

Rozdział 3. Liberalizacja – od monopolu do konkurencyjnego rynku: prawo, wdrażanie, rezultaty

Małgorzata Kozak, Piotr Seklecki

3.1. Uwarunkowania prawne¹⁾

Energetyczna polityka Unii Europejskiej, której przesłanki i cele zostały zaprezentowane w rozdziale 2, potrzebowała stosownego prawa. Tworzenie ram prawnych funkcjonowania jednolitego rynku energii odbywa się, analogicznie zresztą do innych sfer, w oparciu o postanowienia prawa wspólnotowego²⁾, w szczególności Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (TWE) oraz wydawane na jego podstawie akty prawa wtórnego.

Początkiem integracji europejskiej był podpisany w 1951 r. Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali – TEWWiS³⁾ (obecnie już nie obowiązuje; zawarty został na 50 lat i wygasł w 2002 r.). Był to zarazem pierwszy akt, który wpływał na funkcjonowanie m.in. sektora energetycznego (opartego w latach 50. przede wszystkim na węglu). Celem traktatu było przekazanie kontroli nad narodowymi przemysłami: węglowym i stalowym na poziom ponadnarodowy. Traktat przewidywał daleko idące kompetencje dotyczące restrukturyzacji sektora węglowego i stalowego, organizacji ich rynku, jak również polityk horyzontalnych takich jak badania i rozwój; nie przewidywał zaś ustanowienia rynku konkurencyjnego w przemyśle węglowym.

Kolejnym etapem było podpisanie w 1957 r. Traktatu ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (Euratom)⁴⁾. Zadaniem Euratomu miało być stworzenie warunków niezbędnych do przyspieszenia rozwoju przemysłu nuklearnego. Traktat zawierał postanowienia mające umożliwić utworzenie wspólnego rynku materiałów nuklearnych oraz przepisy odnoszące się do jednolitych standardów ochrony zdrowia i bezpieczeństwa.

Zasadnicze dla integracji prawo – Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską (wcześniej nazywany był Traktatem ustanawiającym Europejską Wspólnotę Gospodarczą)⁵⁾ nie nadało energii elektrycznej czy też paliwom gazowym specjalnego statusu, także sektor energetyczny nie został wyłączony spod działania niektórych postanowień traktatu⁶⁾.

¹ Źródła prawa wspólnotowego można podzielić na: pierwotne, wtórne, umowy międzynarodowe. Do pierwotnych zaliczyć można m.in. Traktat Paryski z 1951 r. o utworzeniu EWWiS oraz Traktaty Rzymskie z 1957 r. o utworzeniu EWG oraz Euratomu czy też Traktat o UE z 1993 r. Wtórny źródłem prawa wspólnotowego jest prawo stanowione przez instytucje Wspólnot czyli rozporządzenia, dyrektywy oraz decyzje. Umowy międzynarodowe są trzecim źródłem prawa wspólnotowego, należą do nich układy zawierane przez Wspólnotę z państwami trzecimi i organizacjami międzynarodowymi.

² Stosownie do art. 192 zdanie 1 TWE w procesie prawotwórczym można wyróżnić kilka procedur:

- tworzenie prawa przez samą Radę Unii Europejskiej bez udziału Parlamentu Europejskiego,
- procedura konsultacyjna, tj. opiniowanie projektu aktu przez Parlament Europejski,
- procedura współpracy Rady UE i Parlamentu Europejskiego,
- procedura współdecydowania Rady UE i Parlamentu Europejskiego,
- procedura wyrażania zgody przez Parlament Europejski na dany akt Rady UE.

³ Traktat został podpisany 18 kwietnia 1951 r., wszedł w życie 25 lipca 1952 r., składał się ze wstępu i 100 artykułów ujętych w 4 tytułach (podstawowe postanowienia dot. Wspólnoty, uregulowania odnoszące się do instytucji, postanowienia gospodarcze i społeczne oraz postanowienia ogólne). Do traktatu dołączono 3 załączniki (dotyczące terminów „węgiel”, „stal” i „żelazo oraz stali specjalnych”) i 3 protokoły w sprawie przywilejów i immunitetów Wspólnoty, Statutu Trybunału Sprawiedliwości, stosunków z Radą Europy.

⁴ Traktat został podpisany 25 marca 1957 r. w Rzymie, wszedł w życie 1 stycznia 1958 r. Traktat nie ma ram czasowych.

⁵ Traktat został podpisany w Rzymie 25 marca 1957 r., wszedł w życie 1 stycznia 1958 r., tekst jednolity OJ C 325 z 24 grudnia 2002 r.

⁶ Produkcja i handel artykułami rolnymi zostały np. wyłączone spod art. 37 traktatu (reguły konkurencji).

Ponadto Europejski Trybunał Sprawiedliwości – ETS⁷⁾ wyraźnie stwierdził, iż **energia elektryczna jest towarem** (ang. *good*) i wszystkie postanowienia traktatu mają zastosowanie do energii elektrycznej⁸⁾.

Spośród zasad zawartych w traktacie pięć ma szczególne znaczenie w odniesieniu do energii elektrycznej i gazu⁹⁾. Po pierwsze, zdefiniowanie energii elektrycznej jako towaru pozwoliło na zastosowanie do energii zasad swobodnego przepływu towarów. Po drugie, wydaje się, że możliwe jest również zastosowanie do niej zasad wolnego przepływu usług i przedsiębiorczości¹⁰⁾. Po trzecie, w stosunku do firm działających w sektorze energetycznym mają również zastosowanie zasady konkurencji zawarte w art. 81-82¹¹⁾. Po czwarte, przyjęto, iż ogólne zasady wolnego przepływu (towarów, usług i przedsiębiorczości) i konkurencji mogą być w szczególnych sytuacjach przedmiotem wyłączeń spod stosowania traktatu (głównie dotyczy to sytuacji, gdy przedsiębiorstwom elektroenergetycznym zostaje powierzone wykonywanie usług o charakterze zobowiązań publicznych; taka interpretacja związana jest z art. 86 (2) traktatu¹²⁾). ETS wskazał jednak, iż wyłączenia spod stosowania ogólnych reguł traktatu dotyczących konkurencji mogą mieć miejsce tylko wtedy, gdy uznane będą za uzasadnione, kiedy będą ułatwiać przedsiębiorstwom wykonywanie nałożonych na nie zadań¹³⁾. I po piąte, pomoc państwa (art. 87-88) może być stosowana bezpośrednio w stosunku do sektora ale również poprzez sektor. Przykładem tego może być specjalne traktowanie niektórych grup odbiorców (najczęściej dla osób najuboższych, starszych itd.) w taryfach przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Traktat ustanawiający Unię Europejską¹⁴⁾ wprowadził znaczące zmiany do uprzednio zawartych traktatów¹⁵⁾, które również mają istotne znaczenie dla wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu. Przede wszystkim stosowanie zasady subsydiarności zostało rozszerzone na wszystkie dziedziny objęte TWE¹⁶⁾.

⁷⁾ Organizację i sposób działania ETS (ang. *European Court of Justice*) reguluje art. 220-245 TWE.

⁸⁾ *Costa v Enel*, Case 6/64 [1964] ERC 585; następnie swoje stanowisko ETS potwierdził w kolejnych sprawach *Almelo Gemeente v NV Energiebedrijf IJsselmij*, C-393/92 [1994] ECR I-1447; *Commission v Italy*, Case C-157/94 [1997] ECR I-5789; *Commission v Netherlands*, C-158/94 [1997] ECR I-5699; *Commission v France*, C-159/94 [1997] ECR I-5815; *Commission v Spain*, C-160/94 [1997] ECR I-5699.

⁹⁾ Pomimo braku orzecznictwa ETS odnoszącego się do gazu, można stwierdzić, iż zasady o których mowa, zostały rozciągnięte również na sektor gazowy, co przede wszystkim potwierdza praktyka.

¹⁰⁾ Brak jest orzecznictwa ETS w tej kwestii, tak więc wydaje się, iż stosowanie ww. zasady nie budzi wątpliwości.

¹¹⁾ Art. 81 zabrania stosowania praktyk i porozumień ograniczających konkurencję, art. 82 zabrania nadużywania pozycji dominującej. W 1994 r. w sprawie *Almelo v IJsselmij* ETS jasno określił, że powyższe artykuły mają zastosowanie do sektora elektrycznego tak jak do każdego innego sektora. Miało to duże znaczenie, ponieważ wcześniej Komisja w swoich decyzjach stwierdzała, że zasady konkurencji mają zastosowanie tylko w aspekcie dostaw energii elektrycznej.

¹²⁾ Przedsiębiorstwa zobowiązane do zarządzania usługami świadczonymi w ogólnym interesie gospodarczym lub mające charakter monopolu skarbowego podlegają normom niniejszego traktatu, zwłaszcza regułom konkurencji, w granicach, w jakich ich stosowanie nie stanowi prawnej lub faktycznej przeszkody w wykonywaniu powierzonych im poszczególnych zadań. Rozwój handlu nie może być naruszony w sposób pozostający w sprzeczności z interesem Wspólnoty.

¹³⁾ Sprawa C-393/92 [1994] ECR I-1477.

¹⁴⁾ Traktat ustanawiający Unię Europejską został podpisany 7 lutego 1992 r. w Maastricht, wszedł w życie 1 listopada 1993 r.

¹⁵⁾ TWE, TEWWiS, Euratom.

¹⁶⁾ W Jednolitym Akcie Europejskim podpisanym 17 lutego 1986 r. oraz 28 lutego 1986 r. (wszedł w życie 1 lipca 1987 r.), zasada subsydiarności znalazła zastosowanie tylko i wyłączenie do spraw związanych z ochroną środowiska (art. 130 r (4)).

Zasada subsydiarności (art. 5 TWE) polega na przeniesieniu podejmowania decyzji na możliwie niski szczebel administracji. W sprawach nie należących do jej wyłącznej kompetencji Wspólnota może podejmować działania tylko wtedy, gdy działając na niższym szczeblu nie można osiągnąć bardziej efektywnego planowanego skutku.

Stosowanie tej zasady przez Komisję Europejską z jednej strony przyczynia się do rozwoju wspólnego rynku, z drugiej zaś hamuje tempo liberalizacji i powoduje bardzo dużą różnorodność rozwiązań stosowanych przez państwa członkowskie w kształtowaniu rynku energii elektrycznej czy gazu¹⁷.

Subsydiarność jest pojęciem dynamicznym i pozbawionym bezpośredniej skuteczności, aczkolwiek stosowanie tej zasady podlega kontroli ETS (który mimo, iż posiada kompetencje, nie wypowiedział się dotychczas na temat treści, a zwłaszcza bezpośredniej skuteczności zasady subsydiarności).

Z zasadą subsydiarności ściśle związane są również: zasada kompetencji przyznanych oraz zasada proporcjonalności, sformułowane w art. 5 TWE.

Dodatkowo w art. 3 TWE, który zawiera listę obszarów działalności Wspólnoty na rzecz realizacji celów TWE określonych w art. 2¹⁸, została także wymieniona energetyka (art. 3 (u) TWE), co oznacza, że funkcjonowanie wspólnego rynku energetycznego jest jednym z głównych celów Wspólnoty. Odniesienie do rozwoju wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu znajduje się również w art. 129 b dotyczącym sieci transeuropejskich. Rozwój wspólnego rynku i pełna integracja nie są możliwe bez istnienia dostatecznej sieci połączeń służących wymianie handlowej między państwami. Ujęcie tego zagadnienia w Traktacie wskazuje na wagę, jaką przywiązuje Wspólnota do rozwoju sieci. Wyrazem szczególnego zainteresowania jest szereg programów rozwoju sieci energetycznych, o których szerzej w rozdziale 4.

Realizując cele budowy wspólnego rynku¹⁹, zawarte m.in. w Jednolitym Akcie Europejskim, władze UE doprowadziły do prawnego uregulowania tych kwestii, które uważano za elementarne dla ukształtowania się wspólnego rynku, tj.: **przejrzystości cen** gazu ziemnego i energii elektrycznej (Dyrektywa Rady 90/377/EWG z 29 czerwca 1990 r. dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych²⁰), **tranzytu** energii elektrycznej sieciami wysokiego napięcia (Dyrektywa Rady 90/547/EWG z 29 października 1990 r. w sprawie przesyłu energii elektrycznej poprzez sieci przesyłowe²¹), **przesyłu** gazu ziemnego sieciami (Dyrektywa Rady 91/296/EWG z 31 maja 1991 r. w sprawie przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci²²), oraz warunków udzielania i korzystania z **koncesji** na poszukiwanie, badanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE z 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów²³).

¹⁷ P. Cameron, *Competition in energy markets. Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, Oxford 2002.

¹⁸ Zadaniem Wspólnoty jest – przez ustanowienie wspólnego rynku, unii gospodarczej i walutowej oraz urzeczywistnianie wspólnych polityk lub działań określonych w art. 3 i 4 – popieranie w całej Wspólnocie harmonijnego, zrównoważonego i stałego rozwoju działalności gospodarczej, wysokiego poziomu zatrudnienia i ochrony socjalnej, równości mężczyzn i kobiet, stałego i nieinflacyjnego wzrostu, wysokiego stopnia konkurencyjności i konwergencji dokonań gospodarczych, wysokiego poziomu ochrony i poprawy jakości środowiska naturalnego, podwyższania poziomu i jakości życia, spójności gospodarczej i społecznej oraz solidarności między państwami członkowskimi.

¹⁹ Cele polityki energetycznej szczegółowo zostały omówione w rozdziale 2.

²⁰ Council Directive 90/377/EEC of 29 June 1990 concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end – users, OJ L 185/16.

²¹ Council Directive 90/547/EEC of 29 October 1990 on the transit of electricity through transmission grids, OJ L 313/33.

²² Council Directive 91/296/EEC of 31 May 1991 on the transit of natural gas through grids, OJ L 147/37.

²³ Directive 94/22/EC of the European Parliament and of the Council of 30 May 1994 on the conditions for granting and using authorisations for the prospecting, exploration and production of hydrocarbons, OJ L 164/3.

Dyrektywa Rady 90/377/EWG dotycząca wspólnotowych procedur mających na celu poprawę *przejrzystości* cen gazu i energii elektrycznej zwraca przede wszystkim uwagę na fakt, iż *przejrzystość* cen jest niezbędna dla urzeczywistnienia oraz sprawnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii oraz może przyczynić się do zlikwidowania dyskryminacji wobec odbiorców poprzez zwiększenie ich możliwości wybierania różnych źródeł energii oraz różnych dostawców. Bez wprowadzenia *przejrzystości*, cena energii i gazu może zawierać np. elementy pomocy państwa nieuznanej przez Komisję Europejską²⁴ lub być związana z praktykami monopolistycznymi przedsiębiorstw.²⁵

Stosownie do postanowień niniejszej dyrektywy państwa członkowskie mają obowiązek zapewnić wywiązywanie się przedsiębiorstw zaopatrujących końcowych odbiorców przemysłowych w energię elektryczną lub gaz z obowiązku przesyłania do Urzędu Statystycznego Wspólnot Europejskich²⁶ (USWE) informacji dotyczących:

- cen i warunków sprzedaży gazu i energii elektrycznej końcowym odbiorcom przemysłowym,
- stosowanego systemu cenowego,
- podziału odbiorców oraz odpowiadających wielkości poszczególnym kategoriom zużycia, w celu zapewnienia reprezentatywności tych kategorii na poziomie krajowym.

Dane zbierane 1 stycznia i 1 lipca każdego roku, sporządzane zgodnie z wytycznymi zawartymi w załączniku do dyrektywy, mają być przekazywane do USWE oraz do właściwych władz państw członkowskich, w terminie 2 miesięcy.

USWE ma obowiązek dwukrotnego publikowania w ciągu roku (w maju i w listopadzie) we właściwej formie cen gazu i energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych²⁷.

W przypadku, gdy USWE stwierdzi istotne ze statystycznego punktu widzenia nieprawidłowości lub brak spójności pomiędzy danymi przekazywanymi na mocy niniejszej dyrektywy, ma prawo zwrócić się do władz krajowych o pozwolenie na skontrolowanie wyjściowych danych, jak również metod ich obliczania stanowiących później podstawę agregacji. Umożliwia to poprawę, a czasami nawet zmiany informacji uznanych za nieprawidłowe.

Problem poufności cen dotyczący swobody zawierania umów, rozwiązany został przez USWE stanowiskiem, że warunkiem opublikowania ceny jest istnienie w danej kategorii co najmniej trzech odbiorców. Dodatkowo USWE wskazał, że dostawcy i odbiorcy energii elektrycznej oraz gazu podlegają warunkom konkurencji, w związku z czym Komisja może domagać się przedstawienia cen i warunków sprzedaży.

Dyrektywa Rady 90/547/EWG stworzyła ramy dla transgranicznego handlu energią elektryczną. Państwa członkowskie zostały zobowiązane do przyjęcia wszelkich środków niezbędnych dla ułatwienia przesyłu energii elektrycznej sieciami wysokich napięć między krajami. Dyrektywa zdefiniowała pojęcie przesyłu energii elektrycznej²⁸, jednak tylko na użytek niniejszego dokumentu. Stosowanie dyrektywy odnosi się do podmiotów wymienio-

²⁴ Stosownie do postanowień art. 88 traktatu, Komisja jest zobowiązana do badania systemów pomocy istniejących w państwach członkowskich; w przypadku uznania przez Komisję, iż pomoc państwa nie jest zgodna ze wspólnym rynkiem w rozumieniu art. 87, lub że pomoc jest nadużywana, ma ona prawo wydania decyzji o zniesieniu lub zmianie tej pomocy przez dane państwo członkowskie w terminie, który zostanie określony w decyzji.

²⁵ Z chwilą wejścia w życie dyrektywy Rada stwierdziła, że „obecnie stopień przejrzystości waha się w zależności od źródła energii, państwa lub regionu Wspólnoty, tym samym poddając w wątpliwości osiągnięcie wewnętrznego rynku energii”, Dyrektywa 90/377/EWG, wstęp, zdanie 7.

²⁶ Ang. *Statistical Office of the European Communities – SOEC*.

²⁷ W praktyce, publikowane ceny odnoszą się do siedmiu kategorii odbiorców i dla każdej kategorii ceny podawane są dziewięć razy: trzy razy w walucie krajowej, trzy razy według siły nabywczej, trzy razy w EUR. Dla każdej serii ceny podawane są z uwzględnieniem wszystkich podatków, bez VAT-u, oraz bez uwzględnienia jakichkolwiek obciążeń fiskalnych. Od 1995 r. dane ukazują się w serii *Statistics in Focus*.

²⁸ Przesył musi być dokonany przez podmiot lub podmioty odpowiedzialne w danym państwie członkowskim za sieć lub sieci wysokiego napięcia, które znajdują się na obszarze Wspólnoty. Przesył dokonywany jest przez co najmniej jedną granicę wspólnotową – art. 2 ust. 1 a-c dyrektywy.

nych w załączniku do niej (przedsiębiorstwa przesyłowe w państwach członkowskich). Na państwa członkowskie został nałożony obowiązek zapewnienia, iż podmioty wymienione w załączniku będą niezwłocznie informowały Komisję Europejską i odpowiednie władze krajowe o następujących zdarzeniach:

- złożeniu wniosku o zgodę na przesył, w związku z umowami sprzedaży energii elektrycznej o minimalnym okresie obowiązywania co najmniej jednego roku,
- rozpoczęciu negocjacji dot. warunków przesyłu,
- zawarciu umowy na przesył,
- przyczynach niepowodzenia w negocjacjach umowy w ciągu 12 miesięcy od powiadomienia o złożeniu wniosku.

Każdej zainteresowanej stronie przysługuje prawo do zwrócenia się o „poddanie warunków przesyłu procedurze pojednawczej”. Procedura prowadzona jest przez organ powołany i kierowany przez Komisję²⁹⁾.

Procedura pojednawcza

Postępowanie rozpoczyna Przewodniczący Komitetu Ekspertów (do spraw przesyłu energii elektrycznej poprzez sieci), który udziela głosu reprezentantom sieci przesyłowych negocjujących warunki przesyłu, i prezentujących swoje stanowisko. Następnie odbywa się dyskusja pomiędzy Komitetem Ekspertów powołanym do rozstrzygnięcia danej sprawy a Sprawozdawcą przedstawiającym rozwiązanie, które powinno być zaakceptowane przez cały Komitet. W przypadku niemożności osiągnięcia konsensusu przez Komitet, Sprawozdawca formułuje warunki pojednawczego kompromisu, za którym opowiada się 5 członków Komitetu. Odnotowane zostaje również stanowisko odrębne.

Następnie Przewodniczący przedstawia wypracowany kompromis stronom (bez zdania odrębnego) w terminie 3 miesięcy od daty zgłoszenia wniosku o poddanie sporu procedurze pojednawczej.

Wypracowany kompromis nie ma wiążącej mocy prawnej dla stron.

Głównym zadaniem **Dyrektywy Rady 91/296/EWG** w sprawie przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci³⁰⁾ było umożliwienie powstania europejskiego systemu, który zwiększyłby bezpieczeństwo ciągłości dostaw i jakości gazu oraz przyczynił się do wzrostu wymiany handlowej (tranzytu gazu) pomiędzy państwami członkowskimi. Te okoliczności miały zachęcić przedsiębiorstwa zaopatrujące kraje członkowskie w gaz do współpracy i opracowania projektów nowych, efektywniejszych sieci i połączeń. Działania takie miały wpłynąć na zmniejszenie kosztów transportu gazu ziemnego.

Zapisy dyrektywy ujednolicają zasady transportu gazu sieciami, a mianowicie:

- przesył gazu ziemnego odbywa się tylko przy udziale spółek odpowiedzialnych w każdym z państw członkowskich za wysokociśnieniową sieć gazową (załącznik do dyrektywy zawiera listę przedsiębiorstw, do których stosuje się przepisy ww. dyrektywy), za wyjątkiem sieci doprowadzającej (dystrybucyjnej) na terytorium państwa członkowskiego, partycypującego w efektywnej obsłudze połączeń sieci,
- pochodzenie lub miejsce przeznaczenia sieci znajduje się na terytorium Wspólnoty,
- transport odbywa się przez co najmniej jedną wewnętrzną granicę na terenie Wspólnoty.

²⁹⁾ Komitet Ekspertów do spraw przesyłu energii elektrycznej poprzez sieci (ang. *Committee of Experts on the Transit of Electricity between Grids*) został ustanowiony w marcu 1992 r. – Decyzja Komisji Europejskiej nr 92/167/EWG, OJ L 74/43, zmieniona decyzją 97/559/WE, OJ L 230/18, zmieniona decyzją 98/559/WE, OJ L 268/39. Skład osobowy Komitetu Ekspertów w danej sprawie ustalany jest *ad hoc*. W skład Komitetu wchodzi Przewodniczący (nie mający prawa głosu) oraz 6 członków, spośród których wybierany jest sprawozdawca. Trzech członków reprezentuje przedsiębiorstwa przesyłowe nie uczestniczące w sporze. Kolejni trzej to eksperci wybierani spośród członków Komitetu, jednym jest reprezentant Eurelectric-a.

³⁰⁾ Zakres stosowania dyrektywy jest węższy niż wskazuje na to jej tytuł. W rzeczywistości wprowadza ona system monitoringu przesyłu, nie przynajmniej praw związanych z przesyłem.

Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do przedsięwzięcia środków koniecznych do zapewnienia odpowiedniego informowania Komisji lub innych zainteresowanych organów administracyjnych o kwestiach związanych z: udzielaniem zezwoleń na tranzyt gazu, warunkami zawieranych kontraktów, przyczynami ich ewentualnego zerwania oraz czy negocjacje handlowe są prowadzone na wymaganych dla tranzytu zasadach.

Tak jak w przypadku Dyrektywy 90/547/EWG, również niniejsza dyrektywa przyznaje spółkom odpowiedzialnym za przesył gazu prawo żądania, aby warunki kontraktu rozpatrzył organ rozjemczy ustanowiony i kierowany przez Komisję Europejską³¹⁾, w skład którego weszłyby przedstawiciele spółek wymienionych w załączniku.

Procedura pojednawcza jest analogiczna do procedury przedstawionej przy omawianiu Dyrektywy 90/547/EWG.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE wprowadza wspólne zasady wydawania i korzystania z autoryzacji do prowadzenia poszukiwań, eksploracji i wydobycia węglowodorów³²⁾. Dyrektywa zawiera również zasady regulujące traktowanie podmiotów państw trzecich (tj. nie będących członkami Wspólnoty) we Wspólnocie.

Głównym celem tego dokumentu jest harmonizacja warunków eksploracji węglowodorów w oparciu o przejrzyste i nie dyskryminujące postępowanie w wydawaniu koncesji. I tak:

- dostęp do uczestnictwa w procedurach przyznawania zezwoleń na poszukiwanie, wydobywanie lub produkcję węglowodorów mają wszystkie podmioty posiadające niezbędne możliwości,
- zezwolenia muszą być przyznawane na podstawie jawnych, przejrzystych, niedyskryminacyjnych i opublikowanych kryteriów,
- warunki do spełnienia, celem uzyskania zezwolenia, muszą być znane przystępującym do procedury odpowiednio wcześniej.

Stosownie do postanowień dyrektywy państwa członkowskie zachowują prawo do:

- ustalania w obrębie ich terytorium obszarów, które mają być dostępne dla prowadzenia działań związanych z poszukiwaniem, badaniem i produkcją węglowodorów³³⁾,
- poziomu opłat (wysokość podatków),
- wyboru podmiotu, któremu udzielił zezwolenia oraz do monitorowania działalności podmiotów prowadzących działalność.

Na państwa członkowskie został nałożony obowiązek przedstawiania Komisji sprawozdań. Również Komisja zobowiązana jest do przedstawiania raportu Parlamentowi Europejskiemu i Radzie w przypadku, gdy państwo trzecie nie gwarantuje – w stosunku do podmiotów Wspólnoty w kwestii prowadzenia i dostępu do działalności w zakresie poszukiwania, badania i produkcji węglowodorów – traktowania porównywalnego do tego, jakie Wspólnota zapewnia podmiotom z tego trzeciego państwa. O podjęciu negocjacji z państwem trzecim, w celu uzyskania porównywalnych warunków traktowania podmiotów z terytorium Wspólnoty, decyduje Rada kwalifikowaną większością głosów.

Fundamentalne znaczenie dla funkcjonowania sektora elektroenergetycznego miało przyjęcie przez Radę **Dyrektywy 96/92/WE** z 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad

³¹⁾ Komitet Ekspertów został powołany w 1995 r. decyzją Komisji Europejskiej 95/539/WE, OJ L 304/57, zmienioną następnie decyzją 98/285/WE, OJ L 128/7. Komitet składa się z 15 reprezentantów spółek przesyłowych, trzech niezależnych ekspertów, jednego reprezentanta Eurogas-u oraz jednego reprezentanta Komisji Europejskiej. Skład Komitetu pojednawczego ustalany jest *ad hoc*. W skład wchodzi przewodniczący oraz 6 członków.

³²⁾ Warunki dostępu i korzystania ze źródeł węglowodorów zostały uznane przez Komisję za potencjalne zagrożenie dla funkcjonowania wspólnego rynku energii. Przez wiele lat państwa mające dostęp do potencjalnych źródeł węglowodorów ograniczały możliwość eksploracji terenów przez zagraniczne firmy.

³³⁾ Art. 2 ust. 1 Dyrektywy 94/22/WE.

wewnętrznego rynku energii elektrycznej³⁴). Celem dyrektywy jest stworzenie podstaw prawnych dla stopniowego tworzenia konkurencyjnego i nie dyskryminującego rynku elektroenergetycznego i tym samym urzeczywistnienie nieskrępowanego handlu energią, przynoszącego korzyści wszystkim odbiorcom³⁵).

Dyrektywa zawiera postanowienia³⁶), których implementacja do krajowych porządków prawnych powodowała częściowe, rozłożone w czasie, otwarcie rynku elektroenergetycznego na konkurencję w Unii, przy jednoczesnym poszukiwaniu właściwych proporcji między promowaniem konkurencji a zobowiązaniami państwa wobec obywateli w zakresie świadczenia usług użyteczności publicznej.

Realizacja celów dyrektywy miała nastąpić na skutek wprowadzenia obowiązku rozdziału w prowadzeniu księgowości dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz innej działalności nie związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną (ang. *unbundling*). W większości przypadków sieci przesyłowe i dystrybucyjne w Europie były własnością pionowo zintegrowanych monopolii, zaangażowanych jednocześnie w produkcję oraz bardzo często w sprzedaż dla odbiorców końcowych.

