; w przypadku własnego niedokontraktowania powinien kupować brakującą energię odchylenia po cenie oferty krańcowej przyrostowej producentów. W wyjątkowych sytuacjach, gdy nie pojawi się zaakceptowana dla danej godziny cena krańcowa redukcyjna bądź przyrostowa, jednym z możliwych do zastosowania wariantów jest przyjęcie ceny z tej samej godziny z poprzedniej doby, odpowiednio dla ofert redukcyjnych lub przyrostowych.

Udział rynku bilansującego w całym obrocie na rynku energii elektrycznej, przekraczający *per saldo* 5%, jest wielokrotnie większy niż w innych krajach i wzrosnie jeszcze bardziej po zlikwidowaniu obecnie istniejących kontraktów długoterminowych. Ceny w przypadku ogólnego przekontraktowania rynku, tj. stanu, gdy suma wolumenu energii elektrycznej zakontraktowanej u producentów jest wyższa niż wolumen rzeczywistej konsumpcji w danej godzinie, oscylują zasadniczo w przedziale 50-75 zł za MWh średnio w ciągu doby, co stanowi nie więcej niż 45-65% średniej ceny krajowej. Zjawisko przekontraktowania np. w lutym dotyczyło ponad 90% całego obrotu na rynku bilansującym [Blaski... 2002].

W warunkach przekontraktowania sprzedającymi są spółki dystrybucyjne, kupującymi zaś głównie producenci, czyli elektrownie. Oznacza to, że elektrownie odkupują od spółek dystrybucyjnych poprzez rynek bilansujący energię elektryczną wcześniej sprzedaną po cenach kontraktowych. Pół biedy, jeżeli elektrownia zmniejsza dostawy energii poniżej zawartych przez siebie kontraktów na polecenie operatora systemu przesyłowego, którego funkcję pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Obiektywnie problem pojawia się, jeżeli elektrownia robi to samowolnie. Taka samowola w świetle obowiązujących zasad cenotwórstwa, przyjętych na rynku bilansującym, nie pociąga za sobą żadnych sankcji. Właśnie tym m.in. różni się nasz rynek bilansujący od rozwiązań przyjętych w krajach budujących rynek energii elektrycznej.

Oczywistym błędem jest dopuszczenie stosowania cen z ofert redukcyjnych w przypadkach samowolnego zmniejszenia produkcji, gdyż mogą one stanowić źródło nieuzasadnionych korzyści producentów. Spółki dystrybucyjne wbrew pozorom nie cierpią nadmiernie z powodu przekontraktowania rynku. Cena jednostkowa, po której muszą one sprzedać zakupioną wcześniej energię, jest średnią ważoną wszystkich zaakceptowanych na rynku bilansującym ofert redukcyjnych. Cena ta zmienia się w niewielkim stopniu, na co wpływa jej dolne ograniczenie, wynoszące 50 zł za MWh. Oczywiście cena sprzedaży uzyskiwana przez spółki dystrybucyjne na rynku bilansującym jest w tym przypadku znacznie niższa niż cena zakupu, więc strata jest nieunikniona. Spółki dystrybucyjne są w stanie, w istniejącej sytuacji rynkowej, skutecznie antycypować poziom tej straty i z wyprzedzeniem podjąć operacje gwarantujące jej pełne lub częściowe pokrycie kosztem odbiorców końcowych. Konstrukcja rynku prowokuje i ponadto zachęca spółki dystrybucyjne do poszukiwania szansy w zawieraniu z producentami umów różnicowych, kompensacyjnych, w których strony podzielią się korzyściami z tytułu przekontraktowania. Najskuteczniejszą metodą uzyskiwania korzyści przez spółki dystrybucyjne przy ogólnie przekontraktowanym rynku jest własne niedokontraktowanie, tj. skonsumowanie czy raczej dostarczenie własnym odbiorcom większej ilości energii niż planowana według zawartych kontraktów. Wtedy spółka kupuje na rynku bilansującym po cenie średniej ważonej ofert redukcyjnych. Aby taka szansa dla niektórych spółek

powstała, suma ich niedokontraktowania musi być mniejsza niż całkowite prekontraktowanie rynku.