Warunkiem rozwoju konkurencji jest niedyskryminacyjny dostęp do sieci, który zagwarantowany może być jedynie przez publikowanie cen usług przesyłowych oraz, co jest równie istotne, przez dokonanie rozdzielania (co najmniej księgowego) działalności tak, aby taryfy przesyłowe nie zawierały dodatkowo kosztów wytwarzania czy też sprzedaży energii. Dyrektywa przewiduje oddzielne prowadzenie kont dla każdego rodzaju działalności i możliwość wglądu w księgowość przez uprawniony organ. Dla zachowania konkurencji trzeba, aby operator systemu przesyłowego był niezależny przynajmniej w zakresie zarządzania. Państwa członkowskie mają obowiązek wyznaczenia operatorów systemu przesyłowego, odpowiedzialnych za sprawne działanie systemu, zapewnienie konserwacji sieci i o ile to konieczne, za ich rozwój.

Dyrektywa zawiera **zasadę całkowitej przejrzystości w ustalaniu cen**, co było kontynuacją starań rozpoczętych przez instytucje europejskie w Dyrektywie 90/377/EWG. Wszystko to powinno prowadzić, w zamierzeniach Komisji oraz Rady (głównych inicjatorów powstania dyrektywy), do redukcji kosztów eksploatacyjnych i zbliżenia do nich cen, zwiększenia konkurencyjności sektora, a przez to całej gospodarki UE oraz zrationalizowania organizacji rynku i podwyższenia jakości świadczonych usług.

Kolejną zasadą zawartą w dyrektywie, której implementacja ma umożliwić stworzenie rynku konkurencyjnego, jest **zasada dostępu do sieci**. Państwa członkowskie mogą zastosować jedno z trzech rozwiązań zawartych w dyrektywie:

- regulowany dostęp do sieci³⁷,
- negocjowany dostęp do sieci³⁸,
- model jednego nabywcy³⁹.

Dla umożliwienia odbiorcom korzystania z dostępu do sieci dyrektywa zawiera harmonogram otwierania rynku na konkurencję, określający minimalne progi otwarcia rynku, które

³⁴ Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, OJ L 27/20, 30/01/1997.

³⁵ Patrz m.in. M. Kozak i A. Sanderski, *Dostęp do sieci przesyłowych (TPA) – Doświadczenia Unii Europejskiej*, Biuletyn URE nr 6/2002.

³⁶ Postanowienia dyrektywy obowiązują tylko do 30 czerwca 2004 r. – art. 30 Dyrektywy 2003/54/WE, OJ L 176/37.

³⁷ Regulowany dostęp do systemu opiera się na publikowanych na użytek systemów przesyłu i dystrybucji taryfach.

³⁸ Negocjowany dostęp do systemu przesyłowego polega na negocjowaniu warunków dostępu do sieci przez uprawniony podmiot z operatorami systemów. W celu promocji przejrzystości i umożliwienia negocjacji dotyczących dostępu do systemu, w pierwszym roku po wprowadzeniu dyrektywy operatorzy muszą publikować zakres cen i opłat za skorzystanie z systemów przesyłu i dystrybucji. Ceny publikowane na kolejne lata powinny opierać się na przeciętnej cenie uzgodnionej w negocjacjach we wcześniejszym, 12-miesięcznym okresie.

³⁹ Nie funkcjonuje w żadnym państwie członkowskim.

uzależnione są od wielkości rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców (odbiorca zużywający odpowiednią ilość staje się tzw. *odbiorcą uprawnionym*) na poziomie:

- 40 GWh rocznie – w roku wejścia w życie dyrektywy (tj. w 1999 r.),
- 20 GWh rocznie – trzy lata po wejściu w życie dyrektywy (tj. w 2001 r.),
- 9 GWh rocznie po sześciu latach (tj. w 2004 r.)⁴⁰⁾.

Umożliwienie handlu transgranicznego ma zapewnić **klauzula wzajemności**. Odbiorca może zakupić energię w innym państwie członkowskim, o ile tam również ma przyznany status „odbiorcy uprawnionego”.

Dyrektywa zawiera także normy, których głównym celem jest dbałość o zachowanie reguł uczciwej konkurencji. Służyć ma temu nałożony na państwa członkowskie obowiązek wyznaczenia kompetentnej władzy niezależnej od sektora i odbiorców w celu **rozstrzygnięcia** przez nią **sporów** odnoszących się do kontraktów i ich negocjacji (w szczególności chodzi o rozstrzygnięcie sporów dotyczących zasad i warunków umów zawieranych między stronami, odmów dostępu do sieci i odmów zakupu energii elektrycznej).

Dyrektywa wprowadziła **zasady konkurencji w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych**. Państwa członkowskie mają do wyboru dwie procedury: autoryzacji i przetargową.

W postanowieniach dyrektywy znalazło swoje odzwierciedlenie wyjątkowe znaczenie energii elektrycznej dla funkcjonowania gospodarki ale również poszczególnych ludzi. Państwa członkowskie uznały, iż zapewnienie obywatelom dostępu do energii elektrycznej jest pewnego rodzaju obowiązkiem publicznym. Sposób jego realizacji odgrywa dużą rolę w sposobie liberalizacji rynku. Z tego też powodu dyrektywa zawiera mechanizmy, których wprowadzenie do krajowych porządków prawnych pozwala na realizację celów, traktowanych ogólnie jako zobowiązania publiczne. Państwa członkowskie mogą zdefiniować zobowiązania publiczne w pięciu kategoriach:

- ochrony środowiska,
- bezpieczeństwa dostaw,
- regularności dostaw,
- jakości dostaw,
- polityki cenowej w stosunku do poszczególnych grup odbiorców.

Należy przy tym zauważyć, iż jakkolwiek mechanizm zastosowany przez państwo członkowskie w celu realizowania zobowiązań publicznych nie może ograniczać handlu i konkurencji w sposób większy niż jest to konieczne. Obowiązki związane z realizacją zobowiązań publicznych muszą być nakładane z zachowaniem przejrzystości i równości.

Dyrektywa dopuszcza możliwość wyłączenia stosowania pewnych jej postanowień przez państwa członkowskie, w których zobowiązania lub gwarancje funkcjonowania przedsiębiorstw, przyznane przed wejściem w życie dyrektywy, są sprzeczne z jej przepisami (problem ten dotyczy głównie tzw. kosztów osieroconych – ang. *stranded costs* – czyli kosztów, których zwrot przewidziany w różnego typu kontraktach, gwarancjach uniemożliwia zaistnienie konkurencji). Państwa członkowskie, w których zaistniała taka sytuacja, mogą wystąpić do Komisji o zastosowanie systemu przejściowego⁴¹⁾.

Analogiczne znaczenie, jakie miała dyrektywa elektryczna w tworzeniu wewnętrznego rynku, posiada **Dyrektywa 98/30/WE** w sprawie jednolitych reguł unijnego rynku gazu, uchwalona 22 czerwca 1998 r. przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej. Dyrektywa nawiązuje do Traktatu UE oraz wcześniejszych dyrektyw dotyczących przejrzystości cen gazu⁴²⁾, przesyłu gazu ziemnego⁴³⁾ oraz transeuropejskich sieci energetycznych⁴⁴⁾.

⁴⁰⁾ Są to minimalne wymagania. Państwa członkowskie mają prawo przyspieszyć tempo otwierania rynku na konkurencję.

⁴¹⁾ Dotychczas Komisja wyraziła zgodę na zastosowanie mechanizmu pokrywania ww. kosztów przez Niemcy, Austrię, Hiszpanię, Holandię, Wielką Brytanię i Grecję.

⁴²⁾ Dyrektywa 90/377/EWG z 29 czerwca 1990 r.

Głównym celem dyrektywy jest stworzenie reguł funkcjonowania sektora gazowego oraz liberalizacji rynku gazowego Unii Europejskiej. W preambule dyrektywy wymienione są zagadnienia stanowiące podstawy oraz tło historyczne i ekonomiczne dla jej treści, a dotyczą głównie: funkcjonowania wspólnego rynku UE i potrzeb jego dalszego ujednoczenia, aspektów technicznych i ekonomicznych działania systemów gazowniczych, konieczności zapewnienia realizacji funkcji użyteczności publicznej, organizacji dostępu do systemu gazowniczego oraz problematyki uwarunkowań okresu przejściowego.

Dyrektywa określa zasady funkcjonowania sektora gazowniczego, w tym wymagania dotyczące procedur autoryzacji (koncesjonowania) działalności gazowniczej. Kryteria przyznawania zezwoleń muszą być obiektywne, przejrzyste i sprawiedliwe. Szczegółowe kryteria i procedury powinny być podawane do wiadomości publicznej. Powody odmowy autoryzacji muszą być w każdym przypadku szczegółowo uzasadnione i przedstawione oferentowi, który może odwołać się od decyzji. Państwa członkowskie mają w szczególności prawo odmówić wydania koncesji na budowę dodatkowych sieci dystrybucyjnych na obszarach, gdzie systemy takie już funkcjonują lub znajdują się w budowie, a ich istniejąca lub projektowana wydajność jest wystarczająca.

Ponadto każde państwo UE jest zobowiązane do określenia reguł technicznych przyłączenia instalacji gazowych do sieci w tzw. rozporządzeniu przyłączeniowym. Rozporządzenie tego rodzaju ma dotyczyć przyłączenia instalacji LNG, magazynów gazu, innych systemów przesyłowo-dystrybucyjnych, natomiast nie ma dotyczyć przyłączenia odbiorców końcowych gazu.

Dyrektywa reguluje również zagadnienia eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, magazynowania gazu oraz urządzeń LNG. Każda z firm prowadzących działalność w wymienionych obszarach funkcjonalnych musi zagwarantować niezawodność i efektywność swego działania, właściwą troskę o środowisko naturalne oraz nie może dyskryminować nikogo z użytkowników sieci gazowej.

Jednymi z najistotniejszych zapisów dyrektywy są te, które regulują tempo otwierania rynków gazowych⁴⁵⁾ na konkurencję oraz związane z tym **warunki dostępu stron trzecich** do sieci gazowej. Dyrektywa określa dwa warianty dostępu do sieci przesyłowych: negocjowany i regulowany. W pierwszym przypadku dostęp opiera się na dobrowolnym porozumieniu handlowym pomiędzy operatorem danej sieci, a firmą gazowniczą zainteresowaną dostarczeniem gazu uprawnionemu odbiorcy lub bezpośrednio pomiędzy uprawnionym odbiorcą a firmą przesyłową, w oparciu o ogólne warunki korzystania z sieci oraz orientacyjne przedziały opłat taryfowych, precyzowane każdorazowo w trakcie negocjacji⁴⁶⁾. W drugim przypadku dostęp do sieci odbywa się w oparciu o taryfy przesyłowe zatwierdzone przez odpowiednie organy danego kraju i opublikowane przez operatora⁴⁷⁾. Wyboru wariantu dostępu do sieci każde z państw UE dokonuje samodzielnie.

⁴³ Dyrektywa 91/296/EWG z 31 maja 1991 r.

⁴⁴ Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Unii 1254/96/WE z 5 czerwca 1996 r.

⁴⁵ Tempo liberalizacji rynków określone zostało przy pomocy dwóch parametrów: minimalnego rocznego zużycia gazu przez odbiorców, dającego prawo do korzystania z usług przesyłowych oraz wyrażanego w procentach stopnia otwarcia rynku w danym kraju. Państwa członkowskie zobowiązane zostały do określenia tzw. odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych. Jako minimum dyrektywa wymienia wszystkich konsumentów finalnych o zużyciu rocznym powyżej 25 mln m³ czyli praktycznie wszystkie elektrownie gazowe, choć w przypadku elektrociepłowni każde państwo członkowskie może wprowadzić odrębny próg, nie wyższy niż wspomniane 25 mln m³. Minimalne otwarcie rynku w tym okresie powinno wynieść co najmniej 20% zużycia krajowego gazu. Po pięciu latach od wejścia dyrektywy w życie, co nastąpiło 10 sierpnia 1998 r., status uprawnionych odbiorców powinny uzyskać przedsiębiorstwa zużywające powyżej 15 mln m³ gazu rocznie, a minimalny stopień otwarcia rynku powinien wzrosnąć do 28%. W trzecim etapie liberalizacji, czyli po 10 latach od daty obowiązywania dyrektywy, granica gwarantująca status uprawnionego odbiorcy powinna zostać obniżona do 5 mln m³, a stopień otwarcia rynku powinien zwiększyć się do 33%.

⁴⁶ Taki wariant TPA został wybrany m.in. w Niemczech.

⁴⁷ Ten wariant TPA stosowany jest w Wielkiej Brytanii, Holandii i Włoszech.

W przypadku wyboru formuły dostępu regulowanego firmy przesyłowe powinny zapewnić ustalenie i opublikowanie taryfy za użytkowanie sieci. Klienci uprawnieni do wyboru dostawcy powinni mieć możliwość zawarcia umów na dostawę z przedsiębiorstwami gazowniczymi zlokalizowanymi poza obszarem swojego systemu sieciowego. Firma sieciowa może odmówić dostępu do sieci klientom uprawnionym, jeśli nie ma niezbędnych mocy przesyłowych bądź rozdzielczych, lub gdy udostępnienie sieci mogłoby spowodować poważne trudności ekonomiczne.⁴⁸⁾ Ponadto każdy kraj UE jest zobowiązany do wyznaczenia właściwego, niezależnego organu dla rozstrzygania sporów dotyczących umów i negocjacji związanych z otwarciem rynku gazu. W przypadku sporu międzynarodowego rozstrzygającym będzie organ właściwy dla kraju, który odmawia zgody na korzystanie z sieci lub dostępu do niej.

Dyrektywa zobowiązuje również państwa członkowskie do określenia oraz podania do publicznej wiadomości zasad dostępu do swoich rynków gazowych. Zasady te powinny w jednakowy sposób odnosić się do wszystkich obecnych i potencjalnych uczestników rynku, być zrozumiałe oraz przez sposób konstrukcji nie powodować dyskryminacji jednych podmiotów kosztem innych. Dodatkowo kraje członkowskie zobowiązane są zadbać, aby zintegrowane firmy gazownicze prowadziły oddzielną rachunkowość dla działalności przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej tak, by możliwa była precyzyjna identyfikacja kosztów każdej z nich. Ma to na celu utrudnienie wykorzystywania monopolistycznej pozycji operatorów narodowych przy kalkulacji opłat przesyłowych oraz stosowania subsydiowania skrośnego. Przedsiębiorstwa zobowiązane są również do publikowania lub udostępniania zainteresowanemu rocznych wyników finansowych, w wymienionym układzie rozdzielania rodzajów działalności.⁴⁹⁾

Przepisy końcowe dyrektywy zawierają postanowienia dotyczące działań w sytuacjach kryzysowych, derogacji zapisów⁵⁰⁾, oraz wejścia dyrektywy w życie w państwach członkowskich. Kraje UE zobowiązane były do wprowadzenia postanowień do swoich systemów prawnych w ciągu maksymalnie 2 lat od daty wejścia dyrektywy w życie, czyli do 10 sierpnia 2000 r.

Doświadczenia zdobyte na przestrzeni ostatnich kilku lat podczas realizacji postanowień obu dyrektyw pokazały konieczność przyspieszenia liberalizacji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu w celu tworzenia wspólnotowego rynku. Mając to na uwadze, Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły Dyrektywę 2003/54/WE⁵¹⁾ w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylającą Dyrektywę 96/92/WE⁵²⁾, oraz Dyrektywę 2003/55/WE⁵³⁾ w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego uchylającą Dyrektywę 98/30/WE⁵⁴⁾. Należy podkreślić, iż przygotowując te dyrektywy Komisja Europejska brała pod uwagę kształt poszczególnych rozwiązań prawnych, jakie

⁴⁸⁾ Na przykład trudności związane z realizacją kontraktów długoterminowych. Każdy przypadek odmowy dostępu do sieci powinien być umotywowany i usprawiedliwiony.

⁴⁹⁾ W przypadku, gdy na podstawie art. 16 dyrektywy funkcjonuje dostęp do sieci na zasadzie połączonej opłaty przesyłowo-dystrybucyjnej, przedsiębiorstwa prowadzące działalność sieciową mają prawo prowadzić wspólną rachunkowość działalności przesyłowej i dystrybucyjnej.

⁵⁰⁾ Postanowienia dotyczące derogacji określają dość szerokie możliwości udzielenia firmom sieciowym zgody na niestosowanie w konkretnych przypadkach niektórych przepisów dyrektywy. Prawa do derogacji wynikają z wysokiego stopnia zmonopolizowania systemów gazowniczych w większości krajów UE, obowiązywania kontraktów długoterminowych oraz braku technicznie efektywnej sieci gazowej.

⁵¹⁾ Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing directive 96/92/EC, OJ L 176/37, 15/07/2003.

⁵²⁾ Dyrektywa 96/92/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, OJ L 027, 30.01.1997 r.

⁵³⁾ Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing directive 98/30/EC, OJ L 176/57, 15/07/2003.

⁵⁴⁾ Dyrektywa 98/30/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu, OJ L 204, 21.07.1998 r.

zostały zastosowane w państwach członkowskich w wyniku implementacji obu poprzednich dyrektyw⁵⁵⁾.

Dyrektywa 2003/54/WE, w przeciwieństwie do Dyrektywy 2003/55/WE nie zmieniła zakresu stosowania jej przepisów. W nowelizacji dyrektywy gazowej zakres ten został poszerzony o regulacje obejmujące (poza gazem ziemnym i LNG) również biogaz, gaz z biomasy oraz inne rodzaje gazów, o ile technicznie możliwe jest ich bezpieczne wprowadzenie do sieci gazowej. Ponadto definicje stosowane w dyrektywach uległy dostosowaniu do ich przepisów szczegółowych, np. pojawiły się definicje operatorów: systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, instalacji LNG, instalacji magazynowej, oraz definicja pojemności magazynowej gazociągów (ang. *linepack*).

W zakresie **ochrony konsumenta oraz zobowiązań publicznych** postanowienia obu dyrektyw zostały bardzo mocno rozbudowane. Szczególną ochroną otoczono gospodarstwa domowe oraz małe przedsiębiorstwa⁵⁶⁾. Obie dyrektywy zobowiązują państwa członkowskie do wyznaczenia dostawcy ostatniej szansy. Środki ochrony klientów zostały zdefiniowane w aneksach „A” do obu dyrektyw i zgodnie z ich zapisami powinny być stosowane co najmniej w odniesieniu do odbiorców indywidualnych. Przede wszystkim powinny zapewniać klientowi/odbiorcy:

- prawo zawarcia umowy ze swoim dostawcą energii elektrycznej lub gazu (sama umowa powinna określać: zakres świadczonych usług i ich standard, sposób udostępniania informacji o aktualnych taryfach i opłatach, czas trwania umowy i warunki jej odnowienia, wygaśnięcia lub odstąpienia, rekompensatę za niedotrzymanie standardów jakościowych, sposób inicjowania procedury rozwiązywania sporów),
- otrzymanie adekwatnej informacji o zamiarze zmiany warunków umowy i przysługującemu mu prawie odstąpienia od niej,
- otrzymanie informacji na temat stosowanych cen, taryf i warunków standardowych w odniesieniu do dostępu do usług,
- wyboru metody płatności za usługę,
- przejrzystą, prostą i taną procedurę rozpatrywania jego skarg,
- otrzymanie informacji o prawie do dostaw energii elektrycznej lub gazu, zgodnie z obowiązującym prawodawstwem krajowym.

Istnieje możliwość wyłączenia postanowień dyrektywy dotyczących uzyskania pozwoleń na budowę nowych mocy wytwórczych, a także dostępu do systemu oraz sieci bezpośrednich, gdyby stosowanie tych postanowień mogło stanowić faktyczną lub prawną przeszkodę w realizacji zobowiązań nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ogólnym interesie ekonomicznym, o ile nie będzie to miało szkodliwego wpływu na rozwój wymiany handlowej w stopniu naruszającym interesy Wspólnoty.

Kolejną zmianą jest nałożenie na państwa realizacji planowanych działań mających zagwarantować bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i gazu. Dodatkowo w celu zapewnienia kontroli nad przestrzeganiem zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej, dyrektywy wprowadzają zobowiązanie do informowania Komisji Europejskiej, co 2 lata, o wszystkich działaniach podjętych przez kraje UE w celu realizacji tych zobowiązań.

W dyrektywie elektrycznej zostały wyodrębnione w osobny artykuł postanowienia związane z **przepisami technicznymi**. Dokonano również uszczegółowienia postanowień odnoszących się do **budowy nowych mocy wytwórczych**. Osobne artykuły poświęcono procedurze autoryzacji oraz procedurze przetargowej.

W obu dyrektywach wprowadzone zostały zmiany w postanowieniach odnoszących się do **działania systemu przesyłowego**, zdefiniowano także zasady wydzielenia operatora sys-

⁵⁵ Referowanie nowych dyrektyw zostało ograniczone jedynie do zmian jakie zostały wprowadzone w dyrektywie elektrycznej (2003/54/WE) oraz dyrektywie gazowej (2003/55/WE).

⁵⁶ Przedsiębiorstwa zatrudniające mniej niż 50 osób, o obrocie rocznym i zestawieniu bilansowym nie przekraczającym 10 mln EUR.

temu przesyłowego. W przypadku, gdy operator systemu przesyłowego jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on pozostać niezależny – przynajmniej w zakresie swej formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji – od innych działań nie związanych z przesyłaniem. Jednakże dyrektywy nie wymagają oddzielenia własności aktywów składających się na system przesyłowy od przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego. Określone zostały również minimalne kryteria, które winny mieć zastosowanie w celu zapewnienia niezależności operatora (zapisów takich nie zawierała Dyrektywa 96/92/WE i Dyrektywa 98/30/WE). Należą do nich m.in.:

- zakaz uczestnictwa osób odpowiedzialnych za zarządzanie systemem przesyłowym w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, odpowiedzialnego bezpośrednio lub pośrednio za codzienne sterowanie procesami wytwarzania, dystrybucję lub dostawy energii elektrycznej i gazu,
- obowiązek zastosowania środków zapewniających ochronę interesów zawodowych osób odpowiedzialnych za zarządzanie systemem w sposób, który zapewni im zdolność do niezależnego działania,
- rzeczywiste prawa podejmowania decyzji w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymania lub rozbudowy sieci.

Całkowitym *novum* jest wprowadzenie obowiązku **wydzielenia operatorów systemu dystrybucyjnego** w przypadku, gdy jest on częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Aby zapewnić niezależność operatorów zostały wprowadzone zapisy analogiczne do zapisów określających minimalne kryteria dla operatorów systemu przesyłowego. Przy czym państwa członkowskie mogą nie stosować przepisów dotyczących prawnego rozdzielania operatorów systemu dystrybucyjnego w odniesieniu do przedsiębiorstw obsługujących mniej niż 100 000 przyłączonych odbiorców. Ponadto dyrektywy dopuszczają opóźnienie wdrożenia przez państwa UE obowiązku prawnego oddzielenia operatorów systemu dystrybucyjnego do 1 lipca 2007 r.

Nowym rozwiązaniem jest także wprowadzenie instytucji **operatora systemów połączonych**. W celu zachowania niezależności przez osoby będące operatorami systemów połączonych, zostały określone minima analogiczne do tych, jakie przedstawiono powyżej.

W kwestii **rozdzielenia i przejrzystości ksiąg rachunkowych** najważniejsze zmiany dotyczą samego ich prowadzenia. Oprócz oddzielnych kont rachunkowych przedsiębiorstwa muszą do 1 lipca 2007 r. wprowadzić oddzielne księgi dla dostarczania energii elektrycznej bądź gazu odbiorcom uprawnionym i pozostałym. Ponadto powinny być wyszczególnione przychody z tytułu własności sieci przesyłowej/dystrybucyjnej.

Następną zmianą jest odejście od możliwości wyboru formy dostępu do sieci. Obie dyrektywy dopuszczają tylko zastosowanie formuły **regulowanego dostępu do sieci**⁵⁷). Ponadto w Dyrektywie 2003/55/WE formułę dostępu podzielono na trzy, a nie jak w poprzedniej – dwie kategorie. Zasada TPA w systemie przesyłu i dystrybucji gazu powinna opierać się na podstawie opublikowanych taryf mających zastosowanie w przypadku wszystkich uprawnionych odbiorców. Taryfy podlegają zatwierdzeniu i publikacji przez organ regulacyjny, a ich stosowanie ma być równe wobec wszystkich użytkowników danego systemu.

Dyrektywa gazowa nakazuje państwom członkowskim zapewnić dostęp do infrastruktury magazynowej i zdolności magazynowej gazociągów, o ile jest to technicznie i ekonomicznie konieczne w celu zapewnienia skutecznego dostępu do systemu dla realizacji dostaw do od-

⁵⁷ Poprzednia dyrektywa elektryczna dopuszczała wybór jednego spośród trzech systemów: negocjowanego dostępu do systemu (wybranego jedynie przez Niemcy), regulowanego dostępu do systemu (większość państw członkowskich), modelu jednego nabywcy (nie był stosowany). Dyrektywa gazowa 98/30/WE daje możliwość dostępu do sieci w formule negocjowanej lub regulowanej. W nowelizacji dyrektywy gazowej tylko dostęp do magazynów gazu opiera się na ww. wyborze formuły.

biorców. Ponadto państwa członkowskie mogą zdecydować się na dostęp negocjowany bądź regulowany. Nowym zapisem dyrektywy gazowej jest dopuszczenie udzielenia przez państwo członkowskie wyłączenia spod obowiązku zapewnienia dostępu do sieci i zatwierdzania taryf tzw. „nowej infrastruktury” (takiej jak np. interconnector – połączenie transgraniczne), ale po spełnieniu określonych warunków (m.in. inwestycja musi zwiększać konkurencyjność w zakresie dostarczania gazu i zwiększać bezpieczeństwo dostaw). Istnieje przy tym obowiązek bezzwłocznego powiadomienia Komisji Europejskiej o każdym takim odstępstwie.

Zmienione zostały ponadto terminy uzyskiwania prawa wyboru własnego dostawcy energii elektrycznej i gazu przez poszczególne grupy odbiorców. Widoczne jest zdecydowane przyspieszenie tempa wprowadzania konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Tabela 3.1. Harmonogram otwierania się rynków energii elektrycznej i gazu

Dyrektywa 96/92/WE	Dyrektywa 2003/54/WE	Dyrektywa 98/30/WE	Dyrektywa 2003/55/WE
19.02.1999 r. – 26% 19.02.2000 r. – 28% 19.02.2003 r. – 33%	1.07.2004 r. – odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi 1.07.2007 r. – wszyscy odbiorcy	10.08.2000 r. – 20% 10.08.2003 r. – 28% 10.08.2008 r. – 33%	1.07.2004 r. – odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi 1.07.2007 r. – wszyscy odbiorcy
- negocjowany dostęp do systemu - regulowany dostęp do systemu - model jednego nabywcy	regulowany dostęp do systemu	- negocjowany dostęp do systemu - regulowany dostęp do systemu	- regulowany dostęp do systemu przesyłowego, dystrybucyjnego oraz technicznej sieci gazociągów - wybór regulowanego lub negocjowanego dostępu do magazynów gazu

Źródło: opracowanie własne DIEiSP URE.

Fundamentalne przekształcenia dotknęły zapisów dotyczących statusu oraz kompetencji organu regulacyjnego. Na przykład w Dyrektywie 98/30/WE mówi się jedynie o określeniu niezależnego organu do rozstrzygania sporów związanych z dostępem do sieci gazowych, sporów transgranicznych oraz postuluje się o stworzenie odpowiednich mechanizmów regulacyjnych. Natomiast znowelizowane dyrektywy bardzo wyraźnie narzucają państwom członkowskim **obowiązek wyznaczenia** jednego lub więcej właściwych organów pełniących funkcję **regulatora**. Szczegółowo zostały określone kompetencje takiego organu. Do najważniejszych należy zatwierdzanie *ex-ante* co najmniej:

- warunków przyłączenia do sieci,
- warunków dostępu do sieci łącznie z taryfami przesyłowymi i dystrybucyjnymi,
- zasad świadczenia usług bilansujących,
- wszystkich mechanizmów regulacji przeciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego,
- czasu, w jakim wykonywane jest przyłączenie do sieci i wykonywanie napraw,
- rozdziału księgowości,
- poziomu przejrzystości i konkurencji.

W kwestii rozstrzygania sporów, dyrektywy jednoznacznie wskazują na organ regulacyjny jako arbitra, do którego można kierować skargi przeciwko operatorowi systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Zapisy dyrektyw zobowiązują organ regulacyjny do wydania decyzji w ciągu 2 miesięcy od daty wpłynięcia wniosku. Termin ten może zostać wydłużony o kolejne 2 miesiące w przypadku gromadzenia przez ten organ dodatkowych informacji.

Zmiany dotknęły również „Postanowienia końcowe” dyrektyw, w których ustawodawcy wprowadzili m.in. procedurę umożliwiającą korektę tempa otwierania rynku w państwach członkowskich uznanych za rynki wschodzące oraz rozszerzyli procedurę raportowania, tzn. do 2010 r. państwa UE będą zobowiązane do przedstawiania komisji **raportu** na temat „dominacji na rynku, zachowań grabieżczych i zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji”. Dodatkowo raport powinien zawierać informacje na temat zmian w układach właścicielskich przedsiębiorstw energetycznych.

Dyrektywa 2003/54/WE nakłada na państwa członkowskie obowiązek informowania Komisji Europejskiej o **importach energii elektrycznej** z krajów trzecich w kategoriach fizycznego przepływu, który miał miejsce w ciągu ostatnich 3 miesięcy.

Państwa członkowskie mają obowiązek wprowadzić w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne, niezbędne do spełnienia wymogów dyrektyw, najpóźniej do 1 lipca 2004 r. Możliwe jest odroczenie wprowadzenia w życie obowiązku wydzielenia operatorów systemu dystrybucyjnego (elektroenergetycznego i gazowego) do 1 lipca 2007 r.

Poniższa tabela przedstawia porównanie zapisów między „starymi” a „nowymi” dyrektywami.

Tabela 3.2. Porównanie zapisów dyrektyw

Dyrektywa 96/92/WE	Dyrektywa 2003/54/WE	Dyrektywa 98/30/WE	Dyrektywa 2003/55/WE
Art. 1	Art. 1 Zakres stosowania	Art. 1	Art. 1 Zakres stosowania
Art. 2	Art. 2 Definicje	Art. 2	Art. 2 Definicje
Art. 3 i 10 ust. 1	Art. 3 Zobowiązania służb publicznych i ochrona konsumenta	Art. 3	Art. 3 Zobowiązania służb publicznych i ochrona konsumenta
–	Art. 4 Nadzór bezpieczeństwa dostaw	Art. 4	Art. 4 Procedura wydawania pozwoleń
Art. 7 ust. 2	Art. 5 Przepisy techniczne	–	Art. 5 Nadzór bezpieczeństwa zaopatrzenia
Art. 4 i 5	Art. 6 Procedura wydawania pozwoleń na nową moc	Art. 5	Art. 6 Przepisy techniczne
Art. 4 i 6	Art. 7 Procedura przetargowa na nową moc	Art. 6	Art. 7 Wyznaczenie operatorów systemu przesyłowego
Art. 7 ust. 1	Art. 8 Wyznaczenie operatorów systemu przesyłowego	Art. 7	Art. 8 Zadania operatorów systemu przesyłowego
Art. 7 ust. 3-5	Art. 9 Zadania operatorów systemu przesyłowego	–	Art. 9 Wydzielenie operatorów systemu przesyłowego
Art. 7 ust. 6	Art. 10 Wydzielenie operatorów systemu przesyłowego	Art. 8	Art. 10 Poufność dla operatorów systemu przesyłowego
Art. 8	Art. 11 Przyznawanie (<i>dispatching</i>) instalacji i równoważenie	Art. 9 ust. 1	Art. 11 Wyznaczenie operatorów systemu dystrybucyjnego
Art. 9	Art. 12 Poufność dla operatorów systemu przesyłowego	Art. 10	Art. 12 Zadania operatorów systemu dystrybucyjnego
Art. 10 ust. 2 i 3	Art. 13 Wyznaczenie operatorów systemu dystrybucyjnego	–	Art. 13 Wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego
Art. 11	Art. 14 Zadania operatorów systemu dystrybucyjnego	Art. 11	Art. 14 Poufność dla operatorów systemu dystrybucyjnego

–	Art. 15 Wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego	–	Art. 15 Operator systemu połączonego
Art. 12	Art. 16 Zasady poufności obowiązujące operatorów systemu dystrybucyjnego	Art. 12	Art. 16 Prawo wglądu do księgowości
–	Art. 17 Operator systemu połączonego	Art. 13	Art. 17 Rozdział księgowości
Art. 13	Art. 18 Prawo wglądu do księgowości	Art. 14-16	Art. 18 Dostęp osób trzecich
Art. 14	Art. 19 Rozdział księgowości	–	Art. 19 Dostęp do magazynowania
Art. 15-18	Art. 20 Dostęp osób trzecich	Art. 23	Art. 20 Dostęp do (<i>upstream</i>) sieci gazociągów
Art. 19	Art. 21 Otwarcie rynku i wzajemność	Art. 17	Art. 21 Odmowa przyznania dostępu
Art. 21	Art. 22 Sieci bezpośrednie	–	Art. 22 Nowa infrastruktura
Art. 20 ust. 3-4 i Art. 22	Art. 23 Organy regulacyjne	Art. 18 i 19	Art. 23 Otwarcie rynku i wzajemność
Art. 23	Art. 24 Środki bezpieczeństwa	Art. 20	Art. 24 Rurociągi bezpośrednie
–	Art. 25 Nadzór importu energii elektrycznej	Art. 21 ust. 2-3 i Art. 22	Art. 25 Organy regulacyjne
Art. 24	Art. 26 Odstępstwa	Art. 24	Art. 26 Środki bezpieczeństwa
–	Art. 27 Procedura przeglądu	Art. 25	Art. 27 Odstępstwa związane ze zobowiązaniami „bierz – lub – płać” (<i>take – or – pay</i>)
Art. 25 i 26	Art. 28 Sprawozdawczość	Art. 26	Art. 28 Wschodzące i wyizolowane rynki
–	Art. 29 Uchylenia	–	Art. 29 Procedura przeglądu
Art. 27	Art. 30 Wprowadzenie w życie dyrektywy	–	Art. 30 Komitet
Art. 28	Art. 31 Adresaci	Art. 27 i 28	Art. 31 Sprawozdawczość
Art. 29	Załącznik A Środki ochrony konsumenta	–	Art. 32 Uchylenia
		Art. 29	Art. 33 Wprowadzenie dyrektywy w życie
		Art. 30	Art. 34 Wejście w życie
		Art. 31	Art. 35 Adresaci
			Załącznik A Środki ochrony konsumenta

Źródło: opracowanie własne DIEiSP URE na podstawie Dyrektywy 2003/54/WE i Dyrektywy 2003/55/WE.

Wymiana transgraniczna jest jednym z ważniejszych elementów działania wspólnego rynku energii elektrycznej jak również gazu. Konieczne było uregulowanie ww. kwestii na poziomie ponadnarodowym. W tym celu zostało wydane **Rozporządzenie 1228/2003 Parlamentu Europejskiego oraz Rady** z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci elektrycznych w wymianie granicznej⁵⁸⁾.

Celem rozporządzenia jest usprawnienie funkcjonowania konkurencji na wspólnym rynku energii elektrycznej poprzez ustanowienie zasad odnoszących się do wymiany transgranicznej energii elektrycznej, obejmujących zasady kompensacji kosztów przesyłu ponoszą-

⁵⁸⁾ Regulation No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross – border exchanges in electricity, OJ L 176/1.

nych przez operatorów systemów przesyłowych i zharmonizowane zasady kalkulacji i nakładania opłat za przesył transgraniczny oraz opłat za wykorzystanie przepustowości połączeń transgranicznych pomiędzy państwami członkowskimi.

W odniesieniu do zasad kompensacji kosztów przesyłu energii elektrycznej rozporządzenie stanowi, iż operatorzy systemu przesyłowego, których sieci zostały wykorzystane do przesłania energii (ale miejsce dostawy nie znajduje się na terytorium państwa, na którym działają) otrzymują kompensatę *poniesionych kosztów*, będących rezultatem wykonanej usługi przesyłowej. Kompensata wypłacana jest przez operatora systemu, w którym przesył rozpoczął się i operatora systemu, w którym przesył został zakończony. Wielkość wynagrodzenia ustalana jest przez Komisję Europejską na podstawie procedury ustalonej w art. 8 rozporządzenia, które określa ponadto, jakie koszty można uznać za *poniesione*.

Rozporządzenie reguluje również kwestie związane z opłatami za dostęp do sieci. I tak, opłata nie może być uzależniona od dystansu, na jaki energia elektryczna zostanie przesłana, obciążony może nią być zarówno wytwórca, jak i odbiorca energii elektrycznej. Część opłaty ponoszona przez odbiorcę będzie większa od części opłaty ponoszonej przez wytwórcę. W rozporządzeniu określone zostały także koszty, które muszą być uwzględnione przy ustalaniu opłaty za dostęp do sieci (m.in. wysokość kompensaty wypłacanej operatorowi systemu przesyłowego).

Na operatorów systemu przesyłowego został nałożony obowiązek wprowadzenia mechanizmu zapewniającego koordynację i wymianę informacji w celu zapewnienia bezpieczeństwa sieci w kontekście zarządzania przeciążeniami⁵⁹). Informacje posiadane przez operatora systemu przesyłowego a dotyczące bezpieczeństwa, standardów działania oraz planowania, muszą być jawne i zawierać ogólne zasady kalkulacji całkowitej zdolności przesyłowej i niezawodności przesyłu bazując m.in. na fizycznych cechach sieci. Operator systemu przesyłowego ma obowiązek publikować na każdy dzień szacunkowe dane dotyczące zdolności przesyłowych systemu przesyłowego.

Rozporządzenie zawiera także ogólne zasady zarządzania przeciążeniami systemu przesyłowego. I tak m.in.:

- problemy związane z niewystarczającą przepustowością sieci powinny być rozwiązywane metodami, które nie są związane z selekcją kontraktów indywidualnych uczestników rynku,
- przy stosowaniu przez operatora systemu przesyłowego procedur ograniczających wielkość transakcji, uczestnicy rynku muszą być traktowani w jednakowy sposób (zakaz dyskryminacji),
- uczestnicy rynku mają obowiązek informowania operatora systemu przesyłowego w odpowiednim czasie poprzedzającym rozpoczęcie przesyłu o zamiarze wykorzystania zdolności przesyłowych systemu.

Rozporządzenie w sposób szczególny reguluje kwestie związane z nowymi (tzn. takimi, których budowa nie została zakończona przed wejściem w życie rozporządzenia) połączeniami wzajemnymi przechodzącymi przez granicę państw członkowskich lub łączącymi systemy przesyłowe państw członkowskich. Rozporządzenie dopuszcza możliwość wyłączenia postanowień art. 6 ust. 6 Dyrektywy 2003/54/WE dotyczących przeznaczenia przychodów z wykorzystania połączeń systemów przesyłowych, oraz art. 20 (dostęp osób trzecich do systemu) i art. 23 ust. 2, 3, 4 (zasady zatwierdzania i ustalania taryf przez organ regulacyjny), przez organ regulacyjny, o którym mowa w art. 23 tej dyrektywy. Rozporządzenie określa warunki, jakie muszą być spełnione, aby możliwe było wyłączenie ww. postanowień. Rozporządzenie zawiera również postanowienia regulujące kwestie związane z udzielaniem Komisji informa-

⁵⁹ Stosownie do art. 2 (2)(c) *przeciążenie* oznacza sytuację, w której linie przesyłowe przechodzące przez granice państw członkowskich i łączące krajowe systemy przesyłowe (interconnectory) nie mogą pomieścić całego fizycznego przepływu będącego wynikiem międzynarodowego obrotu pomiędzy uczestnikami rynku, z powodu braku zdolności przesyłowych interconnectorów lub krajowych systemów przesyłowych.

cji przez państwa członkowskie i przedsiębiorstw, dotyczących m.in. kosztów ponoszonych przez operatorów krajowych systemów przesyłowych, związanych z przesyłem oraz o fizycznych wielkościach przepływów energii elektrycznej.

Omówione akty prawne nie wyczerpują listy regulacji unijnych mających wpływ na sektor energetyczny. Z funkcjonowaniem sektora związane są również akty prawne odnoszące się m.in. do ochrony środowiska, efektywności energetycznej, zamówień publicznych. Spośród wielu wymienić należy Dyrektywę Rady 93/76/EWG z 13 września 1993 r. w sprawie ograniczenia emisji dwutlenku węgla poprzez poprawienie wydajności energetycznej⁶⁰), Dyrektywę 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania⁶¹), Dyrektywę 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczeń⁶²) oraz Dyrektywę 98/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 16 lutego 1998 r. zmieniającą Dyrektywę 93/38/EWG koordynującą procedury udzielania zamówień publicznych przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i telekomunikacji⁶³), zmienioną przez Dyrektywę Komisji 2001/78/WE z 13 września 2001 r. zmieniającą załącznik IV do Dyrektywy Rady 93/36/EWG, załączniki IV, V i VI do Dyrektywy Rady 93/37/EWG, załączniki III i IV do Dyrektywy Rady 92/50/EWG, zmienione Dyrektywą 97/52/WE oraz załączniki XII-XV, XVII i XVIII do Dyrektywy Rady 93/38/EWG, zmienione Dyrektywą 98/4/WE⁶⁴) (dyrektywa w sprawie stosowania standardowych formularzy do publikacji ogłoszeń o zamówieniach publicznych).

Akty te nie będą szczegółowo omawiane, gdyż nie mają bezpośredniego wpływu na organizację funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej czy też gazu.

Bezpośredni wpływ na rozwój wspólnego rynku energii elektrycznej oraz wspólnego rynku gazu mają natomiast umowy międzynarodowe. Przykładem może być ustanowienie Europejskiego Obszaru Gospodarczego (ang. *European Economic Area – EEA*)⁶⁵), co pozwoliło na rozszerzenie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu na kraje stowarzyszone w Europejskim Obszarze Wolnego Handlu (ang. *European Free Trade Association – EFTA*). Głównie dotyczy to Norwegii, będącej jednym z głównych dostawców gazu i ropy naftowej na rynek UE. Porozumienie EEA jest istotnym elementem paneuropejskiego rynku energetycznego. Zawarte są w nim zasady (bardzo podobne do zasad zawartych w TWE) konkurencji, pomocy państwa i monopoli państwowych. Należy podkreślić, że porozumienie ma bardzo dynamiczny charakter. Zasady zawarte w porozumieniu są nieustannie uaktualniane poprzez inkorporacje stosownych instrumentów z prawa unijnego⁶⁶). Praktycznie co miesiąc

⁶⁰ Council Directive 93/76/EEC of 13 September 1993 to limit carbon dioxide emissions by improving energy efficiency (SAVE), OJ L 237.

⁶¹ Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, OJ L 309.

⁶² Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants, OJ L 309.

⁶³ Directive 98/4/EC of the European Parliament and of the Council of 16 February 1998 amending Directive 93/38/EEC coordinating the procurement procedures of entities operating in the water, energy, transport and telecommunications sectors, OJ L 101.

⁶⁴ Commission Directive 2001/78/EC of 13 September 2001 amending Annex IV to Council Directive 93/36/EEC, Annexes IV, V and VI to Council Directive 93/37/EEC, Annexes III and IV to Council Directive 92/50/EEC, as amended by Directive 97/52/EC, and Annexes XII to XV, XVII and XVIII to Council Directive 93/38/EEC, as amended by Directive 98/4/EC (Directive on the use of standard forms in the publication of public contract notices) (Text with EEA relevance), OJ L285.

⁶⁵ Porozumienie weszło w życie 1.01.1994 r.

⁶⁶ P. Cameron, *Competition in Energy Markets. Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, Wielka Brytania 2002, str. 74.

nowe przepisy są inkorporowane do porozumienia, na mocy decyzji Połączonego Komitetu EEA.

Kolejnym porozumieniem międzynarodowym jest Traktat Karty Energetycznej⁶⁷⁾ (TKE), którego głównym celem jest tworzenie warunków sprzyjających rozwojowi światowej współpracy w dziedzinie paliw i energii.⁶⁸⁾ Zawarte w traktacie ramy prawne oraz zasady handlu i inwestycji w sektorze energetycznym wywodzą się w znacznym stopniu z porozumień GATT/WTO. W oparciu o te zasady sygnatariusze TKE zobowiązali się m.in. do przestrzegania zasad wolnego tranzytu⁶⁹⁾, równego traktowania produktów importowanych w stosunku do produktów krajowych⁷⁰⁾, oraz nie nakładania ograniczeń ilościowych w imporcie i eksporcie produktów, w tym produktów energetycznych⁷¹⁾.

Jedną z wielu zalet traktatu jest to, iż stwarza prawny „parasol ochronny” dla inwestorów chcących zaangażować swój kapitał. Na mocy definicji traktatowej termin „inwestycja” obejmuje wszystkie formy działalności gospodarczej w sektorze energii, tj.: prace poszukiwawcze, wydobywanie, przetwarzanie, produkcję, magazynowanie, transport, przesył, dystrybucję, handel oraz marketing surowców energetycznych. Zobowiązania stron obejmują dwie fazy: pierwszą – przedinwestycyjną, czyli zobowiązującą państwo do postępowania wedle reguły *najlepszych starań* i w sposób niedyskryminujący podmioty narodowe w ramach formuły *największego uprzywilejowania*, oraz drugą – poinwestycyjną – w której inwestor po zrealizowaniu projektu podlega zwiększonej ochronie przed działaniami dyskryminującymi, wywłaszczeniem, niszczeniem mienia, naruszeniem warunków kontraktu i innych zobowiązań czy też zakłócaniem transferu zysków i kapitału. W ramach uzgodnień kontraktowych traktatu mieszczą się również kontrakty dotyczące rurociągów tranzytowych oraz kontrakty na budowę odwiertów eksploatacyjnych ropy naftowej.

Warto również zwrócić uwagę na bardzo interesujące procedury TKE dotyczące rozstrzygnięcia sporów inwestor/państwo. Strony traktatu zobowiązały się do stosowania bezpośredniej formy arbitrażu, której pierwsza faza polega na koncyliacyjnej formie zakończenia sporu inwestor/państwo, bez ingerencji z zewnątrz. Jeżeli porozumienie w tej formie nie zostanie osiągnięte, możliwe jest wykorzystanie trzech odmiennych procedur traktatowych:

- tymczasowe porozumienie, poprzedzające uruchomienie procedury opisanej w załączniku „D” do traktatu⁷²⁾,
- rozstrzygnięcie sporu pomiędzy inwestorem a państwem zgodnie z art. 26 TKE⁷³⁾, lub też

⁶⁷⁾ Szerzej o historii traktatu w rozdziale 4.

⁶⁸⁾ Cel i zadania traktatu sformułowano w art. 2 jako „ustanowienie prawnych ram dla promowania długookresowej współpracy w dziedzinie energii oraz dla zapewnienia otwartego, niedyskryminacyjnego rynku dla państw zawierających porozumienie. Cele te winny być wprowadzone zgodnie z zasadami i warunkami Europejskiej Karty Energetycznej”, KAPE: Traktat Karty Energetycznej i Protokół Karty Energetycznej, materiały VI konferencji *Racjonalizacja użytkowania energii i środowiska*, Gdańsk 1998 r.

⁶⁹⁾ Strony traktatu nie mogą odmówić przekroczenia granicy przez towary w ruchu tranzytowym w przypadku, gdy towary te albo pochodzą z terytorium innego kraju strony traktatu, lub gdy ich miejscem przeznaczenia jest kraj sygnatariusza traktatu.

⁷⁰⁾ Zakaz traktowania produktów importowych gorzej niż krajowych nie powoduje, że państwa strony traktatu nie nakładają podatków na towary importowane. Wymagane jest, aby podatki na produkty importowane były takie same, jak stosowane dla produktów krajowych oraz by regulacje wewnętrzne nie wpływały negatywnie na warunki konkurencji.

⁷¹⁾ Nakładanie ograniczeń ilościowych w znacznym stopniu wypacza sens pojęcia handel. Przykładem takich praktyk są kontyngenty, które w swoim założeniu mają chronić rynek wewnętrzny. Niestety względny koszt protekcjonizmu jest zwykle znacznie wyższy, ponieważ zagraniczny eksporter będzie mógł sprzedawać swoje (tańsze) produkty po wyższej cenie na chronionym rynku, z powodu utrzymywania zawyżonej ceny w wyniku ograniczenia ilości importowanych towarów.

⁷²⁾ Postępowanie w ramach „tymczasowego porozumienia” opiera się na ogólnych procedurach arbitrażowych WTO, w których decydującą rolę odgrywa komisja złożona z trzech niezależnych arbitrów. Obecnie trudno powiedzieć o efektywności rozstrzygnięcia sporów w tym trybie, ponieważ nie był jeszcze zastosowany.

- rozstrzygnięcie zgodnie z art. 27 traktatu⁷⁴⁾.

Powszechnie wiadomo, że inwestycje w sektorze energetycznym są niezmiernie kapitałochłonne i cechują się długim okresem zwrotu zainwestowanego kapitału. Skłania to inwestorów do poszukiwania instrumentów redukujących ryzyko inwestycyjne. Traktat Karty Energetycznej daje inwestorowi szansę wyboru instytucji i procedur arbitrażowych w sporach, w których stroną jest państwo podejrzewane o łamanie zasad traktatowych. Inwestor może więc posiadać ważny argument w negocjacjach w sytuacji konfliktu z silnym partnerem, aczkolwiek dotychczasowa praktyka wskazuje, iż sięganie po arbitraż międzynarodowy nie jest częstym sposobem rozwiązywania sporów.

Równie priorytetowo w zapisach TKE potraktowana została sprawa tranzytu⁷⁵⁾ nośników energii (art. 7 TKE). Sygnatariusze traktatu uzgodnili, że zobowiążą się do podejmowania niezbędnych środków ułatwiających tranzyt materiałów i produktów energetycznych zgodnie z zasadami swobody, bez względu na pochodzenie, przeznaczenie i prawo własności. Tranzyt odbywać się powinien na zasadach handlowych, tzn. za opłatą uwzględniającą wszystkie koszty z nim związane.

Równoległe rozpoczęto dyskusję nad rozwinięciem zapisów art. 7, co znalazło swoje odzwierciedlenie w końcowych dokumentach Konferencji Karty Energetycznej z lat 1998-2000⁷⁶⁾. W stanowisku tym podkreśla się, iż w TKE nie zostały uregulowane kwestie dotyczące warunków dostępu do wolnych mocy przesyłowych oraz budowy nowych, metodologii konstrukcji taryf tranzytowych, bezpieczeństwa środowiskowego systemów tranzytowych oraz rozstrzygania sporów dotyczących innych aspektów tranzytu niż wynikające z art. 7 (6) TKE.

Prace nad Protokołem⁷⁷⁾ do Traktatu Karty Energetycznej zostały rozpoczęte w 2000 r. i prowadzone są nadal w ramach utworzonej w 1998 r. Grupy ds. Tranzytu. Pierwsze spotkania Grupy pokazały, że każda ze stron, a szczególnie Rosja, będzie dążyć do zabezpieczenia swoich narodowych interesów dotyczących warunków zawierania umów tranzytowych, taryf

⁷³ Art. 26 traktatu ustala warunki rozstrzygnięcia sporów pomiędzy inwestorem a drugą stroną kontraktu. Warunki te dają inwestorowi prawo wyboru drogi arbitrażowej. Najbardziej pożądaną drogą rozstrzygnięcia sporu jest polubowne porozumienie stron. Jednakże jeśli nie zostanie ono osiągnięte w terminie trzech miesięcy, inwestor może przekazać spór do rozstrzygnięcia do: sądów krajowych, poprzednio uzgodnionej dwustronnej procedury arbitrażowej lub procedur przewidzianych postanowieniami traktatu. Te postanowienia dają inwestorowi możliwość zwrócenia się do arbitrażu międzynarodowego: Międzynarodowego Centrum Arbitrażu (ICSID), Instytutu Arbitrażu przy Izbie Komercyjnej w Sztokholmie bądź też odwołania się do zasad arbitrażu Narodów Zjednoczonych (UNCITRAL).

⁷⁴ W artykule tym została opisana procedura rozstrzygnięcia sporów między sygnatariuszami traktatu.

⁷⁵ Tranzyt występuje wtedy, gdy energia przesyłana jest z obszaru dostawcy do innego, nie graniczącego z nim obszaru, gdzie znajduje się odbiorca, poprzez teren co najmniej jednego innego przedsiębiorstwa energetycznego tzw. „tranzytera”. Opłaty za tranzyt energii zwykle obejmują koszty strat energii na trasie tranzytu, koszty eksploatacji i utrzymania sieci, jak również koszt inwestycji niezbędnych po to, aby warunki dostawy energii dotychczasowym odbiorcom nie uległy pogorszeniu.

⁷⁶ Tezy wyrażone w tych dokumentach to:

- wzrasta zależność Europy od zewnętrznych dostaw energii i jej nośników;
- istnieje potrzeba dywersyfikacji źródeł dostaw dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państw konsumentów energii;
- istnieje znaczne ryzyko polityczne i finansowe w realizacji inwestycji tranzytowych przez tereny obejmujące wiele państw o niestabilnej sytuacji polityczno-gospodarczej;
- występuje brak szczegółowych przepisów dotyczących tranzytu w większości krajów, czego efektem jest podporządkowanie go jedynie warunkom kontraktów komercyjnych;
- istnieje potrzeba uregulowania zasad tranzytu w związku z postępującą liberalizacją rynków energii.

⁷⁷ Celem protokołu jest przede wszystkim „zapewnienie bezpiecznego, nie przerywanego i nie utrudnianego” tranzytu nośników energetycznych. Strony zobowiążą się również do popierania przejrzystego oraz nie dyskryminującego dostępu i wykorzystania wolnych mocy przesyłowych, będą efektywnie wykorzystywać urządzenia do transportu energii używanej w transycie, będą dbać o rozbudowę infrastruktury tranzytowej, minimalizować szkodliwe wpływy tranzytu na środowisko naturalne oraz popierać efektywne rozstrzyganie sporów związanych z tranzytem.

tranzytowych, oraz dostępu do sieci. Właśnie kwestia prawa dostępu do sieci w przypadkach niewystarczającej zdolności przesyłowej jest największym problemem w toczących się obecnie negocjacjach. Zdaniem strony rosyjskiej pierwszeństwo ma firma, która wcześniej miała dostęp do sieci, natomiast zdaniem Komisji Europejskiej – ta firma, która najwięcej za tranzyt zapłaci. Oprócz wymienionych kwestii w protokole będą zawarte regulacje dotyczące: norm rachunkowości, zakłóceń w tranzyście, rozstrzygnięcia sporów czy też międzynarodowych umów SWAP⁷⁸⁾ dotyczących energii.

Protokół Tranzytowy, w obliczu wzrastającej zależności od importu nośników energii, miałby dla krajów UE znaczenie strategiczne. Jego podpisanie byłoby wielkim sukcesem dla UE, zważywszy na fakt, iż Rosja jest już nie tylko producentem i eksporterem gazu, lecz także ważnym krajem tranzytowym dla gazu z Azji Centralnej⁷⁹⁾. W przypadku jego nie podpisania, Komisja Europejska będzie szukać alternatywnych rozwiązań uzyskania dostępu do źródeł z obszaru Morza Kaspijskiego. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na wzrastające znaczenie Ukrainy, przez terytorium której przebiega główna sieć tranzytowa dla turkmeńskiego gazu. Dzięki naciskom ze strony UE kraj ten uzyskał zgodę Rosji na reeksport turkmeńskiego gazu do Europy Zachodniej⁸⁰⁾. Już teraz, w ramach programu unijnego INOGATE⁸¹⁾, prowadzone są prace nad zwiększeniem bezpieczeństwa dostaw surowców dla Europy poprzez modernizowanie i integrowanie systemów rurociągów. Największym beneficjentem tego programu jest właśnie Ukraina, która otrzymała w 2001 r. 3,2 mln EUR na rozbudowę i zmodernizowanie przygranicznych stacji pomiarowych.

Traktat Karty Energetycznej dotyczy współpracy tylko w jednym sektorze gospodarki, ma to jednak niewątpliwie szerokie pozytywne implikacje polityczne. Długi okres negocjacji stworzył forum dla uzyskania przez uczestniczące kraje wzajemnego porozumienia i wyjaśnienia różnic w sposobie rozumienia rozważanych zagadnień. Tekst końcowy traktatu jest oczywistym kompromisem pomiędzy stanowiskami różnych delegacji. Można uznać, że jest to jego słaba strona, ponieważ może prowadzić do różnic w interpretacji. Jednakże należy podkreślić fakt, iż stanowi swoistą gwarancję dla zagranicznych inwestorów, że ich kapitał będzie prawnie bezpieczny, a ich interesy traktowane w nie gorszy sposób jak inwestorów krajowych.

Jacek Biedrzycki, Małgorzata Kozak

3.2. Rynek energii elektrycznej

Ze względu na fakt, że kondycja przemysłu elektroenergetycznego wpływa bardzo silnie na wiele innych dziedzin życia, istotnym stało się doprowadzenie do pobudzenia konkurencji

⁷⁸⁾ Pojęcie „SWAP” pochodzi z języka angielskiego i oznacza wymianę, w tym przypadku energii. Kontrakt SWAP jest umową zawieraną między dwiema lub więcej stronami, a dotyczy wymiany pewnej ilości energii na terytorium jednej umawiającej się strony, na ekwiwalentną ilość tego samego typu energii na terytorium innej umawiającej się strony.