W praktyce rynek bilansujący stał się rynkiem handlowym z ceną przeciętnie znacznie niższą od giełdowej. Dzieje się tak, gdyż rynek bilansujący przenosi jedynie zmienne koszty wytwarzania. Przy tak wygodnym dla wszystkich podmiotów sektora rynku bilansującym, który odsuwa budowę konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, nie zmusza do wysiłku dobrego planowania bez ryzyka sankcji za błędy, powstaną warunki do przechwytywania przez spółki obrotu części korzyści wynikających z ogólnego prekontraktowania, powiększy się jedynie grono beneficjentów.

Na prawdziwym rynku bilansującym nikt nie powinien zarabiać, rynek ten zaś powinien wymuszać przejrzyste i po najniższych kosztach funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Rynek bilansujący stał się faktycznie nie poddaną żadnemu publicznemu nadzorowi quasi-giełdą energii elektrycznej, na której zawiera się transakcje kupna–sprzedaży na znacznie większą skalę niż na parkiecie giełdy energii.

5. Giełda Energii

Istniejąca w Polsce Giełda Energii SA jest giełdą towarową w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (DzU nr 103, poz. 1099). Działa na podstawie zezwolenia Komisji Papierów Wartościowych i Giełd i podlega jej nadzorowi. Gdyby spółka prowadziła giełdę energii z naruszeniem prawa, Komisja może cofnąć zezwolenie na jej prowadzenie. Nadzór Komisji nad giełdą energii jest bardzo ścisły.

Powstanie w połowie 2000 r. Giełdy Energii (GE) było kolejnym krokiem przybliżającym rynek energii elektrycznej do konkurencji. Jeszcze w tym samym roku prezes URE uznał giełdowy rynek energii elektrycznej za konkurencyjny. Do połowy 2001 r. obroty na GE powoli, ale systematycznie rosły, załamanie przyszło we wrześniu i trwa cały czas. W opinii prezesa GE przyczyną załamania obrotów od września 2001 r. jest wprowadzenie w tym samym czasie rynku bilansującego dobowo-godzinowego. Obecna sytuacja na rynku bilansującym nie zmusza do wysiłku, do dobrego planowania, bez ryzyka sankcji za błędy. A to powoduje, że przy prekontraktowanym rynku nie ma miejsca dla giełdy.

W sytuacji gdy na rynku bilansującym przeważają zaakceptowane oferty przyrostowe, dające cenę średnią ważoną niższą niż cena uzyskiwana na giełdzie, na skutek braku popytu znikają obroty na giełdowym rynku dnia następnego (RDN). Taka sytuacja pojawia się wtedy, gdy przeważają na rynku bilansującym oferty przyrostowe składane przez beneficjentów kontraktów długoterminowych, którzy zapewnili sobie pokrycie kosztów stałych zgodnie z tymi kontraktami i zadowolają się uzyskaniem na rynku bilansującym ceny pokrywającej z nadwyżką ich koszty

zmiennie. Na giełdowym rynku dnia następnego pojawia się wielu sprzedających – zarówno elektrownie, jak i spółki dystrybucyjne. Nie ma jednak kupujących, gdyż cena średnia ważona ofert redukcyjnych na rynku bilansującym jest druzgocąco niższa niż cena na giełdowym RDN, gdzie cenę kształtuje działanie prawa podaży i popytu.

Jeśli na rynku bilansującym przeważą oferty o cenach wyższych niż giełdowa na RDN, to na giełdzie brak jest podaży. Niesłychanie rzadko występujący, antycypowany przez uczestników giełdy stan zrównoważonych z rynkiem bilansującym cen stwarza szansę pojawienia się śladowego obrotu na RDN.

RB praktycznie marginalizuje GE, czyniąc ją nieatrakcyjną dla uczestników. W opinii przedstawiciela giełdy, aby naprawić funkcjonowanie RB i aby giełda energii odniosła sukces, potrzebna jest jedynie rzeczywista wola, żeby zaistniał konkurencyjny rynek energii elektrycznej. Dalszy rozwój GE będzie determinowany tempem usuwania barier: zmiana zasad cenotwórstwa RB, likwidacja KDT, wykorzystanie zasady TPA (stworzenie warunków do rzeczywistego udziału w rynku uprawnionych odbiorców końcowych i spółek obrotu) i to zgodnie z prawem.