⁷⁹⁾ W tym regionie świata największym producentem gazu jest Turkmenistan, który nie mając praktycznie wybo-ru, z uwagi na istniejącą sieć gazociągów, podpisał umowy na eksport gazu tylko do Rosji i Ukrainy. Kontrakt podpisany w kwietniu br. między Rosją a Turkmenistanem jest największym kontraktem handlowym w dziejach świata o wartości szacowanej na 500 mld USD. Przez 25 lat Gazprom ma kupić w Turkmenistanie 2 bln m³ surowca. Od 2003 r. przez sześć lat dostawy będą narastały od 6 do 10 mld m³ rocznie, a od 2009 r. zostaną zwiększone do 80 mld m³ rocznie. Natomiast w ramach jednorocznego kontraktu Ukraina kupi w 2004 r. bezpośrednio od Turkmenistanu 31,5 mld m³ gazu, płacąc za 1 000 m³ ok. 44 USD.

⁸⁰⁾ W 2002 r. wyniósł ok. 6 mld m³

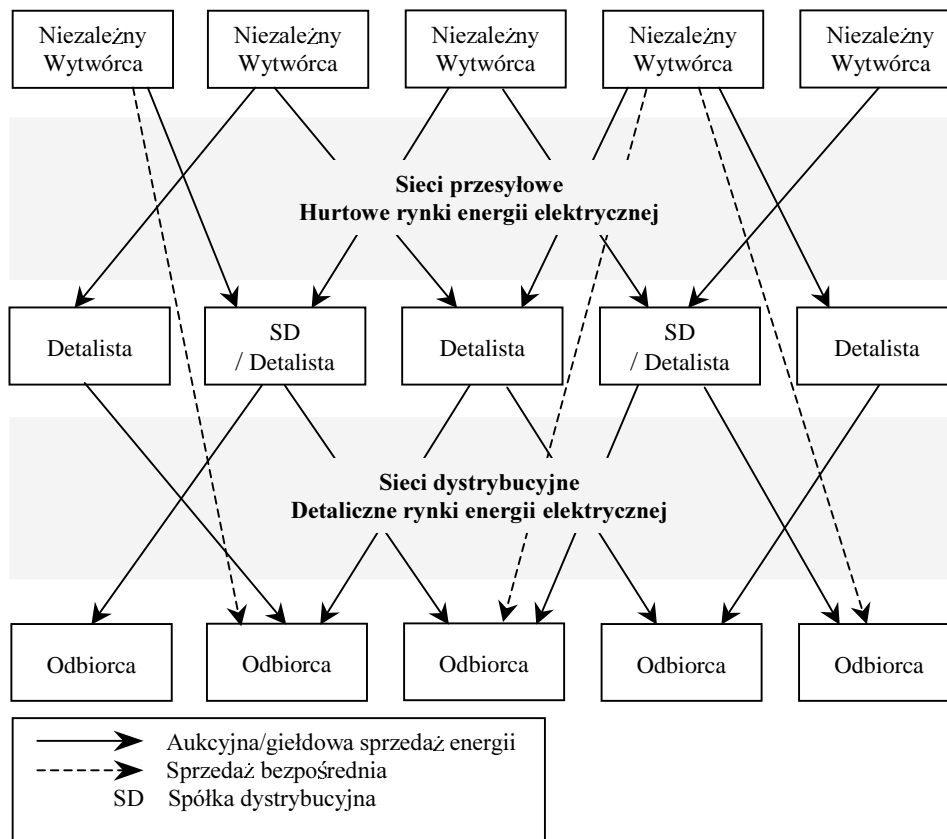
⁸¹⁾ Międzypaństwowy Transport Ropy Naftowej i Gazu do Europy.

celem zwiększenia wydajności innych gałęzi gospodarek oraz poprawy poziomu życia obywateli. Do szczegółowych celów reformy sektora elektroenergetycznego zalicza się m.in.:⁸²⁾

- obniżenie cen energii elektrycznej dla odbiorców domowych oraz prowadzących działalność gospodarczą,
- zwiększenie jakości i niezawodności dostaw,
- zwiększenie efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- stworzenie zachęt do racjonalnego gospodarowania energią elektryczną, zasobami energetycznymi oraz do modernizacji i rozwoju przedsiębiorstw elektroenergetycznych,
- zwiększenie ochrony konsumentów,
- wprowadzenie uczciwych, czytelnych i przewidywalnych rachunków.

Patrząc na proces transformacji sektora elektroenergetycznego od strony modeli rynkowych, można powiedzieć, że wymienione powyżej cele w największym stopniu realizuje model rynku energii elektrycznej przewidujący możliwość wystąpienia konkurencji na poziomie detalicznym⁸³⁾. Przykładowy ideowy schemat takiego modelu rynku przedstawia rysunek 3.1.

Rysunek 3.1. Konkurencyjny rynek energii elektrycznej



Źródło: S. Hunt, *Making competition work in electricity*, John Wiley & Sons, Inc., New York 2002.

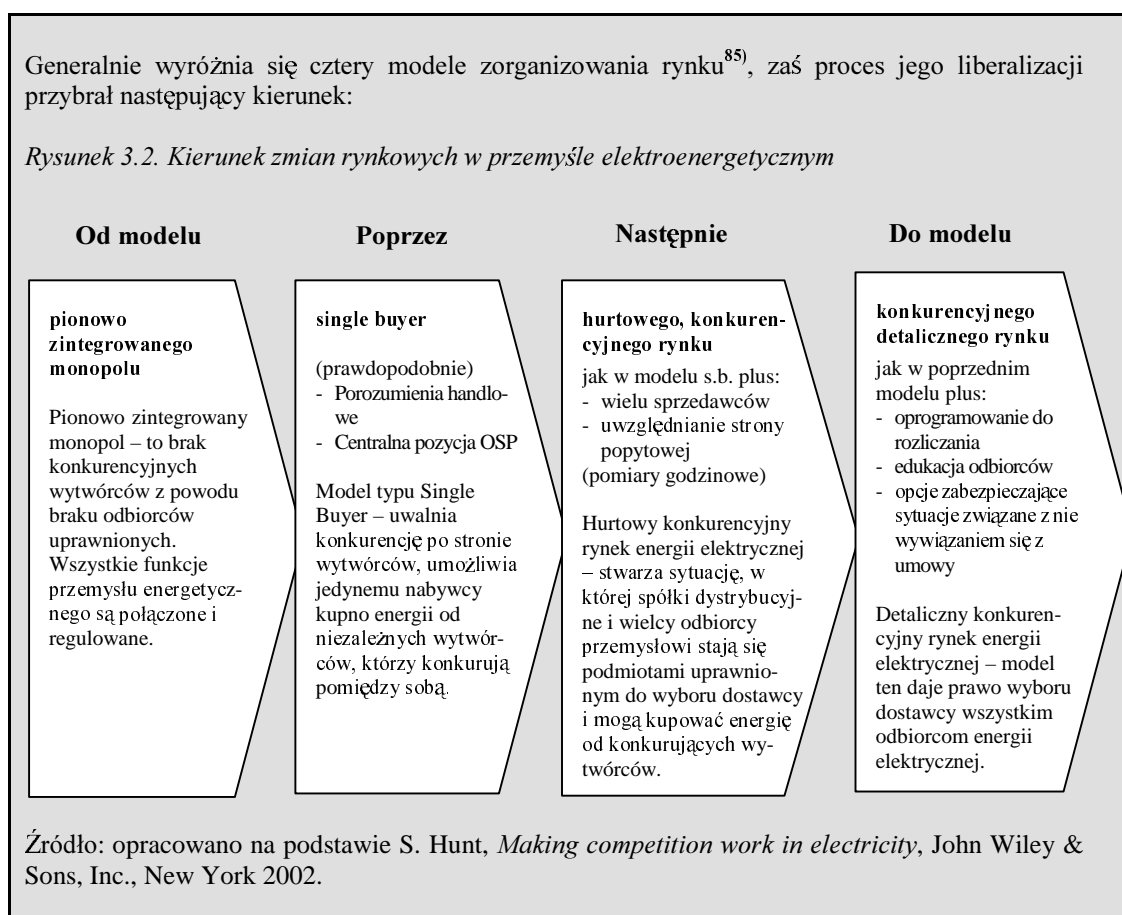
Konkurencja detaliczna łączy deregulację (decentralizację i prywatyzację) oraz znoszenie ograniczeń z ponowną regulacją działalności sieciowych i jej pochodnych, które pozostaną monopolami. Nadmienić należy, że za deregulację uważa się w tym przypadku odejście od

⁸²⁾ Więcej informacji w: S. Hunt, *Making competition work in electricity*, John Wiley & Sons, Inc., New York 2002 oraz W. Mielczarski, *Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, ARE SA, Warszawa 2000.

⁸³⁾ Konkurencyjny detaliczny rynek energii elektrycznej – rynek, na którym prawo do swobodnego wyboru dostawcy mają wszyscy odbiorcy energii elektrycznej bez względu na wielkość poboru oraz na to, czy energia wykorzystywana jest na potrzeby działalności gospodarczej czy gospodarstw domowych.

regulacji tych podsektorów, w których zaistniały warunki wolnorynkowe (np. wytwarzanie energii i handel). Niemniej jednak trudno wyobrazić sobie wyłączenie spod kontroli kompetentnej władzy tych spośród działalności, które ze względów technicznych bądź organizacyjnych nigdy nie będą działały w obszarach konkurencyjnych. Do obszarów takich zaliczyć można przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, zaopatrywanie odbiorców taryfowych oraz usługi związane z prowadzeniem pracy systemów przesyłowych, bilansowaniem zapotrzebowania czy też pewne usługi systemowe.

Proces ewolucji rynkowej sektora elektroenergetycznego przebiegał bądź nadal przebiega⁸⁴⁾ w kierunku zmniejszania udziału monopolu w całym rynku energii elektrycznej.



Wieloletni („klasyczny”) model funkcjonowania elektroenergetyki oparty był na zasadach *pionowo zintegrowanego monopolu*⁸⁶⁾. Nie pozwalał on na wystąpienie konkurencji ze względu na brak niezależnych przedsiębiorstw wytwórczych oraz uprawnionych odbiorców. W modelu tym istniało jedno przedsiębiorstwo energetyczne skupiające wszystkie funkcje, bądź to na obszarze państwa bądź jego części. Przedsiębiorstwa np. landowe (w Niemczech) nie wchodziły sobie w drogę, gdyż posiadały prawa wyłączności (ang. *exclusive rights*) na obsługę odbiorców na danym obszarze.

Do miana podstawowej alternatywy wobec pionowo zintegrowanych monopolu wydaje się pretendować model rynku uwzględniający konkurencję również na poziomie detalicznym. Model ten można scharakteryzować następująco⁸⁷⁾:

⁸⁴⁾ Zaawansowanie rozwoju rynku jest różne w różnych krajach, patrz np. tabela 3.6.

⁸⁵⁾ S. Hunt, *Making competition work in electricity*, John Wiley & Sons, Inc., New York 2002.

⁸⁶⁾ Patrz jw. oraz P. Jasiński i T. Skoczny, *Studia nad integracją europejską. Elektroenergetyka*, Centrum Europejskie UW i Regulatory Policy Research Centre, University of Oxford, Warszawa 1996.

⁸⁷⁾ Więcej informacji na ten temat w: *Competition in electricity markets*, IEA, Paris 2001.

- transakcje pomiędzy wytwórcami, odbiorcami końcowymi oraz wszelkimi możliwymi pośrednikami (wliczając w to detalistów, giełdy energii, brokerów) winny zachodzić w sposób nieskrępowany, ograniczony jedynie warunkami sieciowymi,
- działalności sieciowe oraz ceny usług sieciowych są regulowane, w szczególności ustalono postanowienia dotyczące zapewnienia nie dyskryminacyjnego dostępu do sieci oraz rozdziału różnych form działalności sieciowych od wytwarzania i handlu energią,
- występuje niezależny operator systemu co oznacza, że nie należy on do właścicieli majątku wytwórczego, bądź co najmniej nie jest przez nich kontrolowany.

Pozostałe⁸⁸⁾ podejścia do reformowania rynku energii elektrycznej uznać można za zubożone wersje konkurencji detalicznej.

Powodzenie, rozumiane jako osiągnięcie wspomnianych wcześniej celów wymaga, poza wyborem „generalnego modelu rynku”, zaprojektowania i wdrożenia szczegółowego programu reform, w którym należy zawrzeć m.in.:⁸⁹⁾

- zmiany strukturalne – zaprojektowane tak, by rozdzielić działalności regulowane od tych, w których konkurencja może wystąpić oraz by promować rozwój konkurencji w tych drugich,
- reformy instytucjonalne – nakierowane na dostarczenie stosownych ramowych warunków niezbędnych do efektywnego funkcjonowania powstających rynków konkurencyjnych oraz regulację bodźcową⁹⁰⁾, której celem jest poprawa efektywności zarządzania obszarami regulowanymi,
- postanowienia przejściowe – zawierające kalendarz reform oraz plan rozwiązania problemów związanych z kosztami osierocnymi⁹¹⁾,
- środki, których celem jest zapewnienie, że główne instrumenty polityczne pozostaną bez wpływu na konkurencyjność na rynku energii; chodzi tu głównie o stabilność i przewidywalność prawa oraz o niezależność od polityki organów regulacyjnych.

Ewolucja europejskich rynków energii elektrycznej doprowadzić ma je do stanu, w którym zarówno uczestnicy rynków hurtowych jak i detalicznych uzyskają wolność wyboru dostawcy energii.

⁸⁸⁾ **Alternatywne podejścia** – można wyobrazić sobie inne sposoby organizacji przemysłu energetycznego tzn. łączące elementy modelu konkurencji detalicznej z pewnymi elementami modelu monopolu. Obecnie tylko nieliczne z nich są stosowane. Pierwsze nowoczesne podejście do zagadnienia konkurencji na rynku energii elektrycznej oparte było na modelu „portfolio manager”. Model ten po dziś dzień stosowany jest w pewnych regionach świata. Występuje w nim konkurencja w zaopatrzeniu, tj. prawo do budowania i obsługi majątku wytwórczego przydzielane jest w sposób konkurencyjny, na ogół w drodze licytacji (przetargu). Poza tym wszystkie działalności pozostają regulowane a pionowo zintegrowane monopole zachowują obowiązek zaopatrywania konsumentów w obrębie swych wyłącznych obszarów koncesyjnych. O ile proces składania ofert jest otwarty i konkurencyjny, to model ten generuje bodźce skłaniające do efektywności kosztowej w procesie budowy i eksploatacji źródeł wytwórczych, gdyż wytwórcy są w stanie zatrzymać wszelkie oszczędności kosztów. Jednakże model „portfolio manager” dziedziczy większość słabości pionowo zintegrowanego monopolu. W modelu tym brak jest zewnętrznych bodźców pozwalających na ustalenie cen dla odbiorców końcowych w sposób efektywny. Ryzyko inwestycyjne ponoszone jest przez odbiorców końcowych zamiast przez inwestorów. Brak jest także codziennej konkurencji pomiędzy wytwórcami. W końcu, model ten jest ryzykowny dla odbiorców końcowych także dlatego, że przywiązuje ich do długoterminowych umów na zaopatrzenie w energię, które mogą okazać się po pewnym czasie być zbyt drogie bądź nie dopasowane do potrzeb klienta. Następnym krokiem w rozwoju konkurencji jest możliwość konkurowania wytwórców pomiędzy sobą. Konkurencja w wytwarzaniu często nazywana jest konkurencją na rynku hurtowym. Może ona stworzyć wymóg, by wytwórcy sprzedawali energię za pośrednictwem giełdy energii. Takie rozwiązanie skutkuje modelem obligatoryjnego pool-u. Alternatywnym rozwiązaniem może być umożliwienie wytwórcom sprzedaży bezpośrednio do wszystkich bądź niektórych odbiorców końcowych, co pociąga za sobą (pełną lub częściową) konkurencję na rynku detalicznym. Niejednokrotnie ograniczenia w prawie dostępu do sieci wprowadzane są jako postanowienia przejściowe i są stopniowo eliminowane.

⁸⁹⁾ Więcej informacji na ten temat w: *Competition in electricity markets*, IEA, Paris 2001.

⁹⁰⁾ Regulacja bodźcowa, patrz: *Competition in electricity markets*, IEA, Paris 2001.

⁹¹⁾ Koszty osieroczone, patrz: *Competition in electricity markets*, IEA, Paris 2001.

Model konkurencji detalicznej jest punktem wyjściowym organizacji wielu rynków energii elektrycznej m.in. w Finlandii, Norwegii, Szwecji, Hiszpanii oraz reorganizacji rynku w Wielkiej Brytanii.

Nie mniej jednak, ze względu na fakt, że zarówno waga jak i możliwości wprowadzenia konkurencji na poziomie hurtowym są większe niż ma to miejsce w przypadku rynków detalicznych, dalszy opis rozpoczęto właśnie od nich.

Hurtowe rynki energii elektrycznej

Obecnie wyróżnić można trzy podstawowe formy organizacyjne prowadzenia handlu energią elektryczną⁹²⁾, są to:

- pool-e energetyczne,
- giełdy energii,
- umowy dwustronne.

Pool-e energetyczne charakteryzują się tym, że⁹³⁾ operator systemu centralnie kieruje realizacją umów (niejednokrotnie operator systemu przesyłowego – OSP ma formalną kontrolę nad pool-em), natomiast wytwórcy i dostawcy są zobligowani do uczestnictwa w pool-u celem zapewnienia, że rynek konkurencyjny dostępny jest dla jego nowych uczestników.

Transakcje na giełdach energii, jak również umowy dwustronne prowadzone są na zasadzie dobrowolności i zarządzane są raczej przez podmioty niezależne od OSP.

Współistnienie trzech ww. form rynkowych jest normalne i nie wykluczające się nawzajem. I tak w Anglii i Walii przed wprowadzeniem nowych rozwiązań w zakresie handlu energią elektryczną istniał obowiązkowy pool, handel dwustronny, za pośrednictwem kontraktów na różnice (CfDs)⁹⁴⁾ oraz ujednolicony obrót terminowy przy użyciu terminowych kontraktów na handel energią.

Wprowadzona konkurencja⁹⁵⁾ oraz rosnąca liczba niezależnych graczy rynkowych, zarówno po stronie wytwórców jak i odbiorców, stworzyły wymóg koordynacji rosnących potrzeb po obu stronach. W dodatku zmalały możliwości przeniesienia ryzyka na poziom krajowy jakie dawała zintegrowana struktura, powodując tym samym konieczność wprowadzenia innych form zarządzania ryzykiem.

Zmiany w zarządzaniu systemem i w systemie bilansującym są częściowo rezultatem wynikającym z potrzeby koordynacji działań na zliberalizowanym rynku. Wielu operatorów systemów przesyłowych bądź już wdrożyło, bądź rozważa możliwość zastosowania bardziej złożonych reżimów dla systemu bilansowania. W rezultacie wielu uczestników rynku spotyka się z nowym ryzykiem cenowym będącym pochodną opłat za nie zbilansowanie (bądź podobnych), z którymi spodziewali się dać sobie radę bądź to za pomocą giełdowych transakcji terminowych, bądź za pomocą kontraktów krótkoterminowych.

Jako, że najefektywniejsze formy handlu mogą być różne w różnych przypadkach dlatego przeanalizować należy, czy w handlu na nowo powstających rynkach, słusznym jest np. utworzenie giełdy energii jako alternatywy wobec umów dwustronnych OTC (*over the counter*).

Giełdowe rynki energii elektrycznej są przyjazne dla uczestników ponieważ⁹⁶⁾:

- czytelność i dostępność mechanizmów transakcji handlowych zawieranych na giełdach energii zachęcają do udziału w handlu tego typu coraz to większych uczestników, przez firmy obrotu działające na *parkietach*: towarowym i finansowym, prowadząc tym samym do wzrostu ich płynności, co skutkować może zwiększeniem efektywności handlu;

⁹²⁾ EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001.

⁹³⁾ Ibidem.

⁹⁴⁾ CfDs (*contracts for differences*) – kontrakty dwustronne w postaci umów finansowych na zapłatę różnicy pomiędzy ceną energii wynikającą z kontraktu a ceną energii na określonym rynku (giełdzie).

⁹⁵⁾ Konkurencja – tutaj możliwość zakupu energii elektrycznej za pośrednictwem giełdy energii, od pośrednika w handlu energią bądź bezpośrednio od wytwórcy.

⁹⁶⁾ EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001.

- odgrywają rolę koordynatora pomiędzy kupującymi i sprzedającymi w bardzo krótkim okresie, co ma ogromne znaczenie na rynku energii elektrycznej; ponieważ energia elektryczna nie może być magazynowana, koniecznością jest posiadanie struktury, w ramach której uczestnicy rynku mogą handlować nią w bardzo krótkich terminach; ujednoczona giełda energii idealnie pasuje do handlu tego typu, gdyż po wprowadzeniu strony trzeciej (tutaj operatora rynku) transakcje mogą być dokonywane anonimowo w odróżnieniu do negocjacji dwustronnych.

Im dalej od terminu realizacji fizycznej dostawy, tym mniej wyraźna staje się potrzeba ujednoczenia handlu w celu koordynacji transakcji pomiędzy kupującymi i sprzedającymi. I tak, większość transakcji długoterminowych odbywa się za pośrednictwem umów dwustronnych. Niemniej jednak handel za pośrednictwem instrumentów finansowych (np. kontraktów terminowych) przysporzyć może pewnych potencjalnych korzyści, związanych z poprawą efektywności.

Pełnia korzyści, wynikająca z tytułu zastosowania rozwiązań takich jak giełdy czy pool-e, będzie miała miejsce tylko wtedy, gdy handlowcy w przedsiębiorstwach uwierzą, że handel tego typu przyniesie skutek w postaci lepszych cen niż te, które mogli oni osiągnąć w drodze zawierania umów dwustronnych. W dodatku standardowy produkt⁹⁷⁾ musi wystarczająco dobrze zaspokajać potrzeby popytowe zgłaszane przez konkretnych uczestników. W tabeli 3.3 dokonano porównania pewnych cech charakteryzujących handel energią elektryczną za pośrednictwem giełd energii i umów dwustronnych.

Tabela 3.3. Porównanie niektórych cech rynków typu giełdowego i pozagiełdowego (OTC)

Jednolity rynek (giełdowy)	OTC
Handel odbywa się anonimowo	Negocjacje dwustronne
Standardowe produkty	Produkty „na miarę”
Niskie ryzyko odmowy zapłaty	Potencjalnie wysokie ryzyko odmowy zapłaty
Wyższe koszty transakcji	Niższe koszty transakcji
Przejrzyste ceny	Nieprzejrzyste ceny

Źródło: EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001.

W budowie hurtowych rynków energii ogromną rolę odgrywa kształt systemu bilansującego. Jeżeli uczestnicy spodziewają się być silnie karani za brak równowagi (niezbilansowanie) pomiędzy ich kontraktami a fizyczną wielkością odbioru, to bardziej skłonni będą uczestniczyć w krótkoterminowym parkiecie giełdy energii jako efektywnym sposobie redukcji ryzyka na jakie się narażają.

Zauważyć warto, że (w krótkiej perspektywie) mniej istotne wydaje się pytanie o to, czy giełda energii ma być tworzona, od pytania o obszar geograficzny, na jakim będzie ona działała oraz o to, czy w zasięgu danego obszaru handlowego może funkcjonować więcej niż jedna giełda.

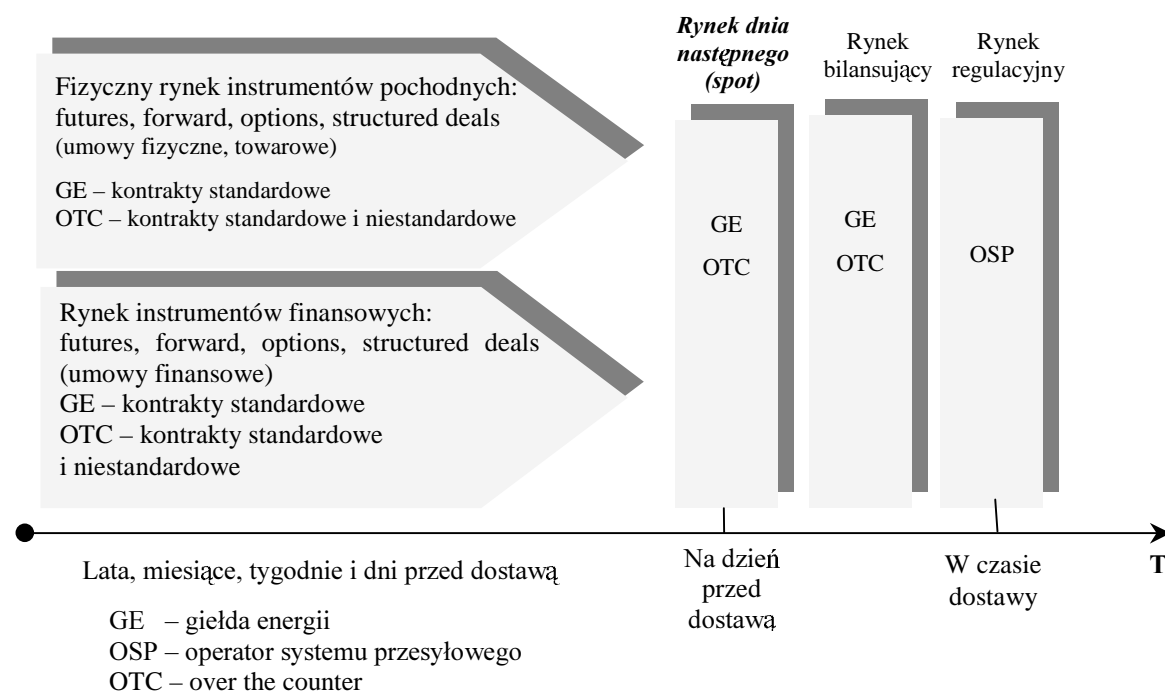
W dłuższym okresie korzyści wynikające z ujednoczonych form handlu zależne są od istniejącego poziomu obrotu oraz płynności rynku – korzyści ze standaryzacji⁹⁸⁾ rosną w miarę rozwoju rynku. Im więcej transakcji dokonywanych będzie na zorganizowanym rynku, tym ceny pojawiające się na nim w większym stopniu odzwierciedlać będą zasadnicze warunki podaży i popytu. Jeżeli przejrzystość cen osiągnie pewien pułap, rynek powinien utworzyć swój własny rytm funkcjonowania, z handlowcami zwiększającymi swoje obroty celem wy-

⁹⁷ Standardowy produkt – tzn. produkt o określonej wielkości i cenie, określonych parametrach technicznych oraz sposobie i terminie dostarczenia – jednakowych dla wszystkich kupujących. Produkt taki nie uwzględnia specyficznych, indywidualnych potrzeb.

⁹⁸ Standaryzacja – używanie produktów standardowych zamiast „szytych na miarę”.

korzystania przejrzystości cenowej, poprawiając tym samym sygnały cenowe na rynku. Rysunek 3.3 obrazuje strukturę handlu energią elektryczną.

Rysunek 3.3. Struktura handlu energią elektryczną w Europie



Źródło: *Regulatory aspects of electricity trading in Europe*, Eurelectric, Brussels 2003.

Stan rynków hurtowych w poszczególnych krajach pokazuje, że w ostatnich kilku latach na europejskich hurtowych rynkach energii nastąpił wzrost liczby giełd. Tabela 3.4 charakteryzuje rynki energii elektrycznej w państwach UE, w tym funkcjonujące na tych rynkach giełdy energii elektrycznej. Informacje w niej zamieszczone prezentują pokrótce podstawowe produkty oferowane zarówno przez giełdy jak i te dostępne na rynku umów dwustronnych. Uczestnictwo w handlu prowadzonym na giełdach energii jest dobrowolne.

Tabela 3.4. Rodzaje produktów występujące na europejskich hurtowych rynkach energii elektrycznej

Austria	
Giełdy energii	EXAA; Energy Exchange in Graz
Produkty oferowane przez giełdę	– rynek dostaw fizycznych energii elektrycznej spot (sprzedawanej w godzinowych blokach) – planowane otwarcie rynku produktów terminowych futures
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	– wszystkie rodzaje kontraktów fizycznych i finansowych (np. szczytowe, podstawowe, godzinowe, dnia następnego, tygodniowe, miesięczne, kwartalne, roczne) – istnieje także bilansujący rynek energii
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Tak
Dania	
Giełdy energii	Nord Pool; obszar cenowy Aarhus (DK1) i obszar cenowy Kopenhaga (DK2)
Produkty oferowane przez giełdę	– rynek dostaw fizycznych spot: aukcja dzienna dla 24 osobnych godzin – rynek dostaw terminowych forward: cena systemowa forward i futures, opcje, kontrakty na różnice (pomiędzy obszarami cenowymi a ceną systemową)

Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<ul style="list-style-type: none"> – forward na dostawy fizyczne – forward finansowe – kontrakty na różnice – przedsiębiorstwa obrotu oferują również kontrakty na dostawy fizyczne z elementami opcji dla odbiorców końcowych
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Tak, dla produktów Nord Pool-u
Finlandia	
Giełdy energii	Nord Pool
Produkty oferowane przez giełdę	<ul style="list-style-type: none"> – Elbas: kontrakty godzinowe – Elspot: godziny, następny dzień, dostawy fizyczne – rynki finansowe (Eltermin/Eloptions) dni, tygodnie, bloki, sezony, lata, 3 lata naprzód – kontrakty na różnice
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	Dostępne są te same produkty co na giełdzie, jak również kontrakty na wiele dłuższe okresy oraz dużo różnych typów kontraktów finansowych i fizycznych
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Tak, dla standardowych kontraktów
Francja	
Giełdy energii	Powernext
Produkty oferowane przez giełdę	Rynek spot: transakcje na każdą godzinę dnia następnego
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<ul style="list-style-type: none"> – transakcje na następny: dzień, tydzień, na 2 miesiące – transakcje na obciążenie podstawowe lub szczytowe
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Tak
Niemcy	
Giełdy energii	European Energy Exchange EEX AG w Lipsku; powstała w wyniku fuzji pomiędzy EEX Frankfurt i LPX Lipsk pomiędzy kwietniem i majem 2002 r.
Produkty oferowane przez giełdę	<p>Rynek finansowy futures:</p> <ul style="list-style-type: none"> – kontrakty typu base- i pickload z datą realizacji po siedmiu miesiącach, siedmiu kwartałach oraz trzech latach – futures z „automatycznym fizycznym wykonaniem” <p>Rynek dostaw fizycznych spot:</p> <ul style="list-style-type: none"> – kontrakty na zapotrzebowanie podstawowe i szczytowe w dniu następnym – godzinowe kontrakty na dzień następny – 8 „specjalnych” bloków (Poza Szczytem I, Poza Szczytem II, Noc, Poranek, Samo Południe, Popołudnie, Godzina Szczytu, Wieczór)
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<p>Wszystkie produkty jakimi handluje się na giełdzie:</p> <ul style="list-style-type: none"> – dnia następnego, miesiące, kwartały i lata zarówno na zapotrzebowanie w jego podstawie i szczycie – opcje, forward (terminowe), usystematyzowane produkty (negocjowane indywidualnie)
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Tak, jeśli produkty z rynku umów dwustronnych są takie same jak produkty typu futures na giełdzie energii Bank Clearingowy Hanower
Włochy	
Giełdy energii	Gestore Mercato Elettrico, GME
Produkty oferowane przez giełdę	<p>Rynek energii elektrycznej zawierał będzie pięć rynków krótkoterminowych ustalonych na bazie aukcji godzinowych:</p> <ul style="list-style-type: none"> – rynek dnia następnego – rynek dostosowawczy, korygujący (w obrębie dnia)

	<ul style="list-style-type: none"> – rynek zarządzania przeciążeniami – rynek rezerwowania mocy – rynek bilansujący
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<p>W oparciu o zapotrzebowanie podstawowe:</p> <ul style="list-style-type: none"> – F1 (zimowe godziny największego szczytu) – F2 (zimowe godziny szczytowe i letnie godziny największego szczytu) – F3 (letnie godziny szczytowe) – F4 (godziny pozaszczytowe)
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Brak
Holandia	
Giełdy energii	APX
Produkty oferowane przez giełdę	Dnia następnego i w ciągu dnia
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<ul style="list-style-type: none"> – całkowity zakres produktów fizycznych, od produktów w ciągu dnia transakcji aż do transakcji rocznych (zapotrzebowanie podstawowe, szczytowe i największego szczytu) na 2004 r. – osiągalne są także produkty finansowe oraz opcje
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Brak; niemniej jednak są plany rozwinięcia usług tego typu
Polska	
Giełdy energii	Giełda Energii SA
Produkty oferowane przez giełdę	<ul style="list-style-type: none"> – rynek dnia następnego i rynek spot – kontrakty terminowe na fizyczne dostawy
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	Zielona energia
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Brak
Hiszpania	
Giełdy energii	OMEL, Operador del Mercado Electrico
Produkty oferowane przez giełdę	<ul style="list-style-type: none"> – dnia następnego – w ciągu dnia (6 sesji) – usługi pomocnicze
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	Miesięczne, kwartalne, roczne i na rok następny dla zapotrzebowania podstawowego
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Brak
Szwecja	
Giełdy energii	Nord Pool
Produkty oferowane przez giełdę	<ul style="list-style-type: none"> – futures (dni, tygodnie, bloki (4 tygodniowe)) – forward (sezony, lata) – opcje (typu europejskiego) – kontrakty na różnice
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<ul style="list-style-type: none"> – takie same jak na giełdzie – opcje (typu azjatyckiego)
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	Tak

Wielka Brytania	
Giędy energii	<ul style="list-style-type: none"> - UKPX - APX - IPE (instytucja nie handlowa) - PowerEx - ICE (nowa platforma)
Produkty oferowane przez giędy	<ul style="list-style-type: none"> - półgodzinne kontrakty spot (w trakcie dnia i dnia następnego) - kontrakty na bloki 4 godzinne (w trakcie dnia i na tydzień naprzód) - kontrakty typu forward: tygodnie, miesiące, kwartały i sezony zarówno dla zapotrzebowania szczytowego jak i podstawowego - APX oferuje także produkty dostosowane do indywidualnych potrzeb odbiorców
Produkty oferowane na rynku umów dwustronnych OTC	<ul style="list-style-type: none"> - 4 godzinne bloki dla okresów od dnia następnego do tygodnia naprzód + kombinacje tych bloków dla godzin szczytowych, rozszerzonych szczytów, pozaszczytowych i nocnych - tygodniowe, miesięczne, kwartalne i sezonowe zarówno dla zapotrzebowania szczytowego jak i podstawowego - bardziej zindywidualizowane produkty mogą być negocjowane razem z opcjami
Clearing dla produktów z rynku umów dwustronnych	<ul style="list-style-type: none"> - Spectrum (mały wolumen) - ICE (mały wolumen)

Źródło: *Regulatory Aspects of Electricity Trading in Europe*, Eurelectric, Brussels, February 2003.

Rozwój hurtowych rynków energii elektrycznej został ułatwiony wraz z wprowadzeniem kontraktów (w standardowej formie) i ich pochodnych. Wdrożenie standardowych kontraktów pozwala rozwijać się jednorodnemu rynkowi, co dodatkowo ułatwia handel energią elektryczną jako towarem. Kontrakty, którymi można obracać, mogą zmieniać się od fizycznych do finansowych. Rynek typu spot i dnia następnego dostarczają cenę odniesienia (referencyjną) na potrzeby kontraktów dwustronnych i OTC (poza giełdowych) jak również na użytek handlu na rynkach finansowych. Podkreślić trzeba, że jakość cen referencyjnych zależy od płynności rynków, na których są używane: ich jakość rośnie wraz ze wzrostem płynności.

Pochodne (jak i transakcje terminowe) są narzędziami zaprojektowanymi po to, by umożliwić uczestnikom rynku zrównoważenie fluktuacji cenowych. Mogą rozwijać się tylko wtedy, kiedy rynek spot z ceną referencyjną zostanie wdrożony z powodzeniem, jako że handel nimi odbywa się na bazie kontraktów dnia następnego. Zatem istnienie handlu pochodnymi (kontraktów) sugeruje, że na rynku występuje zaufanie do przedstawianych cen oraz do samego jego funkcjonowania.

Płynność rynków giełdowych zależy od liczby uczestników oraz od wolumenu obrotu. Duża liczba uczestników jest warunkiem koniecznym, lecz niewystarczającym do tego, by uniknąć manipulowania rynkiem. Liczba uczestników zależy od kilku czynników włączając poziom liberalizacji i ujawnianie/publikowanie informacji na rynku. Ogólną liczbę uczestników na europejskich rynkach hurtowych przedstawia tabela 3.5.

Tabela 3.5. Liczba podmiotów uczestniczących w giełdach energii

Giełda	Liczba uczestników		Liczba uczestników w kraju z mocami wytwórczymi
APX	Rynek spot	32	11
	Rynek bilansujący	16	
EEX	Ogółem	111	b.d.
	Rynek spot	97	
	Rynek terminowy (finansowy)	44	
Nord Pool	Ogółem	277	b.d.
OMEL	Ogółem	41	5

	Z czego		
	- Wytwórcy	5	
	- Spółki obrotu	7	
	- Firmy dystrybucyjne	8	
	- Firmy komercyjne	12	
	- Uprawnieni odbiorcy	2	
	- Kupcy zewnętrzni	7	
UKPX		40	27
GE SA	Rynek Dnia Następnego	41	b.d.
	Terminowy Rynek Finansowy (13 uczestniczy także w RDN)	14	
	Razem	42	

Źródło: EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001, www.polpx.pl oraz www.lpx.de.

Z powyższej tabeli wynika, że tylko Nord Pool oraz EEX skupiają większą ilość uczestników, a pamiętać trzeba, że liczba podmiotów uczestniczących w handlu wpływa na płynność giełd energii.

Dodatkowym aspektem świadczącym o wielkości segmentu giełdowego jest liczba podmiotów, które handlując energią posiadają jednocześnie własne moce wytwórcze. Z jednej strony posiadanie mocy wytwórczych postrzegane jest jako warunek do aktywnego uczestnictwa w handlu, z drugiej zaś strony hamuje ono wielkość udziału w tymże handlu niezależnym dostawcom oraz firmom zajmującym się wyłącznie obrotem.

Poza wymienioną powyżej ilością uczestników, na płynność giełdy energii wpływa także *wolumen sprzedaży*, choć i on do pewnego stopnia zależny jest od ilości uczestników. Powiedzieć można, że gros całego obrotu na rynkach giełdowych koncentruje się (jak dotąd) na rynku dostaw fizycznych, tj. sumie obrotów na rynku dnia następnego i rynku bilansującym. Do giełd energii, na których handluje się znaczącymi ilościami energii elektrycznej należą:

- do końca marca 2001 r. brytyjski (obowiązkowy) pool,
- hiszpański OMEL,
- skandynawski Nord Pool.

Generalnie, wolumen obrotu na rynkach giełdowych jest ciągle mały, niemniej jednak ma on tendencję wzrostową.

Ciągle jeszcze większość transakcji długoterminowych na europejskim rynku energii odbywa się poprzez umowy dwustronne. Zatem same giełdy energii i to co się na nich dzieje nie odzwierciedlają w całości kształtu europejskiego rynku energii elektrycznej.

Handel na rynkach poza giełdowych charakteryzuje się m.in.: dwustronnymi rozmowami handlowymi, produktami dopasowanymi do indywidualnych potrzeb, stosunkowo wysokim ryzykiem nie wywiązania się z kontraktów, niższymi kosztami transakcji niż w przypadku giełd oraz nieprzejrzystymi *over the counter* cenami.

Obrót kontraktami OTC (poza giełdowymi) jest różny w różnych krajach i kreuje inne ceny dla rynków krótko- i długoterminowych. Teoretycznie ceny z rynku spot giełd energii i ceny z transakcji pozagiełdowych winny być zbliżone z powodu ich substytucyjności.

Na pozagiełdowym rynku hurtowym transakcje zawierane są bezpośrednio między kontrahentami, w związku z tym brakuje wyczerpujących informacji na temat kontraktów (są one bowiem poufne). Brakuje oficjalnych źródeł danych nt. kontraktów krótko- i długoterminowych a baza danych dotyczących cen tworzona jest z zachowaniem zasady pełnej dobrowolności ich zgłaszania. Ceny energii elektrycznej na rynkach pozagiełdowych (*over the counter*) publikowane są m.in. przez Platts⁹⁹.

⁹⁹ Więcej informacji na www.platts.com.

Detaliczny rynek energii elektrycznej

Rynek detaliczny jest tą częścią rynku energii elektrycznej, w której dostawcy energii oferują odbiorcom jej dostawę. Elementy, którymi dostawcy konkurują między sobą o klienta to cena i warunki dostawy. Istotnym czynnikiem wpływającym na ten segment rynku jest dostęp do sieci. Rynek winien przekazywać bodźce skłaniające do wyboru najlepszej lokalizacji w sieci, czym wskazywałyby miejsca pod nowe inwestycje. Tak więc wszyscy uczestnicy rynku muszą mieć równoprawny dostęp do sieci przesyłowych i rozdzielczych.

Powiedzieć można, że struktura rynku dostaw detalicznych oraz jego konkurencyjność jest do pewnego stopnia pochodną dwóch czynników: po pierwsze, poziomu konkurencji na rynku hurtowym, po drugie, historycznej struktury w odniesieniu do liczby przedsiębiorstw dystrybucyjnych, która będzie miała wpływ na liczbę dostawców.

Zamieszczona poniżej tabela przedstawia strukturę rynku dostaw detalicznych w państwach członkowskich UE oraz aktywność odbiorców w kontekście zmiany dostawy bądź renegotjowania umów ze starym dostawcą (lokalnym monopolistą) od czasu otwarcia rynku.

Tabela 3.6. Charakterystyka rynku dostaw detalicznych

Kraj	Liczba koncesjonowanych dostawców	Liczba dostawców niezależnych od OSD	Liczba z udziałem w rynku > 5% (za 2000 r.) ¹⁾	Udział największych dostawców ² (za 2000 r.) (liczba przedsiębiorstw)	Duży odbiorcy przemysłowi ³		Mali biznesowi /domowi		Szacunkowa wielkość zmian ogółem (TWh)
					Zmiana dostawcy	Zmiana lub renegotjacja	Zmiana dostawcy	Zmiana lub renegotjacja	
Austria	40	6	7	67% (7)	20-30%	b.d.	5-10%	b.d.	8
Belgia	16	16	3	53% (3)	2-5%	30-50%	nieuprawnieni		2
Dania	70	6	3	38% (3)	> 50% ¹⁾	> 80%	nieuprawnieni		5
Finlandia	80	9	3	33% (3)	b.d.	> 50%	5-10%	10-20%	24
Francja	225	41	1	90% (1)	10-20%	b.d.	nieuprawnieni		20
Niemcy	1 200	200	3	50% (3)	20-30%	> 50%	5-10%	10-20%	74
Grecja	7	6	1	100% (1)	0%	0%	nieuprawnieni		0
Irlandia	19	18	1	90% (1)	10-20%	b.d.	nieuprawnieni		1
Włochy	170	135	2	72% (2)	> 50%	100%	nieuprawnieni		71
Luksemburg	2	0	2	100% (2)	10-20%	> 50%	nieuprawnieni		1
Holandia	33	15	7	48% (3)	20-30%	100%	nieuprawnieni		10
Portugalia	11	10	1	99% (1)	5-10%	b.d.	nieuprawnieni		1
Hiszpania	149	b.d.	4	94% (3)	10-20%	> 50%	nieuprawnieni		13
Szwecja	120	20	3	47% (3)	b.d.	100%	10-20%	> 50%	39
Wielka Brytania	59	59	8	42% (3)	> 50%	100%	30-50%	b.d.	140
Polska	289	255	4	nie objęte badaniem	2-5%	b.d.	nieuprawnieni ⁴⁾		nie objęte badaniem

Źródło: Commission Staff Working Paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels 7.04.2003.

- 1) dane za 2001 r. sugerują wzrost w Danii do 6, Finlandii i Włoszech do 4 i w UK do 10 dostawców z 5% udziałem,
- 2) obejmuje zarówno rynki odbiorców uprawnionych jak i nieuprawnionych,
- 3) próg, od którego odbiorcy energii stają się odbiorcami uprawnionymi, jest różny w poszczególnych państwach członkowskich,

- 4) odbiorcy, którzy w 2003 r. zużyli ≥ 1 GWh staną się odbiorcami uprawnionymi 1 stycznia 2004 r., reszta po 1 stycznia 2006 r.

Informacje zawarte w tabeli 3.6 wskazują na dysproporcję w ilości zmienionych dostawców bądź renegotjowanych umów pomiędzy odbiorcami z grupy dużych odbiorców przemysłowych a odbiorcami z grupy małych odbiorców zarówno biznesowych jak i domowych. Rozbieżność ta spowodowana jest tym, że krajowe rynki energii elektrycznej ciągle jeszcze nie są otwarte na konkurencję w tej części rynku energii.

Ogólnie ujmując, poziom aktywności odbiorców podniósł się w ostatnim okresie. Wielka Brytania, kraj o stosunkowo długiej historii konkurencji, przoduje w ilości zmienionych dostawców. W innych państwach członkowskich dokonał się znaczny postęp w obszarze dużych odbiorców, którzy bądź to zmienili dostawcę, bądź przynajmniej renegotjowali umowę z dotychczasowym dostawcą. Pamiętać jednak należy o tym, że renegotjowane ceny dla dużych odbiorców mogą być rezultatem subsydiowania skrośnego ze strony nie uwolnionej części rynku.

Techniczne uwarunkowania handlu energią

Odpowiedni poziom rozwoju technicznego systemów elektroenergetycznych warunkuje postęp rozwoju konkurencyjności europejskiego rynku energii elektrycznej. Opisując techniczne uwarunkowania tych rynków nie można pominąć wpływu ich rozwoju i technologicznego zaawansowania na postępy w liberalizacji europejskiego konkurencyjnego rynku energii. Trudno bowiem wyobrazić sobie możliwość handlu transgranicznego na szeroką skalę bez odpowiedniego stopnia rozwoju infrastruktury technicznej. Ta część rozdziału dostarcza więc informacji na temat możliwości rozwoju konkurencyjnego wspólnego rynku energii elektrycznej z punktu widzenia stopnia rozwoju, alokacji oraz stopnia i sposobu wykorzystania infrastruktury energetycznej.

Niezwykle ważnymi czynnikami technicznymi wpływającymi na to, czy handel energią na poziomie europejskim będzie możliwy czy też nie, są: moc połączeń międzysystemowych oraz problematyka związana z zarządzaniem przeciążeniami tychże połączeń.

Komisja Europejska opublikowała „Komunikat w sprawie europejskiej infrastruktury energetycznej” w grudniu 2001 r. Stworzenie funkcjonującego, w pełni jednolitego rynku energii elektrycznej zależy w dużym stopniu od zwiększenia przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi oraz od ich lepszego użytkowania. Powiedzieć można, że sytuacja w sektorze elektroenergetycznym jest pod omawianym względem daleka od potrzeb. Zauważyć bowiem należy, że w 2002 r. fizyczna wymiana międzysystemowa wyniosła w krajach UE jedynie ok. 9% konsumpcji energii elektrycznej ogółem. Taki poziom wymiany uznać trzeba za odległy od prawdziwego konkurencyjnego wspólnego rynku¹⁰⁰. Potencjał importowy połączeń międzysystemowych państw UE przedstawia poniższa tabela.

¹⁰⁰ Więcej informacji w: Commission Staff Working Paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels, 7.04.2003 oraz materiały z Forum Florenckiego.

Tabela 3.7. Potencjał importowy połączeń międzysystemowych

Kraj	Moce wytwórcze zainstalowane (GW)	Moce importowe połączeń międzysystemowych (GW)	Moce importowe jako % mocy zainstalowanych (konkurencyjny potencjał importu)
Austria	18,2	3,9	21%
Belgia	15,7	3,9	25%
Dania	12,7	3,7	29%
Finlandia	16,2	3,0	19%
Francja	115,4	13,6	12%
Niemcy	118,3	11,1	9%
Grecja	10,3	1,1	11%
Irlandia	4,8	0,2	5%
Włochy	71,3	6,1	8%
Luksemburg	1,2	1,2	100%
Holandia	21,0	4,5	21%
Portugalia	10,7	0,9	8%
Hiszpania	52,6	2,1	4%
Szwecja	32,7	6,7	21%
Wielka Brytania	78,9	2,1	3%
UE Razem	580,0	64,1	11%
Polska	34,6	2,7	8%

Źródło: Commission Staff Working Paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels, 7.04.2003.

Dane zawarte w tabeli 3.7 wskazują na znaczną dysproporcję pomiędzy mocami importowymi połączeń poszczególnych państw. Przykładowo Włochy, które importują duże ilości energii elektrycznej dysponują zaledwie 8-procentowym potencjałem mocy połączeń międzysystemowych. Taka moc połączeń systemu włoskiego z systemami państw sąsiednich okazała się być niewystarczającą w obliczu awarii szwajcarskich sieci przesyłowych. Linie włoskie nie poradziły sobie z gwałtownym wzrostem obciążenia, co doprowadziło do największej awarii krajowego systemu energetycznego w tym kraju. Do państw o największych mocach importowych połączeń międzysystemowych należą: Luksemburg, Dania, Belgia, Austria, Holandia i Szwecja. Niemniej jednak średnia moc importowa połączeń międzysystemowych UE, jako procent mocy zainstalowanych wynosi ok. 11%. Taki zaś stan rzeczy stwarza niebezpieczeństwo powtórzenia się awarii podobnej do tej, jaka miała miejsce 28 września 2003 r. we Włoszech. Warto przy tym dodać, że rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej hamowany może być przez wydłużające się procedury autoryzacyjne związane z budową nowych połączeń o napięciu 380 kV. Pewien wpływ na tempo rozwoju rynku konkurencyjnego mają też ograniczenia wynikające z wysokich kosztów urządzeń pomiarowych i rozliczeniowych, których instalacja jest niezbędna do aktywnego uczestniczenia w handlu na zliberalizowanym rynku energii.

Komisja Europejska zaproponowała szereg działań, które są niezbędne w celu poprawy stanu infrastruktury energetycznej w UE. Podzielono je na grupy w przedstawionych poniżej obszarach:

1. *Zapewnienie stabilności regulacyjnej i korzystnego traktowania inwestycji w nową infrastrukturę, ustalając tym samym cel dla wszystkich państw członkowskich, aby moc połączeń międzysystemowych osiągnęła co najmniej 10% mocy zainstalowanych ich źródeł wytwórczych.*
2. *Poprawa wykorzystania istniejącej infrastruktury poprzez inne „działania strukturalne”, np. poprawę koordynacji działań pomiędzy OSP.*

3. *Przeorientowanie pomocy finansowej Wspólnoty w stronę priorytetowych projektów poprzez zaproponowaną zmianę „Wytycznych w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych” (TEN-Energy Guidelines)¹⁰¹ i podniesienie pułapu możliwego współfinansowania przez UE z 10% do 20% całkowitych kosztów Priorytetowych Projektów.*
4. *Zapewnienie świadomości/wiedzy politycznej i zaangażowania na poziomie wspólnotowym i narodowym.*
5. *Istnienie wystarczających zdolności przesyłowych gazu pomiędzy obszarem UE a państwami go wydobywającymi.*

Rada Europejska uzgodniła (Barcelona, marzec 2002 r.) także cel: osiągnięcie do 2005 r. 10-procentowej mocy elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych przez państwa członkowskie. Przynaglała ona także do przyjęcia do końca 2002 r. zaproponowanej zmiany „Wytycznych ...” i towarzyszących zasad finansowania transeuropejskich sieci energetycznych. Następnie Rada ds. Energii i Przemysłu (Energy and Industry Council) osiągnęła polityczne porozumienie w sprawie zmiany „Wytycznych ...”, która to zmiana czeka na opinię Parlamentu Europejskiego. Jednak zatwierdzenie przez Radę ds. Energii i Przemysłu sugerowanego wzrostu (do 20%) maksymalnego pułapu współfinansowania kosztów wdrażania projektów ciągle nie jest faktem.

Efekty liberalizacji rynków

W wyniku liberalizacji rynków energii elektrycznej nastąpiły zmiany cen energii, pojawili się nowi uczestnicy rynku oraz nastąpiła (w różnych państwach, w różnym stopniu) zmiana dotychczasowych dostawców bądź renegotjacja umów.

Ustanowienie efektywnych cen energii jest jednym z głównych celów liberalizacji, tak więc ewolucja cen hurtowych w poszczególnych krajach jest ważnym wskaźnikiem w procesie analizowania osiągnięć reform rynkowych.

Ceny z rynku dnia następnego cechuje to, że przekazują informacje nt. cen energii elektrycznej, która dostarczona zostanie w krótkim odstępie czasu. Innymi słowy odzwierciedlają one krótkoterminową charakterystykę rynku, natomiast ich przydatność do oceny rozwoju długoterminowego jest ograniczona.

Wskaźnik średniej ceny miesięcznej nie odzwierciedla zmienności cen tj. różnicy pomiędzy cenami w okresach szczytowych, podstawowych, poza szczytowych. Zagadnienia strukturalne takie jak charakterystyki techniczne mocy wytwórczych, nieelastyczność popytu lub dotyczące siły rynkowej, zwiększają zmienność cen dnia następnego i spot. Siła rynkowa posiadana przez wytwórców energii elektrycznej jest na ogół problemem w czasie okresu obciążenia szczytowego, czego rezultatem jest krótkookresowy wzrost cen (ponad poziom konkurencyjny). Natomiast ceny miesięczne przedstawiane w ujęciu średnim, minimalnym i maksymalnym obrazują ruchy cenowe poprzez odzwierciedlanie wahan cen (w różnych ujęciach) w ciągu miesiąca.

W celu zilustrowania cen na rynkach giełdowych, przedstawiono ceny spot na wybranych europejskich giełdach energii w dwóch konkretnych dniach dostawy.

¹⁰¹ Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the implementation of the guidelines for Trans-European Energy Networks in the period 1996-2001, Brussels 20.12.2001.

Tabela 3.8. Ceny spot energii elektrycznej na giełdach w Europie

Giełda	Średnia cena (€/MWh) (dostawa 20.05.2003 r.)	Średnia cena (€/MWh) (dostawa 10.06.2003 r.)
APX	33,33	69,28
Nord Pool	29,00	26,67
EEX	26,91	29,45
GE SA	27,37	26,55
Morcado Espanol de Electricidad	25,63	39,23

Źródło: *Prezentacja założeń makroekonomicznych*, opracowanie wykonane przez PriceWaterhouseCoopers dla Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, czerwiec 2003 r.

Wolumen obrotów na giełdach energii nie ma charakteru dominującego, w związku z tym ceny z tych rynków nie odzwierciedlają w pełni cen na rynkach hurtowych. Aby mieć pełniejszy obraz cen energii na rynkach hurtowych należy przedstawić także ceny występujące na *over the counter market*/pozagiełdowym hurtowym rynku energii elektrycznej. Tabela 3.9 pokazuje przedziały cenowe, z lat poprzednich, z rynku spot na OTC (otrzymane z Platts).

Tabela 3.9. Średnie półroczne ceny w okresie obciążenia podstawowego na rynkach poza giełdowych (€/kWh)

Kraj	1999 r.		2000 r.		2001 r.	
	Styczeń	Lipiec	Styczeń	Lipiec	Styczeń	Lipiec
Austria						
– Podstawa	–	–	–	17,29	25,25	22,45
– Szczyt	–	–	–	20,39	30,55	31,27
Francja						
– Podstawa	–	–	–	–	–	19,19
– Szczyt	–	–	–	–	–	–
Niemcy						
– Podstawa	–	–	20,24	15,05	21,41	19,12
– Szczyt	–	–	24,26	20,13	30,08	30,39
Holandia						
– Podstawa	–	–	127,60	41,24	32,41	23,89
– Szczyt	–	–	173,27	49,71	43,44	29,85
Hiszpania						
– Podstawa	–	–	–	27,90	22,48	34,12
– Szczyt	–	–	–	34,53	31,66	39,39
Szwajcaria						
– Podstawa	–	12,95	21,01	17,26	25,50	21,71
– Szczyt	–	15,33	24,31	22,37	30,86	29,97
Wielka Brytania						
– Podstawa	–	–	–	–	–	28,77
– Szczyt	–	–	–	–	–	36,42

Źródło: EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001.

Niemniej jednak, z punktu widzenia odbiorcy finalnego, najbardziej interesują go ceny detaliczne. Dane zamieszczone w tabeli 3.10 przedstawiają ceny energii elektrycznej na rynkach detalicznych dla dużych odbiorców przemysłowych. Dane prezentowane są w okresie od stycznia 1997 r. do lipca 2002 r.

Tabela 3.10. Detaliczne ceny energii elektrycznej (ceny bieżące, bez podatków) dla dużego przemysłu (kategoria Eurostatu Ig, zużycie 24 000 MWh/rok) (EUR/MWh)

Kraj	01'97	07'97	01'98	07'98	01'99	07'99	01'00	07'00	01'01	07'01	01'02	07'02		% zm od 01'99	% zm od 01'01
Włochy	59	58	60	54	53	54	60	69	79	71	71	74	IT	40	-6
Irlandia	56	57	53	53	53	53	53	53	53	53	65	65	IR	23	23
Belgia	58	58	56	57	55	55	55	58	57	59	58	58	BE	5	2
Portugalia	61	60	58	58	53	53	53	53	53	53	56	56	PT	6	6
Niemcy	68	66	66	65	63	63	50	52	53	53	53	52	DE	-17	-2
Austria	66	65	63	63	60	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	AT	b.d.	b.d.
Grecja	49	49	49	47	49	49	48	47	48	50	50	50	GR	2	4
Francja	55	51	52	50	50	49	49	47	48	48	49	49	FR	-2	2
UE	52	50	50	49	48	47	47	47	47	47	48	48	EU	0	2
Hiszpania	59	58	52	52	53	53	54	54	49	49	47	47	ES	-11	-4
Wielka Brytania	60	50	54	51	59	49	54	54	51	48	47	46	UK	-22	-10
Holandia	48	47	47	48	48	49	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	NL	b.d.	b.d.
Dania	43	42	47	45	44	43	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	DK	b.d.	b.d.
Luksemburg	49	48	46	46	47	47	45	43	38	38	39	38	LX	-19	0
Finlandia	37	36	36	37	35	34	34	34	33	34	36	37	FI	6	12
Szwecja	37	35	33	30	28	28	28	30	24	31	26	26	SW	-7	8

Źródło: Commission Staff Working Paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels 7.04.2003.