6. Ograniczenia handlu energią elektryczną w krajach Unii Europejskiej

Jak wynika przedstawionych w artykule problemów, w Polsce istnieją warunki do liberalizacji rynku energii elektrycznej. Istnieją gotowe struktury rynkowe oraz rozwiązania prawne, które umożliwią rozszerzenie handlu energią. Krytykowane zasady cenotwórstwa na rynku bilansującym to tylko drobny fragment większej całości. Generalnie rynek ten jest zaprojektowany dobrze, błędy zaś wynikające z wadliwych założeń cenotwórstwa da się naprawić. Podmioty sektora mają świadomość potrzeby korekty rynku bilansującego. Spółki chcą uczciwej gry konkurencyjnej w osiągalnym dziś zakresie. Są zainteresowane korzystaniem zarówno z uruchomionych przez Giełdę Energii SA rynków: RDN, rynków terminowych fizycznych na dostawę energii, jak i z całkowicie przygotowanego do wdrożenia rynku terminowego finansowego, który stanowiłby szczególnie dobre zabezpieczenie przed fluktuacjami cen rynkowych, a który nie może być uruchomiony z powodu zbyt małych obrotów na RDN, co z kolei nie pozwala na ustalanie ceny referencyjnej dla rynku terminowego finansowego.

Zmiany w prawie energetycznym dają możliwość, z chwilą wejścia Polski do Unii Europejskiej, uczestniczenia w rynku również podmiotom z obszaru Unii. Od strony technicznej polski system elektroenergetyczny będzie do tego przygotowany. Nie wiadomo jednak, czy nie pojawią się pozataryfowe ograniczenia w wymianie energii elektrycznej z krajami Unii. Jak wynika z dotychczasowych doświadczeń, wdrażanie rynków konkurencyjnych w poszczególnych krajach UE zaowo-

kowało dużym spadkiem poziomu cen energii elektrycznej, zwłaszcza w Wielkiej Brytanii, krajach nordyckich i krajach Beneluksu. Nie ma jeszcze jednoznacznej odpowiedzi, w jakim stopniu wdrożenie Dyrektywy elektrycznej spowodowało wzrost handlu energią elektryczną pomiędzy poszczególnymi krajami Unii. Z pierwszych analiz wynika, że tylko ok. 8% wymiany transgranicznej jest rezultatem umów handlowych. Na razie większość tej wymiany wynika ze wzajemnych usług systemowych³.

Mały stosunkowo udział transakcji handlowych pomiędzy poszczególnymi krajami Unii na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej jest spowodowany m.in. ograniczeniami przepustowości połączeń transgranicznych przeznaczonych do realizacji umów handlowych. Występują w związku z tym liczne odmowy dostępu do sieci na skutek niewystarczających rezerw mocy przesyłowych do wykorzystania w transakcjach handlowych. Regulatorzy europejscy wskazują na brak jednoznacznych przepisów dotyczących kompetencji organów regulacyjnych w poszczególnych krajach w odniesieniu do połączeń przez granice. Chodzi zwłaszcza o zapewnienie finansowania niezbędnych inwestycji w tym zakresie i sposób rozliczenia kosztów kapitału przeznaczonego na finansowanie tych inwestycji. Nie wystarczą tutaj porozumienia dwustronne operatorów systemów przesyłowych i porozumienia regulatorów.

Ograniczenia w handlu energią mogą też wynikać z nakładanego obowiązku zakupów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i ze źródeł skojarzonych, a także z dużego udziału obowiązkowych zakupów przez elektrownie droższych paliw krajowych do wytwarzania energii elektrycznej. Wszystko to zmniejsza lub ogranicza możliwości obrotu energią elektryczną na rynku konkurencyjnym. Należy jednak zauważyć, że zostały podjęte prace nad doskonaleniem mechanizmów rynku konkurencyjnego, uwzględniających owe priorytety, jednak w sposób, który minimalnie zakłóca mechanizmy konkurencji. W odniesieniu do energii ze źródeł odnawialnych wprowadza się zamiast obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne obowiązek dla dostawców oferowania w swoim pakiecie sprzedaży określonych porcji energii „zielonej”, którą mogą wytwarzać we własnym zakresie lub kupować na rynku energii „zielonej”. Obowiązek zakupu energii ze skojarzenia ma dotyczyć tylko ilości energii, natomiast cena tej energii ma być określana na rynku konkurencyjnym. Obowiązek wytwarzania energii z paliw krajowych nie powinien pogarszać pozycji przedsiębiorstw wytwórczych na rynku europejskim, co oznacza wydzielenie strumienia dotacji państwa dla przedsiębiorstw wydobywczych.