Nawiązując do naturalnego zainteresowania odbiorców cenami detalicznymi energii elektrycznej można stwierdzić, że dane przedstawione w tabeli 3.10 nie przesądzają jednoznacznie o istnieniu ścisłej zależności pomiędzy liberalizacją rynku a spadkiem cen energii elektrycznej. W ujęciu globalnym ceny energii elektrycznej w UE dla dużych odbiorców przemysłowych nie zmalały w okresie od stycznia 1999 r. do lipca 2002 r., natomiast w okresie od stycznia 2001 r. do lipca 2002 r. osiągnęły lekki wzrost. Największe spadki cen energii elektrycznej w tej grupie odbiorców nastąpiły w Wielkiej Brytanii, Niemczech, Luksemburgu i Hiszpanii. W innych państwach spadki cen były mniejsze bądź w ogóle nie nastąpiły, a były i takie, w których ceny energii nawet wzrosły. Poza tym, nawet w tych państwach, w których ceny obniżyły się w ostatnim okresie, mamy do czynienia z zahamowaniem dynamiki spadku cen. Niekiedy zauważalne jest nawet pewne „odbicie do góry” cen energii elektrycznej.

W opracowaniu nie zamieszczono tabeli z cenami dla odbiorców energii elektrycznej z grupy małego przemysłu (kategoria Eurostatu Ib, zużycie 50 MWh/rok). Niemniej jednak warto jest skomentować ich poziom oraz zmiany, jakie miały miejsce w okresie uwzględnionym w tabelach. Poziom cen energii dla odbiorców z tej grupy bliższy jest raczej poziomowi cen dla odbiorców z grupy gospodarstw domowych niż grupy dużych przedsiębiorstw. Czynnikiem wyróżniającym tę grupę odbiorców jest stosunkowo duży spadek cen energii elektrycznej w ujęciu całej Unii Europejskiej w okresie od stycznia 1999 r. do lipca 2002 r. Tym niemniej w okresie od stycznia 2001 r. do lipca 2002 r. widoczne jest gwałtowne zahamowanie tej tendencji. Największe spadki cen energii elektrycznej w tej grupie odbiorców miały miejsce w Szwecji, Austrii, Wielkiej Brytanii i Danii. Przy założeniu, że spadek cen energii elektrycznej jest konsekwencją liberalizacji rynku, wynika, że odbiorcy z tej grupy są jej największymi beneficjentami.

Tabela 3.11 przedstawia ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Tej grupie odbiorców, liberalizacja rynku energii rozpatrywana globalnie dla UE, nie przyniosła widocznego spadku cen. Niewielki spadek cen nastąpił dopiero w okresie od stycznia 2001 r. do lipca 2002 r. Tak samo jak miało to miejsce w ww. grupach odbiorców, zmiany cen dla gospodarstw domowych są różne w różnych krajach.

Tabela 3.11. *Detaliczne ceny energii elektrycznej (ceny bieżące, bez podatków) dla gospodarstw domowych (kategoria Eurostatu Dc, zużycie 3,5 MWh/rok) (EUR/MWh)*

Kraj	01'97	07'97	01'98	07'98	01'99	07'99	01'00	07'00	01'01	07'01	01'02	07'02		% zm od 01'99	% zm od 01'01
Włochy	167	165	168	158	157	158	150	160	157	146	139	142	IT	-10	-10
Niemcy	127	125	126	126	128	129	119	120	122	123	126	125	DE	-2	2
Portugalia	128	125	125	125	120	120	119	119	120	120	122	122	PT	2	2
Luksemburg	107	105	106	106	108	107	106	105	112	114	115	115	LX	6	3
Belgia	119	119	119	120	118	118	117	117	118	118	114	111	BE	-6	-6
Holandia	88	87	87	87	88	82	94	108	98	89	91	98	NL	11	0
UE	99	96	98	96	95	94	93	94	97	95	96	95	EU	0	-2
Wielka Brytania	108	107	105	103	102	101	99	97	96	97	97	95	UK	-7	-1
Francja	101	95	96	94	95	93	93	91	91	91	92	92	FR	-3	1
Irlandia	82	85	80	80	80	80	80	80	80	80	88	88	IR	10	10
Hiszpania	105	103	95	95	93	91	90	90	86	86	86	86	ES	-8	0
Dania	64	63	67	67	68	68	72	72	78	82	87	84	DK	24	8
Austria	98	97	97	97	98	98	95	95	95	95	93	77	AT	-21	-19
Finlandia	73	72	71	71	66	65	65	64	64	67	70	70	FI	6	9
Szwecja	68	67	67	70	65	62	64	65	63	68	70	69	SW	6	10
Grecja	62	61	63	60	62	62	56	55	57	58	58	58	GR	-6	2

Źródło: Commission Staff Working Paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels 7.04.2003.

Tabela 3.12 charakteryzuje poziomy cen energii elektrycznej na lipiec 2002 r. dla różnych grup odbiorców. Kraje członkowskie pogrupowano w zależności od tego czy ceny są niskie, średnie czy wysokie w odniesieniu do ceny średniej w UE oraz czy ceny wzrosły (> 5%), są stabilne (\pm 5%) bądź zmniejszyły się (< 5%) od momentu wejścia w życie Dyrektywy 96/92/EC.

Tabela 3.12. *Poziomy cen energii elektrycznej: stan na lipiec 2002*

	Wiele odbiorcy		
Trend od 01/1999	Niskie	Średnie	Wysokie
Spadkowy	S	L, UK, E	D
Staly	SF	F, NL, EL	
Wzrostowy		DK	IT, IRL, B, P

Austria: brak danych

Zmiany od 01/2002 zaznaczono podkreśleniem

Źródło: Commission Staff Working Paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels 7.04.2003.

	Mali biznesowi		
Trend od 01/1999	Niskie	Średnie	Wysokie
Spadkowy	S, UK	A, I	D, B, L
Staly	SF	P, E, F	IRL
Wzrostowy	DK	NL, EL	

	Domowi		
Trend od 01/1999	Niskie	Średnie	Wysokie
Spadkowy	EL, A	E, UK	D, I
Staly	S	F	B, P, L
Wzrostowy	DK, SF	IRL, NL	

Kolejnym efektem liberalizacji rynków energii elektrycznej jest ich **internacjonalizacja**. Udział zagranicznych podmiotów w giełdach energii i pool-ach energetycznych wskazuje na międzynarodowy charakter tych rynków, zwłaszcza na możliwość łatwego wejścia na nie. Tabela 3.13 przedstawia informacje nt. wskaźnika udziału inwestorów obcych w giełdach energii.

Tabela 3.13. Procentowy udział inwestorów obcych w giełdach energii

Giełda	Udział (%)
APX	69
EEX	38
LPX	52
Nord Pool	5
OMEL	43
UK Electricity Pool	10
UKPX	b.d.
GE SA	11

Źródło: EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001, oraz www.plopx.pl.

Udział zagranicznych inwestorów w giełdach energii świadczyć może o ich zainteresowaniu możliwościami wchodzenia na nie i zdobywania pozycji rynkowej na liberalizujących się europejskich rynkach energii elektrycznej. Stara struktura rynków energii elektrycznej, faworyzująca krajowe monopole, uniemożliwiała przenikanie zagranicznych podmiotów na rynki krajowe.

Innymi ważnymi parametrami liberalizacji rynków energii są te, które określają stopień ich otwarcia, przede wszystkim zaś procentowy udział odbiorców, którzy zmienili dotychczasowego dostawcę bądź renegecjovali z nim umowę. To zaś wskazuje, czy zasada TPA ma w danym kraju zastosowanie, czy też nie. Ponadto istotnym efektem liberalizacji jest liczba nowych dostawców, szczególnie dostawców niezależnych od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Informacje na temat ww. parametrów znajdują się w tabeli 3.6 w części poświęconej konkurencji na rynkach detalicznych.

Wśród efektów liberalizacji infrastruktury technicznej możemy zaobserwować postępujący proces poprawy stanu połączeń międzysystemowych. Państwa członkowskie, przedsiębiorstwa energetyczne działające na ich obszarze a w szczególności Komisja Europejska¹⁰²⁾ dostrzegają wagę jaką odgrywa stan połączeń międzysystemowych w procesie budowania wspólnego, wolnego rynku energii elektrycznej.

Informacje na temat potencjału importowego połączeń międzysystemowych zawiera tabela 3.7 w części poświęconej technicznym uwarunkowaniom handlu energią.

Wnioski

Nasuwa się wniosek, że dopiero pełne otwarcie rynku, przeprowadzone równoległe z odpowiednimi działaniami o strukturalnym charakterze w zakresie unbundlingu¹⁰³⁾ i regulacji, jest w stanie przynieść trwałe korzyści wszystkim grupom odbiorców. Bez pełnego i efektywnego otwarcia rynku, szczególnie mali odbiorcy nie będą w stanie czerpać korzyści z konkurencyjnych warunków i w konsekwencji będą pokrzywdzeni.

¹⁰²⁾ Więcej informacji na temat zaangażowania Komisji Europejskiej oraz jej stanowisko w sprawie połączeń międzysystemowych na: www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/infrastructure/index_en.htm.

¹⁰³⁾ Patrz rozdział 4.2.

Bez wątplenia widoczny jest postęp w liberalizacji rynków energii. Nastąpił ogólny wzrost całkowitego otwarcia rynku, poprawił się stopień unbundlingu operatorów sieciowych oraz przejrzystości regulacji. W większości państw członkowskich, a w szczególności w Austrii, Niemczech i Holandii, odnotowano wzrost aktywności konsumentów (w grupie odbiorców uprawnionych), zaś największe redukcje dla dużych odbiorców miały miejsce we Włoszech, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii (w okresie 2001-2002). Dla odbiorców domowych i małych firm znaczący spadek cen miał miejsce w Austrii. Niemniej jednak pewne problematyczne zagadnienia o dużym znaczeniu nie zostały rozwiązane a kluczowe problemy pozostały. Szczególny niepokój budzą kwestie związane z niedostatecznym ciągle jeszcze stopniem unbundlingu, utrzymującą się w niektórych krajach sytuacją dominacji narodowych monopolii na rynku bądź z brakiem infrastruktury pozwalającej na międzysystemową wymianę energii.

W miarę rozwoju rynku, obszar regulacji energetyki powinien coraz bardziej nasilać swoje działania w kierunku:

- wspierania płynności rynku,
- zapewnienia jego przejrzystości,
- usprawniania dostępu do sieci i mocy połączeń międzysystemowych,
- zachęcania do dobrego zarządzania oraz ograniczania niewłaściwych zachowań,
- unikania stwarzania barier biurokratycznych lub zniekształcania rynku.

Odnosząc się do obszaru technicznych uwarunkowań europejskiego rynku energii elektrycznej powiedzieć można, że państwa członkowskie dokonały ostatnio pewnego postępu w praktycznym osiągnięciu celu przedstawionego w części „**Techniczne uwarunkowania handlu energią**”. Stwierdzić można, że od jego osiągnięcia uzależnione jest, w praktyce, powstanie europejskiego jednolitego rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Albowiem trudno sobie wyobrazić, aby bez odpowiedniej alokacji mocy wytwórczych i połączeń międzysystemowych oraz ich odpowiedniej ilości i właściwego wykorzystania możliwy był handel energią w znaczącej ilości. Bez realizacji ww. celu trudno będzie osiągnąć stan, w którym krajowe monopole będą czuły presję ze strony konkurentów oferujących energię elektryczną wytworzoną na obszarze innych państw. Jak wynika z danych zamieszczonych w tabeli 3.7 problem niedoboru mocy połączeń międzysystemowych jest także problemem rodzącego się w Polsce konkurencyjnego rynku energii. W tym aspekcie rychłe przystąpienie Polski do UE może być szansą na pozyskanie dodatkowych środków na rozwój tychże połączeń, co może zdynamizować tworzenie konkurencyjnego rynku energii w naszym kraju.

3.3. Rynek gazu

Budowa jednolitego rynku gazu w Europie i wdrażanie mechanizmów efektywnej konkurencji, w oparciu o zapisy Dyrektywy 98/30/WE, zapoczątkowały stopniową ewolucję funkcjonowania krajowych rynków gazu w krajach 15-tki oraz pozwoliły już zaobserwować pierwsze wymierne efekty liberalizacji. Intencją wdrażania programu liberalizacji narodowych rynków gazu i stworzenia wspólnego modelu rynku gazu w Europie było m.in. zapewnienie konkurencji w obszarach rynku nie mających charakteru monopolu naturalnego, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego zjednoczonej Europy poprzez stworzenie warunków do utrzymywania niezawodności i rozwoju systemów gazowych, ochronę interesu odbiorców przy zachowaniu pewności dostaw gazu po bardziej konkurencyjnych cenach, zapewnienie ciągłości i większej efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw gazowniczych oraz możliwości rozbudowy infrastruktury gazowniczej, a także ograniczenia negatywnego oddziaływania gospodarki na środowisko naturalne.

Podobnie jak w sektorze elektroenergetycznym, model funkcjonowania rynku gazowego oparty był w przeszłości na zasadach pionowo zintegrowanego monopolu, a jego ewolucja przebiega w kierunku zmniejszenia udziału monopolu w całości rynku gazowego. W dotychczasowym modelu rynku podmiot zajmujący monopolistyczną pozycję realizował działalność we wszystkich ogniwach łańcucha dostaw gazu: wydobycia, przesyłania, dystrybucji, magazynowania i obrotu. Proces liberalizacji rynku i przechodzenia od formuły monopolistycznej do rynkowej, gdzie w obszarach nie posiadających cech monopolu naturalnego funkcjonować może wiele konkurujących ze sobą przedsiębiorstw, realizowany jest stopniowo. Choć rynki energii elektrycznej i gazu łączy ta sama specyfika odróżniająca je od pozostałych rynków towarowych, to dodatkową ostrożność w procesie budowania wspólnego europejskiego rynku gazu wymusza fakt, że (w przeciwieństwie do sektora energii elektrycznej) Unia Europejska nie jest samowystarczalna, a jej uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu będzie coraz większe.

Stan obecny sektora

Liberalizacja sektora gazowego, przynajmniej dekadę wcześniej, w Wielkiej Brytanii i Stanach Zjednoczonych przyniosła konsumentom w tych krajach niższe ceny i większy wybór. Stało się to głównie za sprawą konkurencji gazu z gazem, pojawienia się spółek obrotu, dostępu stron trzecich do sieci i do objętości magazynowych. Doświadczenia tych państw stały się, w pewnym stopniu, inspiracją do zapoczątkowania daleko idących reform sektora gazowego w krajach kontynentalnej Europy.

Wzrost zużycia gazu i jego udziału w zużyciu paliw ogółem w krajach Unii, spowodowany jest m.in. coraz większym zapotrzebowaniem na gaz sektora energetycznego, gdzie jest on coraz szerzej wykorzystywany jako paliwo w produkcji energii. Inne sektory, takie jak przemysł chemiczny i gospodarstwa domowe, są już spenetrowane przez gaz w całym dużym stopniu i dlatego wzrost popytu na gaz w tych sektorach powinien być bardziej umiarkowany. Dodatkowym specyficznym problemem krajów europejskich jest oligopolistyczna struktura handlu gazem, którą charakteryzuje silna koncentracja po stronie dostaw, jak również po stronie hurtowych odbiorców gazu. Wśród głównych dostawców gazu wymienić należy Sonatrach z Algierii, Statoil oraz zrzeszenie eksporterów gazu GFU z Norwegii, hollenderski Gasunie i rosyjski Gazprom. Z drugiej strony mamy do czynienia z oligopolem hurtowych nabywców w postaci ogromnych europejskich koncernów posiadających *de facto* niemal monopolistyczną pozycję na rynku hurtowych dostaw gazu w swoich krajach – Ruhrgas

w Niemczech, Distrigaz w Belgii, GdF we Francji, SNAM we Włoszech, Gasunie w Holandii, OMV w Austrii oraz Gas Natural/Enagas w Hiszpanii.

Ze względu na koncentrację dostaw spoza obszaru Unii Europejskiej, uzależnienie Unii od importu będzie rosnąć, gdyż dynamika wzrostu popytu na gaz wyprzedza możliwości przyrostu produkcji własnej. Złóża brytyjskie i holenderskie wystarczą jeszcze na kilkanaście lat, po których wydobycie dość radykalnie spadnie. Norwegia jest jedynym krajem europejskim o wzrostowym potencjale wydobycia, choć część zasobów położona jest na dalekiej północy i tym samym kosztowna w eksploatacji. Algieria i Rosja pozostaną głównymi kierunkami dostaw spoza Europy a udział ich dostaw do Europy osiągnie do 2020 r. odpowiednio 17% i 35% zapotrzebowania na gaz ziemny¹⁰⁴).

Obecnie uzależnienie Unii od importu wynosi około 40%, a do 2020 r. może osiągnąć 2/3 całego zużycia. Ze wzrostem zapotrzebowania na gaz i udziału gazu importowanego w całkowitej konsumpcji wiążą się konieczne inwestycje infrastrukturalne w rozbudowę zdolności przesyłowych, które Unia będzie musiała podjąć w najbliższych latach.

Na najbliższą przyszłość UE jest zabezpieczona kontraktami długoterminowymi, a przepustowość sieci przesyłowych wydaje się być wystarczająca do 2010 r.¹⁰⁵), ale w dłuższej perspektywie luka między wielkością popytu, a zabezpieczonymi (przynajmniej na dzień dzisiejszy) wielkościami dostaw będzie coraz większa. Stąd wynika potrzeba uatrakcyjnienia rynku (dla nowych inwestorów), otwarcia na konkurencję wewnątrz sektora gazowego (gazu z gazem), zapewnienia jego płynności i elastyczności. Na liberalizowanym rynku należy też utrzymać pewne kompetencje państwa, w szczególności w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Bezpieczeństwo to gwarantowane było jak dotąd przez samą strukturę sektora gazowego, opartą na monopolu w przesyłce i dystrybucji, kontraktach długoterminowych typu take-or-pay oraz powiązaniu cen gazu naturalnego z cenami innych paliw (w szczególności ropy naftowej). Konstrukcja prawnych ram dostaw gazu na rynki państw europejskich, rozkładająca ryzyko cenowe na poszczególnych partnerów łańcucha dostaw, pozwoliła na zbudowanie w Europie dojrzałego rynku gazu, dającego, oprócz bezpieczeństwa dostaw odbiorcom, także gwarancję zwrotu kapitału z inwestycji akcjonariuszom. Takiemu modelowi rynku nieodłącznie jednak towarzyszyć musiały wysokie koszty, wąski zakres i niski standard usług oraz wysokie ceny gazu dla odbiorcy końcowego.

W dobie globalizacji taka organizacja rynku stanowi niepotrzebny ciężar dla sektora i całej europejskiej gospodarki, hamując wzrost konkurencyjności branży i konsumpcję, co niekorzystnie przekłada się na wzrost gospodarczy (PKB). Ponadto zintegrowana sieć przesyłowa na terenie Europy i fakt, że ponad 60%¹⁰⁶) zużywanego gazu w Europie przekracza w swej drodze do odbiorcy przynajmniej jedną granicę, wskazuje na potencjalną możliwość przełamania istniejącego oligopolu dostawców i odbiorców i dokonanej przez nich segmentacji europejskiego rynku na strefy wpływów poszczególnych koncernów narodowych.

Infrastruktura techniczna i handlowa

Rozwój handlu hurtowego i detalicznego w warunkach pełnej konkurencji wymaga, oprócz właściwych regulacji prawnych i warunków technicznych (sieciowa infrastruktura techniczna opisana została w rozdziale 1), istnienia **infrastruktury handlowej**, która umożliwi równoważenie podaży i popytu poprzez zawieranie transakcji na *rynku spot*.

Podstawę w gazowej wymianie handlowej stanowią powszechnie zawierane kontrakty długoterminowe, które zapewniają nabywcy bezpieczeństwo i ciągłość dostaw, a dostawcy

¹⁰⁴ D. Finon, *Integration of European gas markets: Nascent competition in a diversity of models*, Institut d'Economie et de Politique de L'Energie, 2002.

¹⁰⁵ Regulatory Reform: European Gas, International Energy Agency, OECD.

¹⁰⁶ Ibidem.

planowanie i zabezpieczenie inwestycji w rozbudowę istniejącej infrastruktury gazowej. Nie są wolne od wad, które w znacznym stopniu utrudniają zaistnienie konkurencji na rynku – m.in. sztywna klauzula „bierz lub płać”, która zobowiązuje nabywcę do odbioru zakontraktowanej ilości gazu, bez względu na jego rzeczywiste zapotrzebowanie oraz towarzyszący jej zakaz reeksportu zakupionego gazu¹⁰⁷). Jednak w ostatnim okresie tradycyjne kontrakty na dostawę gazu w coraz większym stopniu uzupełniane są transakcjami na dynamicznie rozwijającym się rynku bieżącym (ang. *spot*). Kontrakty spotowe, na co należy zwrócić uwagę, nie gwarantują odbiorcy tak dużej pewności dostaw gazu jak kontrakty długoterminowe, choć są zwykle atrakcyjniejsze cenowo. Obecnie kontrakty spotowe zyskują popularność w krajach, które posiadają własne źródła gazu pozwalające zaspokoić krajowe zapotrzebowanie (Wielka Brytania, Holandia). Trudno oczekiwać, by kontrakty spotowe w dającej się przewidzieć przyszłości pozbawiły kontrakty długoterminowe dominującej pozycji na rynku transakcyjnym dostaw gazu, ale pozostaje faktem, że ten segment rynku handlowego rozwija się dynamicznie i warto poświęcić mu więcej uwagi.

Zakładając istnienie dojrzałego rynku gazu, a więc dobrze rozwiniętych sieci przesyłowych i zbiorników magazynowych, ofert wolumenów niezakontraktowanego gazu, przejrzystych zasad równoważenia systemu i dostępu do informacji o istniejących zdolnościach przesyłowych, rynek spot pozwala na pełną jawność cen transakcyjnych (ceny referencyjne) oraz rozwój standardowych instrumentów finansowych, takich jak kontrakty futures i forward, mających na celu zarządzanie ryzykiem prowadzonej działalności handlowej.

W Europie rynek transakcji bieżących (spotowych) powstaje wokół węzłów rozdzielczych gazu (ang. *hubs*), takich jak brytyjskie National Balancing Point (NBP) i węzeł w Bacton, w którym gaz z rurociągów kopalnianych (ang. *upstream pipelines*) wprowadzany jest do systemu narodowego operatora (*Transco*) oraz z którego gaz eksportowany jest do Europy za pośrednictwem rurociągu łączącego Wyspy Brytyjskie z kontynentem (ang. *interconnector*). Brytyjski rynek handlu gazem jest najbardziej rozwinięty w Europie. Funkcjonują na nim segmenty kontraktów terminowych futures zarządzanych przez International Petroleum Exchange (IPE), dla których punktem odniesienia jest NBP oraz rynek transakcji dwustronnych (*over the counter – OTC*) oraz dzienny rynek hurtowy (*on-the-day Commodity Market – OCM*). Dostęp do systemu przesyłowego odbywa się w drodze aukcji dwa razy w roku i jest uzupełniany przez codzienne aukcje praw dostępu do systemu dla spółek obrotowych.

W Europie kontynentalnej, wobec braku własnych zasobów gazu i realizacji dostaw w drodze wielkich wolumenów gazu z importu, rynek handlu gazem nie rozwinął się tak dynamicznie. Pierwszym węzłem rozdzielczym i handlowym stało się Zeebrugge w Belgii, utworzone przez belgijski Distrigaz w 1998 r., stanowiące dziś węzeł rozdzielczy dla importowanego gazu brytyjskiego i norweskiego oraz punkt rozładunku i regazyfikacji gazu płynnego z Algierii. Rozwinęły się na nim standardowe kontrakty handlowe, kontrakty na usługi i rynek opcji finansowych. Węzeł w Zeebrugge oprócz obsługi belgijskich odbiorców (Distrigaz) odprowadza gaz do odbiorców w Holandii (grupa niezależnych odbiorców przyłączona do własnego rurociągu Zebra oraz koncern Gasunie) oraz Niemczech (Ruhrgas, Wingas) i Francji (GdF). W Zeebrugge aktywnych jest około 25 oferentów, a łączny wolumen obrotów stanowi dziesiątą część obrotów brytyjskiego NBP¹⁰⁸).

Kolejnymi kandydatami do roli „parkietu” dla przeprowadzania transakcji bieżących na rynku gazu są węzły w Bunde-Ounde na granicy holendersko-niemieckiej i Emden w północnych Niemczech, do których trafia gaz holenderski i rosyjski. Istnieją plany stworzenia wielkiego węzła handlowego na bazie Bunde-Ounde i Emden pod szyldem NorthWest Europe

¹⁰⁷ Zakaz reeksportu gazu został uznany przez Komisję Europejską za niezgodny z prawem wspólnotowym – więcej patrz w rozdziale 1.3.

¹⁰⁸ D. Finon, *Integration of European gas markets: Nascent competition in a diversity of models*, Institut d'Economie et de Politique de L'Energie, 2002.

Hub Co. – wspólnego przedsięwzięcia Statoil, Ruhrgas i Thyssengas. Baumgarten w Austrii to kolejny potencjalny węzeł rozdzielczy i „parkiet” dla zawierania transakcji w handlu gazem, służący obecnie jako punkt tranzytowy dla rosyjskiego gazu w drodze do Europy zachodniej, a potencjalnie mogący przekształcić się w rynek towarowy i finansowy dla transakcji na rynkach Niemiec, północnych Włoch, Austrii, Węgier i Czech¹⁰⁹). Planowane są również węzły rozdzielcze w północnych Włoszech i na granicy francusko-hispańskiej. Takie punkty rozdzielcze jak opisane powyżej i funkcjonujące wokół nich rynki transakcji bieżących stanowią szansę zmniejszenia wielkości fizycznych przepływów gazu w sieci i stworzenie rynku gazu o dużym stopniu płynności finansowej (poprzez ustanowienie cen referencyjnych).

Istnieją jeszcze inne formy zorganizowanego handlu gazem za pośrednictwem brokerów pośredniczących w transakcjach między producentami, dostawcami, elektrowniami i największymi odbiorcami w krajach, w których nie ma rynku transakcji towarowych i finansowych. W Wielkiej Brytanii powstały już nawet elektroniczne giełdy handlu gazem, takie jak EnronOnline (przed bankructwem koncernu), Intercontinental Exchange (ICE), Spectron, czy DenergyDirect, proponujące łączne oferty na surowiec oraz usługi przesyłowe i magazynowe.

Również przemysł dostaw gazu skroplonego (LNG) przeżywa obecnie intensywny rozwój¹¹⁰). W 2000 r. wielkość obrotów wzrosła o prawie 12% i wyniosła ok. 140 mld m³ natomiast w 2001 r. znacznie tę wartość przekroczyła, osiągając 143 mld m³. Udział w międzynarodowym handlu gazem przekroczył już 30%¹¹¹). Wszystko wskazuje na to, że przemysł ten ma szansę stać się jednym z czołowych przedsięwzięć w handlu energią, porównywalnym do handlu ropą naftową, węglem czy gazem ziemnym rurociągowym.

Podobnie jak w przypadku gazu dostarczanego sieciami, w handlu LNG najbardziej popularną formą zawierania umów są kontrakty długoterminowe typu take-or-pay, a obecnie coraz intensywniej rozwija się rynek spot oraz dostawy krótkoterminowe. Usuwane są niektóre bariery w handlu, takie jak klauzule obligatoryjnych miejsc dostaw LNG, zaś w polityce cenowej odchodzi się od indeksowania cen gazu ziemnego w oparciu o ceny ropy naftowej lub produktów naftowych na rzecz indeksacji cen energii elektrycznej. Wraz z rozwojem handlu LNG ruszyła fala zamówień na budowę specjalistycznych statków (tankowców), które są przystosowane do transportu tego paliwa. W 2001 r. funkcjonowało na świecie 127 takich statków o całkowitej ładowności 8,6 mld m³

Wzrastające zainteresowanie LNG na rynku europejskim związane jest coraz bardziej z konkurencyjną ceną w stosunku do ceny gazu ziemnego transportowanego rurociągami¹¹²). Jednak nie tylko wzrastająca konkurencyjność cenowa ma znaczenie na rynku dostaw gazu skroplonego. LNG ma zastosowanie jako paliwo samochodowe, ale przede wszystkim jest to propozycja na przyspieszenie gazyfikacji wsi i miasteczek, gdy w planach rozwojowych nie przewiduje się lokalnych połączeń gazociągowych. Na przykład we Francji i Belgii budowane są automatyczne stacje, do których dowożony jest LNG. Takie stacje zaopatrują w gaz 2-3 wiejskie aglomeracje.

Do tej pory rynek europejski postrzegany był jako rynek sprzedaży LNG, ale sukces handlowy w Europie spowodował, że rozpoczęto prace nad projektem eksportu tego nośnika

¹⁰⁹ Na przykład Gazprom dostarcza do Baumgarten rosyjski gaz dla Włoch.

¹¹⁰ LNG to zupełnie inna filozofia gazownicza niż transport rurociągowy. Gaz w formie „lotnej” dostarczany jest rurociągami do specjalnych terminali tzw. „liquefaction plants”, w których jest skraplany w temperaturze -163°C. Następnie w formie płynnej transportowany jest przez statki do terminali odbiorczych tzw. „gasification plants”, gdzie następuje regazyfikacja i dostarczanie do właściwej sieci gazowej.

¹¹¹ Największymi odbiorcami LNG są Japonia i Korea Południowa. Obroty tylko tych dwóch państw stanowią ok. 67% światowego handlu LNG.

¹¹² Średnia cena LNG i gazu ziemnego transportowanego rurociągami w latach 1996-2001 wyniosła 104 USD za tysiąc m³; na podstawie materiału Sekretariatu Karty Energetycznej na 11-tą Konferencję Karty Energetycznej (17-18.12.2002) – Current Natural Gas Market Policy Issues – Liquefied Natural Gas (LNG).

energii. Projekt Snohvit jest pierwszą instalacją eksportową LNG w Europie o planowanej wielkości eksportowej 5,8 mld m³. Jest to także pierwszy projekt realizowany na Morzu Barentsa i pierwszy projekt norweski, który nie będzie wymagał żadnych instalacji produkcyjnych nad powierzchnią morza. Koszt tej inwestycji szacuje się na ponad 6 mld EUR.

Przewidywany wzrost obrotów handlu LNG może mieć pozytywny wpływ na proces liberalizacji europejskiego rynku gazowego, zwłaszcza w świetle wymogów dyrektywy gazowej, która odnosi się również do LNG.

Efekty liberalizacji

Konkurencja na europejskich rynkach zależy od efektywnego dostępu krajowych i zagranicznych producentów, dostawców i spółek obrotu do hurtowego i detalicznego rynku gazu. Otwarcie rynku, poprzez nadanie statusu uprawnionego odbiorcy, towarzyszyć muszą mechanizmy zapewniające przejrzysty i niedyskryminacyjny dostęp do sieci, rozwój infrastruktury technicznej i handlowej, w tym rozbudowa zdolności przesyłowych i objętości magazynowych oraz tworzenie warunków do swobodnego handlu gazem (rynek transakcji bieżących – spot).

Pomijając niedojrzałe lub wschodzące rynki gazu w takich krajach jak Dania, Finlandia, Grecja, Irlandia, Portugalia i Szwecja reprezentujących łącznie mniej niż 4% unijnej konsumpcji, wyraźnie widać podział na trzy grupy krajów o różnym stopniu zaawansowania reform sektora. Przewodzącą rolę odgrywa Wielka Brytania, gdzie proces liberalizacji trwa już od ponad dekady. Kolejną grupę krajów stanowią Włochy, Hiszpania, Holandia i w pewnym stopniu Belgia, które zintensyfikowały reformy w latach 2001-2002 i stanowią 35% wielkości rynku gazu całej ósemki. Istnieje też grupa krajów – Niemcy, Francja i Austria – o nastawieniu zachowawczym, których udział w dojrzałym rynku gazu ośmiu państw Unii wynosi około 40%.

Formalnie jednak wszystkie kraje wprowadziły już zalecenia dyrektywy gazowej do swej krajowej legislacji w postaci nowelizacji dotychczasowego lub przyjęcia nowego aktu prawnego regulującego sektor gazowy lub elektroenergetyczny. Najpóźniej uczyniła to Francja, przyjmując w styczniu 2003 r. nową ustawę dotyczącą rynków gazu, elektryczności oraz publicznych usług energetycznych stanowiącą transpozycję zapisów europejskiej dyrektywy gazowej do prawa miejscowego. Niemcy czynią to sukcesywnie w drodze negocjacji szczegółowych postanowień pomiędzy głównymi udziałowcami rynku.

W zasadniczej sprawie dla stanu liberalizacji rynku tj. jego *otwarcia*, wszystkie kraje planują otworzyć w pełni swój rynek gazu do 2006 r.¹¹³⁾ Według stanu na połowę 2002 r. ok. 80% wielkości całego zużycia gazu przez państwa Unii jest już nominalnie otwarte na konkurencję, choć w poszczególnych państwach stopień otwarcia rynku jest silnie zróżnicowany.

Tabela 3.14. Stopień otwarcia rynków

Kraj	Otwarcie rynku	Wielkość otwarcia rynku (mld m ³)	Próg uprawnienia	Termin 100% otwarcia rynku (rok)
Austria	100%	7,0	–	2003
Belgia ¹⁾	59%	8,5	5 mln m ³	2003/6
Dania	35%	1,7	25 mln m ³	2004
Finlandia	Derogacja ¹⁾			
Francja	20%	7,5	25 mln m ³	2007

¹¹³⁾ Grecja i Portugalia uzyskały derogacje od stosowania zapisów dyrektywy ze względu na status rozwijających się rynków gazu, a Finlandia ze względu na brak połączenia sieci gazowej z siecią państw Unii.

Niemcy	100%	77,0	–	2000
Grecja	Derogacja			
Irlandia	82%	3,0	2 mln m3	2005
Włochy	100%	62,1	–	2003
Luksemburg	72%	0,5	15 mln m3	2007
Holandia	60%	22,3	1 mln m3	2003
Portugalia	Derogacja			
Hiszpania	100%	12,9	–	2003
Szwecja	47%	0,4	35 mln m3	2006
Wielka Brytania	100%	93,8	–	1998

¹⁾ W Finlandii istnieje monopol na import gazu, który w całości pochodzi z Rosji, jednak istnieje obrót na rynku wtórnym.

Źródło: *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2003.

Pomimo tego, że 80% rynku jest już otwarte (gotowe) na konkurencję, nie oznacza to, że jest ona w podobnie dużym stopniu obecna na europejskim rynku. Efektywność konkurencji zależy bowiem od innych uwarunkowań rynkowych niż tylko przyznanie statusu uprawnionego odbiorcy i prawa do korzystania ze swobody wyboru dostawcy. Jak pokazują doświadczenia Wielkiej Brytanii z połowy lat 90. nawet pełne nominalne otwarcie rynku, przy ograniczonym dostępie do sieci i zbiorników magazynowych oraz utrzymywanie dominującej pozycji dotychczasowego monopolisty z zawartymi przez niego długoterminowymi kontraktami importowymi, może stanowić skuteczną barierę wejścia na rynek dla nowych spółek. Również przykład Niemiec pokazuje, że 100% otwarcie nadal nie gwarantuje w praktyce dostępu do sieci małym i średnim odbiorcom.

Pierwszym etapem liberalizacji jest w takiej sytuacji zapewnienie konkurencji pomiędzy dostawcami w ramach kontraktów długoterminowych. W następnym etapie istotne jest tworzenie warunków rozwoju rynku transakcji bieżących, co powinno doprowadzić do dywersyfikacji zawieranych transakcji, ujawnienia cen transakcyjnych, rozwoju usług bilansowania oraz zarządzania ryzykiem.

Taka stopniowa liberalizacja rynku, oprócz zwiększenia jego płynności i elastyczności, czyni go bardziej atrakcyjnym i otwartym na konkurencję ze strony nowych inwestorów oraz przyczynia się znacząco do zmiany relacji między przedsiębiorstwem świadczącym usługę energetyczną, a jej odbiorcą. Pierwszym przejawem zmiany relacji na linii dostawca – klient jest fakt pojawienia się *nowych podmiotów* i poszerzenie możliwości wyboru dostawcy przez odbiorcę. Z pozoru różniące się między sobą struktury organizacji sektora na poszczególnych rynkach narodowych, w praktyce funkcjonują podobnie na podstawie długoterminowych kontraktów między producentami a monopolistycznymi koncernami energetycznymi (wyłącznie dostaw hurtowych i/lub własna dystrybucja), czyli w istocie na zasadzie pionowej integracji. Największym stopniem koncentracji – sięgającym 95% – charakteryzują się rynki Francji i Hiszpanii. W nie mniejszym stopniu skoncentrowany jest łańcuch dostaw w pozostałych krajach, gdzie dominującą pozycję na rynku dostaw ma zwykle jedno przedsiębiorstwo. Nawet gdy na rynku istnieje większa liczba regionalnych dostawców, jak to ma miejsce w Niemczech, silne powiązania kapitałowe między nimi uniemożliwiają zaistnienie realnej konkurencji.

Pomimo określenia zasad dostępu do sieci, to właśnie kontrakty długoterminowe i powiązania kapitałowe stanowią dla nowych podmiotów główną barierę wejścia na rynek. W zmianie tej struktury kapitałowej, poprzez koncerny energetyczne wchodzące na rynki innych krajów, należy szukać szansy na rozwój konkurencji we wczesnym etapie liberalizacji. Z czasem wśród nowych graczy na rynku pojawiać się mogą producenci gazu, którzy będą próbo-

wać sprzedawać gaz bezpośrednio oraz spółki handlowe – zarówno oddziały istniejących koncernów energetycznych, jak również spółki obrotu niedziałające dotychczas na rynku i nieposiadające zaplecza majątkowego specyficznego dla branży.

W ciągu kilkunastu miesięcy, od wdrożenia dyrektywy gazowej w krajach Unii Europejskiej, zanotowano od kilku do kilkunastu przypadków pojawienia się nowych graczy na rynku w każdej z tych form. Kilka przypadków udanego zaistnienia na rynku miało miejsce w Niemczech, Holandii, Hiszpanii i Francji. Także pozostałe kraje notowały kilka prób mniej lub bardziej udanego wejścia na rynek¹¹⁴). Należy jednak zaznaczyć, że przyczyny nieudanego wejścia niekoniecznie muszą leżeć po stronie wadliwych mechanizmów liberalizacji rynku. Nowi gracze mogli nie zdobyć wystarczających zasobów gazu do swojej oferty lub mogła ona okazać się nieatrakcyjna cenowo. Należy uznać, że rynek jest obecnie zdominowany przez dotychczasowe, duże koncerny energetyczne, jednak fakt, że zaczynają one oferować gaz na rynkach innych państw i po niższych cenach, świadczy o pozytywnych zmianach, jakie niesie za sobą liberalizacja.

Niektóre kraje, aby wzmocnić wewnętrzną konkurencję i umożliwić wejście na rynek nowym podmiotom, sięgają po dość radykalne, ale sprawdzone na rynku brytyjskim i skuteczne rozwiązania typu *gas release programs*. W Wielkiej Brytanii monopolista British Gas został zmuszony do „oddania” pewnej części swoich kontraktów długoterminowych nowym spółkom, a następnie rząd doprowadził do jego podziału na spółkę produkcyjno-handlową (Centrica) oraz przesyłowo-dystrybucyjną (Transco). Obecnie podobne programy realizowane są we Włoszech i Hiszpanii. Część kontraktów podpisanych przez włoski koncern SNAM z Gazpromem i Libią będzie przeniesiona na spółki dystrybucyjno-handlowe ENEL, Edison oraz na GdF. W Hiszpanii koncern Gas Natural przekazał w drodze aukcji 25% wielkości dostaw z kontraktu z Algierią na rzecz innych podmiotów zagranicznych¹¹⁵).

Inną formą promowania konkurencji i pozyskania nowych graczy na rynku są zmiany własnościowe (zbycie akcji lub udziałów) bądź budowa własnej infrastruktury – sieci lub zbiorników. Przypadki budowy własnych sieci przesyłowych miały miejsce w Niemczech (regionalne systemy gazowe MEGAL i STEGAL) oraz w Holandii (gazociąg Zebra wybudowany przez lokalnych dystrybutorów i odbiorców przemysłowych). Bardziej jednak ekonomicznie uzasadnioną formą zwiększenia udziałów w rynku wydają się inwestycje w budowę terminali LNG, które ma w planach większość spółek handlowych w Hiszpanii i Włoszech.

Pojawieniu się nowych podmiotów operujących na rynku usług energetycznych i dostaw gazu, towarzyszy wynikająca z harmonogramu uzyskiwania dostępu do sieci gazowej możliwość wyboru i zmiany dostawcy przez odbiorcę finalnego. Stopień wykorzystania prawa do zmiany dostawcy (ang. *switching*) jest jednocześnie miarą korzyści wynikających z otwierania rynków.

Należy uznać, że odsetek uprawnionych dużych odbiorców, którzy zmienili dostawcę jest jeszcze stosunkowo niewielki i wynosi od kilku do kilkunastu procent¹¹⁶). Dotychczasowe doświadczenia krajów Unii wskazują na istnienie wyraźnej korelacji pomiędzy ilością zmian dostawcy przez odbiorców, a stopniem otwarcia rynku. W krajach, które oferują najlepsze warunki dostępu do sieci (mierzone wielkością udziału TPA w całości obrotów) notuje się również największą ilość przypadków zmiany dostawcy przez klientów. Proces zmian dostawcy jest powstrzymywany m.in. przez dotychczasowych dostawców, którzy w obliczu

¹¹⁴ *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 31.12.2001.

¹¹⁵ D. Finon, *Integration of European gas markets: Nascent competition in a diversity of models*, Institut d'Economie et de Politique de L'Energie, 2002.

¹¹⁶ Spośród państw Unii (poza Wielką Brytanią), w grupie największych odbiorców gazu, najwyższy odsetek odbiorców, którzy zmienili dostawcę notuje Holandia, jednak zmiana dostawców jest możliwa w tym kraju od 1999 r. i wiąże się częściowo z oddaniem do użytku nowego gazociągu importowego.

samej groźby zmiany dostawcy, proponują odbiorcom renegotiacje dotychczasowych warunków umów i dostawy na korzystniejszych warunkach i według niższych cen.

Tabela 3.15. Zmiana dostawcy lub renegotiacja umowy

Kraj	Liczba koncesjonowanych dostawców	Dostawcy niezależni od operatora systemu dystrybucyjnego	Udział dominującego dostawcy w rynku	Uprawnieni odbiorcy przemysłowi		Mali odbiorcy przemysłowi/ odbiorcy indywidualni		Szacowana wielkość wolumenu podlegającego zmianie dostawcy (mld m ³)
				Zmiana	Zmiana lub renegotiacja	Zmiana	Zmiana lub renegotiacja	
Austria	25	2	nie znany	< 2%	nie znany	nie uprawniony		0,1
Belgia	5	5	95%	nie znany	nie znany	nie uprawniony		0,0
Dania	4	1	92%	2-5%	nie znany	nie uprawniony		0,2
Francja	26	4	95%	20-30%	nie znany	nie uprawniony		4,6
Niemcy	740	12	nie znany	< 2%	nie znany	< 2% nie znany	nie znany	5,0
Irlandia	nie znany	nie znany	nie znany	20-30%	nie znany	nie uprawniony		0,7
Włochy	750	znikomy	40%	10-20%	nie znany	2-5% nie znany	nie znany	6,4
Luksemburg	6	1	85%	5-10%	100%	nie uprawniony		0,0
Holandia	20	20	nie znany	30-50%	nie znany	nie uprawniony		8,5
Hiszpania	30	30	70%	20-30%	nie znany	nie uprawniony		3,4
Szwecja	7	0	100%	< 2%	nie znany	nie uprawniony		0,0
Wielka Brytania	93	93	50%	> 50%	nie znany	30-50%	> 50%	43,0

Źródło: *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2003.

Spośród dwóch krajów, Niemiec i Wielkiej Brytanii, które uwolniły rynek dostaw dla klientów indywidualnych kilka lat temu, wyniki są diametralnie odmienne. W Anglii ponad 30% (6 mln) odbiorców z grupy gospodarstw domowych zmieniło dotychczasowego dostawcę odchodząc od dotychczasowego monopolisty, podczas gdy w Niemczech prawo wyboru dostawcy praktycznie nie funkcjonuje.

Wśród przyczyn, dla których uprawnieni odbiorcy nie korzystają z możliwości zmiany dostawcy wyróżnić należy przyczyny wynikające z uregulowań prawnych, ze zmiany relacji klienta i dostawcy oraz braku wystarczającej konkurencji.

Zdecydowanie najwięcej powodów, dla których niewielu odbiorców korzysta z prawa do zmiany dostawcy, wynika z niedoskonałości mechanizmów regulacji, które jeszcze nie zapobiegają skutecznie przerzucaniu na odbiorcę wysokich kosztów transportu gazu od granicy do punktu dostawy oraz z uciążliwych zasad bilansowania systemu. Inne powody to niewystarczające rozdzielenie działalności przesyłowej od handlowej oraz trudności z dostępem do sieci spowodowane brakiem dostępu do objętości magazynowych lub brakiem zdolności przesyłowych¹¹⁷.

¹¹⁷ Na przykład we Francji magazynowaniem zarządza spółka obrotu powiązana kapitałowo z głównym dostawcą, co powoduje konieczność negocjowania z bezpośrednim konkurentem.

Pozostawanie przy dotychczasowym dostawcy wynika często z wiążących umów długoterminowych, ale także z poprawy oferowanych warunków i większej elastyczności dotychczasowych dostawców wobec potrzeb odbiorcy¹¹⁸). Z jednej strony jest to kolejnym dowodem działania wolnej konkurencji, z drugiej należy mieć na uwadze możliwość jej wypaczenia poprzez wykorzystywanie dominującej pozycji na rynku (sprzedaż poniżej kosztów, subsydiowanie skrośne działalności).

Innym powodem jest brak rzeczywistej konkurencji między dostawcami wynikający z integracji pionowej lub poziomej spółek energetycznych. W większości krajów dokonano rozdziału działalności przynajmniej na poziomie księgowania kosztów. Z informacji, jakie przekazywane są przez nowych graczy na rynku, wynika jednak, że faktyczny rozdział, a w szczególności obowiązek zachowania poufności informacji nie jest przestrzegany.

W wielu krajach regionalni dostawcy nadal ograniczają się do oferowania usług na swoim terenie, co praktycznie uniemożliwia korzystanie ze swobody wyboru dostawcy przez odbiorcę. Tłumaczyć to należy powiązaniem kapitałowymi między głównymi spółkami gazowymi i obawami, że wzajemna konkurencja doprowadzi do zmniejszenia wartości poszczególnych firm. Problem ten dobrze ilustruje przykład Niemiec, gdzie Ruhrgas zaopatruje kilkunastu dystrybutorów regionalnych i nie próbuje przejąć ich największych odbiorców przemysłowych. Podobnie postępują E.ON i Thyssengas (RWE). Lokalni dystrybutorzy również nie szukają możliwości ekspansji na sąsiednie rynki. Podobny problem występuje w Austrii i Belgii, gdzie większość regionalnych dystrybutorów jest kapitałowo zależna od Electrabel, który podobnie jak Distrigaz, jest częścią międzynarodowej grupy Suez. Przynajmniej w kilku innych krajach związki kapitałowe między firmami lub ich pionowa integracja mogą przyczyniać się do istnienia barier w wyborze dostawcy gazu¹¹⁹).

Oprócz otwarcia rynku na nowych graczy, zmiany zachowań dotychczasowych przedsiębiorstw poprzez redukcje cen i oferowanie korzystniejszych warunków na jakich zawierane są kontrakty oraz ekspansję na sąsiednie rynki regionalne lub narodowe, liberalizacja skłania dotychczasowych monopolistów do poszukiwania nowych form działalności oraz nowych produktów i usług, które pojawiają się w ofercie dla odbiorców. Prawo wyboru dostawcy niesie za sobą zwiększone ryzyko zarówno w zakresie terminowości dostaw jak i ceny gazu, które w większym niż dotychczas stopniu przeniesione zostają z dostawcy na odbiorcę. Chęć pozyskania nowych klientów powoduje na przykład włączanie do oferty dostawców także usług związanych z zarządzaniem ryzykiem. Często w tym celu zawiązywane są porozumienia przedsiębiorstw energetycznych z firmami ubezpieczeniowymi.

Kolejne zmiany zachowań dostawców dotyczą struktury i zarządzania zakupami. Zaobserwowano przykłady łączenia się dystrybutorów w Niemczech, Włoszech i, w mniejszym stopniu, Holandii oraz formowania przez nich konsorcjów zakupowych.¹²⁰ Przykładem jest niemiecko-holenderskie konsorcjum dystrybutorów „Trianel Energie” czy konsorcjum spółek municypalnych „Plurigas” we Włoszech zrzeszające spółki komunalne z Mediolanu, Brescii, Genui. Jest też sygnał o utworzeniu zakupowego konsorcjum przemysłowego we Francji (Rhodia, Pechiney, St. Gobain i Solvay).

Kwestia *dostępu do sieci* przesyłowych jest kluczowym zagadnieniem liberalizacji rynku, ponieważ pełny i realny dostęp do sieci przesyłowych i pozostałej infrastruktury technicznej a

¹¹⁸ Szczególnie widoczne jest to w Niemczech, choć zmiany w traktowaniu odbiorcy zaszły tu znacznie wcześniej, bo w momencie wejścia na rynek Wingas przed 11 laty. Także w Hiszpanii główny dostawca zaoferował znaczące obniżki opłat, aby zachęcić odbiorców do lojalności.

¹¹⁹ Kiedy spółki nie mają powiązań finansowych z podmiotem dominującym na danym rynku, wykazują większą swobodę w wyborze dostawcy. Na przykład w Belgii niektórzy dystrybutorzy niezależni zaopatrują się w gaz za pośrednictwem brytyjskiej Centrica.

¹²⁰ *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2001.

także do informacji o zdolnościach przesyłowych, jest nieodzownym czynnikiem stymulującym handel, zwiększającym płynność rynku i konkurencję między producentami, a także między producentami i spółkami obrotu, które choć obracają gazem producentów same występują w pozycji dostawcy gazu wobec innych uczestników. Wszystko to wymaga prostych i sprawiedliwych zasad dostępu do systemu oraz przejrzystych zasad rozdziału kosztów poszczególnych działalności. Jednocześnie niezbędne jest takie sformułowanie ram organizacyjnych dostępu do systemu, aby nie zniechęcać do inwestycji infrastrukturalnych.

Za parametry niedyskryminacyjnego dostępu do sieci przyjmuje się *charakter dostępu do sieci* (negocjowany v. regulowany), oparty na kosztach uzasadnionych a zarazem przejrzysty *system taryfowania*, dostęp i koszt usług *równoważenia systemu przesyłowego* oraz *dostęp do objętości magazynowych*.

Większość krajów UE wybrała regulowany dostęp do sieci na podstawie publikowanych taryf i warunków korzystania z sieci. Negocjowany dostęp do systemu utrzymały Niemcy oraz w pewnym stopniu Francja, gdzie funkcjonuje system mieszany – negocjowany dla przesyłu oraz regulowany dla dystrybucji. Taryfy z zawartymi w nich stawkami opłat przesyłowych nie są jednolite i panuje w poszczególnych krajach dość duża dowolność ich rodzaju i metod kalkulacji. W niektórych krajach obowiązują opłaty dystansowe (ang. *point-to-point*), w innych opłaty strefowe, zmienne w zależności od punktów wejścia i wyjścia (ang. *entry-exit*), a jeszcze w innych obowiązują standardowe opłaty ryczałtowe (ang. *post-stamp*). Większość krajów początkowo przyjęła taryfy dystansowe, w niektórych przypadkach z limitem odległości (np. 200 km w Holandii, 500 km w Hiszpanii). W Hiszpanii jednak duży jest też udział taryf ryczałtowych (w zależności od wielkości odbioru). W praktyce także w innych krajach funkcjonują w jakiejś formie uproszczone kombinacje taryf dystansowych, strefowych i ryczałtowych. Taryfy strefowe zostały przyjęte przez Włochy i Wielką Brytanię. Wydaje się, że z czasem wszystkie kraje ewoluować będą ku taryfom strefowym i ryczałtowym, zwłaszcza, że zapewnienie skutecznej kontroli kosztów przy kalkulacji taryf dystansowych nie jest zadaniem łatwym i wymaga bardzo silnej pozycji regulatora¹²¹.

Tabela 3.16. Rodzaje taryf przesyłowych i koszty usług przesyłowych

Kraj	Liczba przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłowe		Struktura taryf	Liczba przedsiębiorstw dystrybucyjnych	Szacowana wysokość opłat (EUR/MWh)					
	ponad regionalne	regionalne			25 mln m ³ duzi odbiorcy przemysłowi		100 000 m ³ mali odbiorcy przemysłowi		2 000 m ³ odbiorcy indywidualni	
					min	max	min	max	min	max
Austria	3	5	dystansowa	20	b.d.					
Belgia	1	3	dystansowa	21	1,0	2,0				
Dania	1	0	ryczałtowa	4	2,0	2,0				
Francja	2	1	dystansowa (z ograniczeniem)	21	2,0	5,0				
Niemcy	5	14	dystansowa	725	2,0	7,5	9,5	19,5	16,0	34,5
Irlandia	1	0	wejścia-wyjścia	1	1,5	2,5				
Włochy	1	1	wejścia-wyjścia	814	2,0	4,0	4,5	8,0		
Luksemburg	1	0	ryczałtowa	4	1,0	1,0				

¹²¹ Niemcy, które jako jedyny kraj nie powołały niezależnego organu regulacyjnego, mają najwyższe stawki opłat przesyłowych, co stanowi skuteczną barierę wejścia na rynek i rozwoju konkurencji.

Holandia	2	0	wejścia- wyjścia	25	0,5	1,0				
Hiszpania	1	3	ryczałtowa	26	2,0	2,5				
Szwecja	1	0	ryczałtowa	7	3,5	3,5				
Wielka Brytania	1	0	wejścia- wyjścia	1	1,5	3,0	4,0	6,0	8,5	11,5

Źródło: *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2003.

Powszechnie stosowaną praktyką przez przedsiębiorstwa sieciowe jest zawieranie rocznych umów na przesyłanie, co utrudnia spółkom handlowym efektywne planowanie i umożliwia faworyzowanie spółek powiązanych kapitałowo ze spółką sieciową.

Istotną barierę w skutecznym promowaniu mechanizmów wolnej konkurencji stanowią w wielu krajach uciążliwe i skomplikowane – szczególnie dla nowych podmiotów dopiero wchodzących na rynek – zasady równoważenia systemu. Zbyt restrykcyjny system bilansowania, pozornie spełniający warunki równych szans konkurowania, może faworyzować dotychczasowych uczestników rynku. W niektórych krajach obowiązuje uciążliwy system bilansowania godzinowego, a wysokość opłat za zrównoważenie systemu jest zbyt wysoka. Najlepiej rozwinięty system posiada Wielka Brytania, gdzie margines między ceną kupna a ceną sprzedaży jest najmniejszy. W innych krajach cena za bilansowanie jest zwykłą wielokrotnością (1,5 x 4) ceny hurtowej i nie opiera się na mechanizmach rynkowych. Niektóre kraje, jak np. Włochy, Hiszpania i ostatnio Holandia, przyjęły jednak łagodniejszy system bilansowania dobowego.

Na podobnych zasadach funkcjonuje system rezerwacji zdolności przesyłowych. Rozwojowi konkurencji nie sprzyjają niedogodne warunki narzucane przez operatorów sieci, takie jak minimalny okres rezerwacji na rok z góry (krótsze okresy możliwe tylko za dodatkową opłatą). Ponadto rezerwacja obowiązuje bez względu na to, czy sieć jest faktycznie wykorzystywana, a więc nie uwzględnia rzeczywistych przepływów gazu, co często prowadzi do odmowy świadczenia usługi przesyłowej, pomimo że faktycznie sieć nie jest wykorzystywana. Komisja Europejska podejmuje działania mające na celu rozwiązanie tego problemu poprzez wprowadzenie zasady „use it or lose it”, zgodnie z którą niewykorzystane rezerwy przesyłu przepadają. Zasadę tę w różnym stopniu stosują już Holandia, Belgia i Austria.

Niezwykle ważna jest również zasada przejrzystości i publikacji informacji o zdolnościach przesyłowych, która obecnie jest jedynie dobrowolna. Dostęp do informacji może bowiem stanowić olbrzymie źródło przewagi konkurencyjnej. Przejrzystość rynku, równy dostęp do informacji zmniejszają koszty transakcyjne i tworzy warunki do rozwoju rynku.