Zakłócenia w działaniu jednolitego rynku energii elektrycznej w UE wprowadza brak uregulowań dotyczących handlu energią elektryczną z krajami spoza Unii. Wpływa to m.in. na ograniczenia mocy przesyłowej w sieciach do wy-

³ Zagadnienia zawarte w tej części opracowania na podstawie artykułu M. Dudy [Duda 2000].

korzystania na rynku wewnątrz Unii. Import ten również nie jest kontrolowany ze względu na ochronę środowiska. Obecnie trwają prace w Komisji Europejskiej na temat przepisów regulujących import tzw. brudnej energii, co może mieć znaczenie dla możliwości eksportu energii elektrycznej przez polskie przedsiębiorstwa energetyczne, dopóki zagadnienia te nie zostaną opanowane w Polsce. Rozstrzygnięcia w tym zakresie będą też istotne ze względu na zakup energii z Ukrainy i Rosji, a także tranzyt energii z tych krajów przez Polskę.

Wiele dyskusji budzą zagadnienia prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych i ich rola na rynku konkurencyjnym. Ich nadal duży udział na rynku w wielu przypadkach prowadzi do naruszania generalnej zasady niedyskryminacji podmiotów działających na rynku przy tendencjach protekcyjnych w stosunku do takich przedsiębiorstw. Ścierają się dość krańcowe poglądy – od stwierdzenia, że warunkiem poprawnego działania rynku konkurencyjnego jest własność prywatna wszystkich przedsiębiorstw działających na rynku (Wielka Brytania), do dość liberalnego, że struktura własności nie ma znaczenia, jeśli zapewni się komercyjne działanie przedsiębiorstw państwowych (kraje nordyckie i Francja). Wydaje się, że zwycięży pogląd liberalny, pod warunkiem wyeliminowania protekcyjnych praktyk w stosunku do przedsiębiorstw państwowych. Ponieważ Polska stoi w przededniu prywatyzacji sektora elektroenergetycznego, wybór modelu prywatyzacji zgodnego z opcjami europejskimi ma istotne znaczenie.

Wdrażanie jednolitego rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej nie jest procesem łatwym mimo utrwalonych tradycji gospodarki rynkowej w tych krajach. Trudności, które są obserwowane w tym procesie, powinny być okazją do wykorzystania w pracach nad rozwojem polskiego rynku energii elektrycznej metod regulacji, które byłyby spójne z przyjmowanymi w Unii.

Literatura

- Andrzejczuk A., *Bariery zaistnienia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej* „Biuletyn URE” 2002 nr 4.
- Blaski i cienie rynku bilansującego. Rozmowa z Janem Buczkowskim, prezesem Zarządu Giełdy Energii SA*, [w:] *Energia XXX*, Dodatek reklamowy „Rzeczpospolita” nr 66 z 19 marca 2002.
- Duda M., *Regulacja i rozwój rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej*, „Biuletyn URE” 2000 nr 6.
- Figaszewski I., Jasienowicz A., Muras Z., *Zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznych*, „Biuletyn URE” 2001 nr 2.
- Guzik R., Muras Z., *Promowanie konkurencji*, „Biuletyn URE” 2001 nr 5.
- Szansa na sprostanie konkurencji. Odtworzenie mocy wytwórczej polskiego systemu energetycznego*, [w:] *Energia XXXI*, Dodatek reklamowy „Rzeczpospolita” nr 139 z 17 czerwca 2002.

DEVELOPMENT OF ELECTRICITY MARKET IN POLAND IN TERMS OF EUROPEAN INTEGRATION

Summary

The paper deals with the problems of adjusting Polish electricity market to the requirements of market liberalization (deregulation) according to the Directive 96/92/EC. The authors start with presenting current structures of the market concerned. They make an attempt at appraising whether and to what extent business entities acting within these structures show the willingness to create and observe the principles of liberal energy market, both in Poland and the EU. The paper also identifies barriers which may hamper Poland's participations in the European common energy market. A part of them ensues from the features of Polish electricity distribution system: the existence of long-term electricity purchase contracts between the state grid company (PSE) and power stations and small scale of transactions in the clearing market and electricity exchange. On the other hand, an impediment to the emergence of real electricity market in Poland may turn out to be a weak development of that market in the EU itself, differences in the level of market liberalization in specific EU countries and compulsory purchases of renewable energy.