Zapewnienie zatem efektywnego dostępu do usług bilansowania przepływów gazu i rezerwowania zdolności przesyłowych oraz zapewnienie, że opłaty za równoważenie systemu odzwierciedlają rzeczywiste koszty i nie stanowią barier wejścia na rynek dla nowych podmiotów, stanowi jedno z wyzwań regulacyjnych, które wciąż stoi przed państwami Unii.

Również dostęp do pojemności magazynowych nabiera kluczowego znaczenia wraz z postępującą liberalizacją rynku, stając się podstawowym źródłem przewagi konkurencyjnej danego dostawcy. Często pojemności magazynowe w całości lub znacznej części pozostają w dyspozycji operatora sieci przesyłowej, co tłumaczy się wymaganiami natury operacyjnej lub względami bezpieczeństwa dostaw. Nie jest to jednak regułą, co pokazuje przykład Włoch, gdzie zarządzanie dostępem do magazynowania gazu zostało oddzielone od spółki przesyłowej.

Obecnie w wielu krajach nie ma możliwości korzystania z usług magazynowania gazu bądź to z powodu braku infrastruktury (zbiorników) bądź z powodu braku formalnego uregulowania tej kwestii. W niektórych przypadkach mamy do czynienia z wirtualnym substy-

tutem usług magazynowania w postaci świadczenia usług bilansowania systemu, często świadczonych jedynie w powiązaniu z umowami o świadczenie usług przesyłowych. Zaledwie w kilku krajach dostęp do pojemności magazynowych jest możliwy bez formalnych ograniczeń, choć może być dostępny na różnych zasadach (np. umowy dwustronne, licytacje).

Zadaniem właściwych instytucji nadzorujących i regulujących rynek gazu w państwach Unii będzie określenie, w jakim zakresie pojemności magazynowe służą jako rezerwy strategiczne a w jakim stanowią zasoby operacyjne oraz zadecydowanie o formie i zakresie dostępu do tych ostatnich.

Reasumując, choć nominalne otwarcie rynków w większości krajów Unii Europejskiej znacznie przekracza zakres wymagany przez dyrektywę gazową, to jednak w praktyce, z wielu względów, swobodny dostęp do sieci i stopień jego wykorzystania przez niezależnych dostawców jest jeszcze niewielki. Średni udział gazu przesyłanego na podstawie kontraktów TPA w całości sprzedaży gazu w krajach Unii Europejskiej – wyłączając Wielką Brytanię – wynosi zaledwie 7,3% (uwzględniając Wielką Brytanię – 29,5%).

Jedną z kolejnych istotnych decyzji przed jaką stoją rządy krajów liberalizujących sektor gazu, jest forma i zakres rozdziału rodzajów działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwa gazowe. Wymienione wcześniej trzy grupy krajów z najbardziej rozwiniętym rynkiem gazu różnią się także pod względem formy rozdziału rodzajów działalności. Tylko w Wielkiej Brytanii mamy do czynienia z całkowitym, właścicielskim rozdziałem działalności przesyłowej i handlowej. Włochy, Hiszpania, Belgia i Holandia zdecydowały się na utworzenie samodzielnych spółek zależnych z ograniczonym udziałem właścicielskim dotychczasowego monopolisty. Pozostałe kraje poprzestały na rozdziale funkcjonalnym i księgowym rozdziale kosztów. Francja i Austria być może dokonają prawnego wydzielenia działalności przesyłowej, a w Niemczech prawne wydzielenie przesyłania było warunkiem zgody na przejęcie dominującego operatora sieci gazowej przez E.ON.

W przypadku reform sektora i rozdziału działalności pojawia się problem kosztów osieroconych, których odzyskanie przez podmiot ulegający restrukturyzacji jest niemożliwe. Wydaje się, że jako koszty osierocone powinny być uznawane tylko koszty powstałe w rezultacie wprowadzenia konkurencji i które można powiązać z nałożonymi obowiązkami usług publicznych. Kontrakty długoterminowe mogą być uznawane za koszty osierocone, ale należy szukać w pierwszym rzędzie pragmatycznych, a dopiero później legislacyjnych rozwiązań tego problemu. Koszty (złego) zarządzania lub już zrekompensowane nie powinny być uznawane jako koszty osierocone.

Z punktu widzenia końcowego odbiorcy warunki dostępu do sieci, możliwość wyboru dostawcy, czy pojawienie się nowych graczy na rynku jest tylko środkiem do celu, jakim powinien być trwały spadek cen, przy zachowaniu ciągłości i bezpieczeństwa dostaw. Również dla nowych graczy na rynku poziom cen oraz możliwość generowania zysków decydują o atrakcyjności danego rynku.

Ocena wpływu liberalizacji na poziom cen jest trudna, zważywszy jak niewiele czasu upłynęło od jej rozpoczęcia. Trudno jest również wykazać, czy i w jakim stopniu zmiana cen była wynikiem otwarcia rynku, a na ile powodowały ją inne, niezależne czynniki. Jeszcze trudniej jest wykazać wpływ liberalizacji na wzrost popytu i konkurencyjności gazu w stosunku do innych paliw.

Bilans zmian cen gazu w Europie na przestrzeni ostatnich kilku lat (od 1995 r.) jest niekorzystny. Ceny netto dla dużych odbiorców przemysłowych wzrosły w tym okresie od 21% w Wielkiej Brytanii do 122% w Szwecji¹²²). W mniejszym zakresie, ale również, wzrosły ceny dla gospodarstw domowych. Wzrosła jednocześnie konsumpcja gazu we wszystkich krajach z wyjątkiem Holandii (spadek zużycia o 9%).

¹²² *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2002.

Niemniej jednak, począwszy od 2001 r., w większości krajów UE o rozwiniętym rynku, ceny gazu dla największych (a więc uprawnionych) odbiorców zaczęły spadać i to zarówno w wyniku faktycznej zmiany dostawcy, jak i groźby jego zmiany¹²³⁾. Wielka Brytania pozostaje tu pewnym wyjątkiem z racji wcześniej podjętych reform zmierzających do zliberalizowania rynku gazu i w konsekwencji pojawienia się konkurencji gazu z gazem. Nie bez znaczenia była też izolacja rynku brytyjskiego, która pozwoliła na ukształtowanie się cen na poziomie około 30% niższym od średniej na kontynencie. Wraz z wybudowaniem odcinka sieci łączącego Wielką Brytanię z kontynentem wzrósł popyt na tani gaz brytyjski ze strony europejskich odbiorców związanych drogimi kontraktami długoterminowymi, a ceny na rynku brytyjskim zaczęły gwałtownie dążyć do wyrównania.

Zauważalna jest też powolna zmiana relacji cen między poszczególnymi grupami odbiorców. Dla największych odbiorców przemysłowych ceny zmalały, podczas gdy dla odbiorców drobnych i indywidualnych nastąpił ich wzrost¹²⁴⁾. Tylko w Niemczech ceny gazu rosły dla wszystkich grup odbiorców, co można tłumaczyć brakiem rzeczywistego otwarcia rynku. Obecnie można też z pewnym uproszczeniem uznać, że ceny gazu „na granicy” oraz ceny w grupie największych odbiorców przemysłowych ustabilizowały się na podobnym poziomie w poszczególnych krajach Unii. Natomiast im mniejszy odbiorca, tym większe są różnice cen na rynkach poszczególnych państw.

Na ośmiu najbardziej dojrzałych rynkach gazu: taryfy dla dużych gospodarstw domowych we Włoszech i Hiszpanii kształtują się na poziomie około 40% wyższym, a na rynku brytyjskim – około 50% niższym od średniej dla pozostałych pięciu rynków. W przypadku najmniejszych odbiorców domowych, którzy zużywają gaz jedynie na potrzeby przygotowywania posiłków i ogrzewania ciepłej wody użytkowej (bez c.o.), najwyższe taryfy występują w Belgii, Hiszpanii, Niemczech i Włoszech. Najtańszy gaz w tej grupie mają odbiorcy w Austrii, Francji i Holandii, a różnica w cenie sięga 35%. Podobnie jak w grupie dużych gospodarstw domowych, tak i w przypadku tych najmniejszych, ceny gazu w Wielkiej Brytanii są niższe o ok. 28% od najniższej ceny na kontynencie¹²⁵⁾.

Największe różnice poziomów cen między grupą odbiorców przemysłowych i gospodarstw domowych występują w Belgii, Włoszech i Hiszpanii. W tym ostatnim kraju wiąże się to w dużym stopniu z intensywnym rozwojem sieci gazowej wymagającym znacznych nakładów finansowych. Wyższe koszty dostaw gazu w Niemczech i Francji mogą być z kolei tłumaczone mniejszą koncentracją terytorialną popytu i koniecznością utrzymywania rozbudowanych sieci dystrybucyjnych. Niskie ceny na rynku brytyjskim są niewątpliwie zasługą dużej konkurencji na rynku dostaw hurtowych i detalicznych oraz ścisłą kontrolą kosztów działalności przesyłowej przez organ regulacyjny.

¹²³ Ceny gazu dla dużych odbiorców przemysłowych rosły znacząco począwszy od połowy 1999 r. aż do stycznia 2001 r. We wszystkich krajach za wyjątkiem Wielkiej Brytanii zaobserwowano wyraźny spadek cen gazu dla odbiorców przemysłowych w okresie od stycznia do połowy 2001 r.

¹²⁴ *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2001.

¹²⁵ D. Finon, *Integration of European gas markets: Nascent competition in a diversity of models*, Institut d'Economie et de Politique de L'Energie, 2002.

Tabela 3.17. Ceny gazu w grupach odbiorców

Ceny gazu ziemnego w grupie odbiorców powyżej 418,6 TJ/rok 120 TWh							
Kraj	Styczeń 1999	Lipiec 1999	Styczeń 2000	Lipiec 2000	Styczeń 2001	Lipiec 2001	Styczeń 2002
Niemcy	3,5	3,1	3,9	5,1	6,5	6,3	6,0
Włochy	2,9	2,8	3,5	4,5	5,6	5,6	4,9
Wielka Brytania	3,0	3,0	2,8	2,9	3,5	4,3	4,6
Francja	2,6	2,6	3,5	4,1	5,2	4,4	3,6
Holandia	2,4	2,4	2,8				
UE	2,9	3,0	3,7	4,5	5,5	5,1	4,6
Ceny gazu ziemnego w grupie odbiorców powyżej 418 GJ/rok 120 MWh							
Niemcy	5,4	5,0	5,7	6,9	8,4	8,8	8,2
Włochy	7,8	7,8	8,5	9,5	10,8	9,3	9,6
Wielka Brytania	4,4	4,3	4,5	4,4	5,7	5,6	5,8
Francja	6,3	6,0	6,0	6,3	7,1	7,9	7,9
Holandia	4,9	4,7	5,0	5,4	5,7	6,1	
UE	5,8	5,8	6,5	7,2	8,2	7,9	7,6
Ceny gazu ziemnego w grupie odbiorców do 16 GJ/rok 4,5 MWh							
Niemcy	11,0	10,5	11,2	12,3	13,8	14,3	14,0
Włochy	9,0	9,0	9,7	10,7	12,0	11,3	10,9
Wielka Brytania	9,1	9,0	9,0	9,0	8,8	9,1	9,0
Francja	11,4	10,8	10,8	11,5	13,0	13,9	13,9
Holandia	8,4	8,2	8,5	8,9	9,2	9,6	9,9
UE	10,0	9,9	10,5	11,2	12,2	12,2	12,1

Źródło: *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels 2003.

Perspektywy i wnioski

Teoretycznie sektor gazowy jest lepiej przygotowany do rozwoju konkurencji niż sektor energii elektrycznej. Przemawia za tym większa przepustowość połączeń tranzytowych między systemami narodowymi, gdyż ze względu na swoje właściwości fizyczne gaz jest towarem, którym łatwiej jest handlować i który można magazynować, a struktura sektora jest mniej zintegrowana (rzadka jest zwłaszcza integracja produkcji i dostaw) niż sektora energii elektrycznej, co czyni go bardziej podatnym na nowe wejścia na rynek. Do wzrostu konkurencji mogą się też przyczynić programy typu *gas release*, które przenoszą część kontraktów długoterminowych, zawartych przez dotychczasowych monopolistów, na nowych graczy. Integracja narodowych rynków w jednolity rynek europejski będzie postępować w miarę przyjmowania jednolitych rozwiązań kształtowania taryf i warunków wymiany transgranicznej.

Jednak – w przeciwieństwie do energii elektrycznej, która produkowana jest lokalnie i to przy dużych nadwyżkach mocy produkcyjnych – produkcja gazu jest silnie skoncentrowana i umiędzynarodowiona. Sytuacja niedoboru na rynku gazu i uwarunkowania geopolityczne skłaniają rządy do większej ostrożności w uwalnianiu rynku gazu na konkurencję. Przy braku formalnej integracji sektora istnieją silne powiązania producentów i dostawców na mocy wieloletnich kontraktów. Udział gazu nie objętego kontraktami jest zbyt mały, aby zapewnić dynamiczny rozwój płynnego rynku handlu gazem. Nie należy też oczekiwać ani szybkiego, ani „raz na zawsze” rozwiązania kontraktów długoterminowych. Import gazu z odległych źródeł obciążony jest dużym stopniem ryzyka i wymaga dużych nakładów finansowych, dla

których najlepszą gwarancją są wieloletnie umowy handlowe. Nie widać też jeszcze wyraźnych oznak odchodzenia od powiązania cen gazu z cenami ropy, co ogranicza wykorzystywanie przewagi konkurencyjnej przez poszczególnych dostawców.

Należy jednak spodziewać się stopniowej ewolucji kontraktów ku większej elastyczności zawierania umów handlowych przez graczy operujących na bardziej konkurencyjnym rynku. Również okres obowiązywania kontraktów długoterminowych, zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej, nie powinien być dłuższy niż 10 lat. Zmienia się również zasady indeksacji cenowej kontraktów wieloletnich, dla których ceną referencyjną nie będzie tylko cena ropy, ale na przykład cena energii elektrycznej, węgla, czy nawet ceny gazu na wolnym rynku¹²⁶. W przyszłości duże dostawy gazu mogą być realizowane bezpośrednio na linii producent – spółka handlowa lub duży odbiorca przemysłowy.

W miarę rozwoju rynku będzie też rosło znaczenie dostaw gazu skroplonego (LNG). Pojawiają się nowe kierunki dostaw gazu LNG z Egiptu i Nigerii, a nawet z Wenezueli, Angoli i Kataru. Stopniowy rozwój płynnego rynku transakcji krótkoterminowych będzie postępował w miarę uwalniania większej ilości gazu z kontraktów długoterminowych i skracania ich okresu obowiązywania oraz wraz ze wzrostem elastyczności popytu.

Z doświadczeń brytyjskich, ale ostatnio także włoskich i hiszpańskich, można wnioskować, że w warunkach współwystępowania rynku konkurencyjnego z elementami rynku naturalnego monopolu o zasięgu krajowym lub regionalnym niezbędne jest funkcjonowanie silnego organu regulacyjnego niezależnego od regulowanych przedsiębiorstw, a nawet posiadającego silną autonomię w ramach rządu lub pozostającego całkowicie poza nim. Procedury regulacyjne winny być przejrzyste i jednakowe dla wszystkich uczestników rynku.

Wymagane jest również określenie kompetencji, wzajemnej relacji i zasad współpracy organów regulacyjnych i organów antymonopolowych (ochrony konkurencji). W obliczu integracji europejskich rynków gazu, powinno się podjąć wysiłki harmonizacji w takich dziedzinach jak: podatki (w tym opłaty licencyjne), ochrona środowiska, standardy techniczne. Bezpieczeństwo dostaw powinno być zapewnione poprzez stosowanie mechanizmów regulacyjnych (standardy operacyjne, dywersyfikacja źródeł).

Wreszcie istotna jest także spójna wizja i wola polityczna zmian i reform oraz determinacja w ich przeprowadzaniu przez rządy w całym okresie przejściowym. Doświadczenia krajów Europy Zachodniej i Wielkiej Brytanii pokazują, jak trudne jest wdrażanie konkurencji na rynku o silnie zintegrowanych strukturach. Trzeba zauważyć, że kontrakty długoterminowe same w sobie są formą pionowej integracji i stanowią barierę wejścia na rynek. Bez radykalnego rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych – na co się nie zanosi – zmiany na rynku mogą być tylko ewolucyjne.

Komisja Europejska korzystając z doświadczeń Wielkiej Brytanii, tam gdzie jest to możliwe, ucieka się do rozwiązań zbliżonych do brytyjskiego *gas release programs* z połowy lat 90. Świadczyć może o tym zaangażowanie Komisji w zakończone sukcesem negocjacje z norweskim zrzeszeniem eksporterów gazu GFU. Porozumienie zobowiązuje stałych członków GFU – Statoil i Norsk Hydro – do zaprzestania wspólnych działań marketingowych i łączonej sprzedaży gazu na rynek UE, a także do sprzedaży w okresie do 2005 r. określonej ilości gazu (15,2 mld m³) tylko nowym spółkom obrotu, które dotychczas nie zaopatrywały się w gaz norweski¹²⁷. Podobne ustalenia zapadły w negocjacjach z duńskim zrzeszeniem producentów gazu (DUC) oraz koncernem DONG¹²⁸.

¹²⁶ Indeksacja cen kontraktowych cenami rynku wolnego ma już miejsce w Wielkiej Brytanii, gdzie Centrica zawarła kontrakt ze Statoil, w którym ceną referencyjną jest rynek wolny NBP. W odpowiedzi, Ruhrgas zażądał renegotjacji swojego kontraktu ze Statoil, aby móc reeksportować część gazu na rynek brytyjski.

¹²⁷ *Commission successfully settles GFU case with Norwegian gas producers*, EU Commission press release, Brussels 17.07.2002.

¹²⁸ Patrz ramka w rozdziale 5.1.

Kompetencje Komisji nie sięgają tak daleko, aby mogła narzucać państwom członkowskim, a tym bardziej nie zrzeszonym w Unii, kierunek w jakim powinny podążać przemiany organizacyjne i własnościowe na narodowych rynkach. Nie przeszkadza to jednak prowadzeniu dialogu z Algierią i Rosją, których celem jest wyeliminowanie klauzuli z kontraktów długoterminowych nie pozwalającej kontrahentom na odsprzedaż zakontraktowanego gazu poza swoje terytorium (ang. *destination clauses*). Możliwość wtórnego obrotu gazem z kontraktów stworzyłaby warunki konkurencji między spółkami na rynkach narodowych, które wabiłaby możliwość przechwytywania dodatkowych zysków w okresach sezonowych fluktuacji cen. Z oczywistych względów producenci niechętnie odnoszą się do tych propozycji.

Prawdopodobnie dostęp do sieci transgranicznych na potrzeby przepływów tranzytowych nadal pozostanie dostępem negocjowanym, a alokacja zdolności przesyłowych pozostanie w gestii właściciela sieci. Wielką przeszkodą dla nowych dostawców w zdobywaniu rynków jest brak jednolitego paneuropejskiego systemu taryfikacji usług przesyłowych. Obecne dystansowe taryfy przesyłowe są zbyt mało elastyczne i zbyt wysokie, aby stanowić skuteczną zachętę do wchodzenia na rynek dla nowych graczy i umożliwiają subsydiowanie powiązanych kapitałowo spółek obrotu z działalnością przesyłowej. Problem nawarstwiania opłat przesyłowych (ang. *pancaking*) jest szczególnie wyraźny w Niemczech, gdzie trzeba płacić za przesyłanie kilkoma regionalnymi sieciami. Także w innych krajach taryfy są skonstruowane w sposób niekorzystny dla firm przesyłających gaz tranzytem w stosunku do opłat za dostawę gazu do odbiorcy końcowego.

Katarzyna Janiszewska

3.4. Rynek odnawialnych źródeł energii

W stosunku do konwencjonalnych, alternatywne źródła energii, obecnie zwane odnawialnymi, ze względu na przyjazne oddziaływanie na środowisko, sprzyjanie racjonalnemu wykorzystaniu zasobów naturalnych oraz rozwojowi rynków lokalnych, stanowią ważny element realizacji celów polityki unijnej nie tylko z punktu widzenia liberalizującego się rynku energii, ale także z punktu widzenia problematyki ochrony środowiska i trwałego rozwoju.

Termin *odnawialne źródła energii* (OZE) odróżnia źródła niewyczerpalne od źródeł o ograniczonych zasobach (od paliw kopalnych), wykorzystywaniu których towarzyszą dodatkowo niekorzystne efekty dla środowiska naturalnego. Do odnawialnych źródeł energii zalicza się energię promieniowania słonecznego wraz z jej pochodnymi takimi jak energia wiatru, fal morskich, energia rzek, oraz energia wnętrza Ziemi (energia geotermalna) i ruchów planetarnych (energia pływów)¹²⁹. W definicji odnawialnych źródeł energii uwzględnić można energię uzyskiwaną z biomasy, w tym również z odpadów komunalnych¹³⁰.

Analizując rozwiązania Unii Europejskiej w zakresie odnawialnych źródeł energii należy zwrócić uwagę na bardzo szeroki kontekst w jakim zagadnienie to ewoluowało

Czynnikami, które bezpośrednio wpłynęły na sformułowanie koncepcji wykorzystania odnawialnych źródeł energii stały się kryzysy energetyczne w latach 70. (pierwszy i drugi) oraz postępująca degradacja środowiska naturalnego, spowodowana działalnością człowieka. Nie dziwi więc stopniowe przesunięcie ciężaru wagi w polityce energetycznej UE z podejścia podażowego na racjonalne, nastawione na stabilizację zużycia energii. Charakteryzuje go zarządzanie zarówno zasobami, jak i stroną popytową, co oznacza m.in. położenie nacisku na

¹²⁹ G. Sokołowski, *Fundamenty wspólnej polityki promowania energetyki odnawialnej*, Wspólnoty Europejskie Nr 9 (132) 2002.

¹³⁰ Zgodnie z definicją zawartą w omawianej w niniejszej części dyrektywie, odnawialne źródła energii to „odnawialne, nie kopalne źródła energii (wiatr, energia słoneczna, geotermiczna, falowa, pływów, wodna, biomasy, gazów z odpadów, ścieki kanalizacyjne)”.

zwiększenie efektywności energetycznej oraz zmianę struktury bilansu paliwowego, zapewniające nie tylko bezpieczeństwo dostaw, ale również zwrócenie się ku „czystszy” technologiom, umożliwiającym ograniczenie emisji i oszczędne wykorzystywanie źródeł energii.

Wspólnotowa polityka w zakresie OZE

O procesie kształtowania się wspólnotowej polityki wobec OZE można mówić od 1986 r., kiedy to w **Rezolucji Rady** z 16 października 1986 r. dotyczącej nowych celów Wspólnoty w zakresie energetyki oraz zbieżności polityk państw członkowskich¹³¹⁾, zawarto postulat promocji odnawialnych źródeł energii.

Kolejnym ważnym krokiem było wskazanie, po raz pierwszy, celu ilościowego dotyczącego udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym Unii. Stało się to w 1994 r. podczas szczytu Rady Europejskiej w Madrycie, gdzie przyjęto tzw. Deklarację Madrycką¹³²⁾, w której podano docelowy 15-procentowy udział energii wytwarzanej z OZE w 2010 r.

Ponadto w dokumencie tego typu po raz pierwszy przedstawiono odnawialne źródła energii nie tylko w świetle konieczności redukcji emisji¹³³⁾, ale również w nawiązaniu do rozwoju regionalnego, kwestii zatrudnienia oraz konkurencyjności firm europejskich, zwłaszcza względem amerykańskich.

Jednocześnie odnawialne źródła energii zostały pokazane jako ważny czynnik mający umożliwić osiągnięcie celów wymienionych w **Białej Księdze: Polityka energetyczna dla Unii Europejskiej**¹³⁴⁾, takich jak poprawa konkurencji, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw oraz ochrona środowiska (więcej na temat Białej Księgi w rozdziale 2).

Następnym znaczącym krokiem w tworzeniu polityki wspólnotowej w zakresie OZE było przyjęcie przez Komisję w 1996 r. **Zielonej Księgi: Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii**, stanowiącej zaproszenie do publicznej debaty na temat strategii rozwoju odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej. Uzyskane w ten sposób uwagi i opinie organów unijnych oraz zainteresowanych tematyką gremiów, stanowiły podstawę przygotowanej przez Komisję Europejską i przyjętej w grudniu 1997 r. **Białej Księgi: Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii. Strategia i Plan Działania**¹³⁵⁾. W dokumencie tym założono „ambitny, ale realistyczny cel”, polegający na zwiększeniu do 2010 r. zużycia energii produkowanej ze źródeł odnawialnych w stosunku do zużycia energii brutto w UE do 12%. Założenie to oznaczało podwojenie (z 6%) udziału OZE na rynku energii Unii. Ze względu na zróżnicowane wykorzystanie odnawialnych źródeł przez państwa członkowskie (od 1% do 25%),

¹³¹⁾ Council Resolution of 16 September 1986 concerning new Community energy policy objectives and convergence of the policies of the Member States, OJ C 241.

¹³²⁾ Założenia **Deklaracji Madryckiej** były wymieniane następnie w dokumentach potwierdzających zaangażowanie w promocję odnawialnych źródeł energii państw członkowskich, np. Umowie Ateńskiej z 1995 r. dotyczącej państw basenu Morza Śródziemnego czy też dokumencie roboczym zatytułowanym „Wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w rejonie Morza Bałtyckiego” z 1997 r.

¹³³⁾ Ograniczenie emisji gazów powodujących efekt cieplarniany, m.in. CO₂, jest jednym z celów, któremu ma służyć rozwój odnawialnych źródeł energii. Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (1997) zobowiązuje Unię Europejską do 8% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2012 r. w stosunku do wielkości emisji z 1990 r. Unia Europejska ratyfikowała Protokół w maju 2002 r. Wielkość emisji w Unii Europejskiej znajduje się obecnie na poziomie ustabilizowanym, zbliżonym do wielkości z roku bazowego 1990 i ulega niewielkim fluktuacjom – w 2001 r. wielkość emisji w państwach członkowskich zmalała ogółem o 2,3% w stosunku do 1990 r., jakkolwiek już w roku następnym 2002, tendencja ta odwróciła się i wyemitowano odpowiednio o 1% więcej gazów (materiały konferencyjne, 1st Brussels Climate Change Conference, 20.05.2003).

¹³⁴⁾ COM (95) 682 (1995), *An Energy Policy for the European Union*.

¹³⁵⁾ COM (97) 599 (1997), *Energy for the Future: Renewable Energy Sources*, White Paper for a Community Strategy and Action Plan.

z których część przygotowała lub była w trakcie opracowywania krótko- i długoterminowych planów i celów rozwoju OZE, Biała Księga wskazywała na potrzebę koordynacji działań na rynkach narodowych, a na poziomie unijnym objęcie strategią promowania OZE szeregu obszarów działania: energetyki, ochrony środowiska, rynku pracy, podatków, badań i rozwoju technologicznego, rolnictwa i polityki regionalnej. Zaproponowano również wprowadzenie programu o celach średnioterminowych – Kampanii Wdrożeniowej (*Campaign for Take-Off*)¹³⁶, którego realizacja trwała do 2003 r.

Następny dokument, w którym potwierdzono status odnawialnych źródeł energii jako politycznego priorytetu Unii Europejskiej, stanowi opublikowana w 2000 r. **Zielona Księga: W kierunku europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw energii**¹³⁷. Zwrócono w nim uwagę na rosnącą tendencję zużycia energii oraz zwiększający się import produktów energetycznych, oznaczający pogłębiające się uzależnienie gospodarki Unii od dostaw energii z zewnątrz (zgodnie z przewidywaniami zamieszczonymi w Zielonej Księdze, import wzrośnie z 50% całkowitego zapotrzebowania na energię obecnie, do 70% w latach 2020-2030, przy założeniu, że żadne działania zapobiegające nie zostaną podjęte). Dokument ten sygnalizuje również, iż kroki mające na celu zmniejszenie ryzyka związanego z importem, zgodnie z zapisami art. 2 i 6 Traktatu o ustanowieniu Unii Europejskiej¹³⁸, powinny uwzględniać kwestie ochrony środowiska oraz zasady zrównoważonego rozwoju¹³⁹. Pada tu też stwierdzenie, że odnawialne źródła energii stanowią możliwość dywersyfikacji dostaw energii i tym samym zniwelowania ryzyka związanego z przerwami w dostawach oraz ryzyka ekonomiczno-społecznego i dotyczącego ochrony środowiska. Księga potwierdza znaczne możliwości rozwoju OZE, jednocześnie podkreślając, że będzie to możliwe dzięki istotnym wysiłkom politycznym i ekonomicznym. Jako bariery w rozwoju OZE Zielona Księga wymienia:

- przeszkody strukturalne – system społeczno-gospodarczy oparty był dotąd na scentralizowanym rozwoju wokół konwencjonalnych źródeł energii (węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny i energetyka atomowa),
- przeszkody finansowe – niektóre technologie OZE wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych,
- brak przyznania priorytetu w przyłączaniu OZE do sieci przesyłowych.

Dyrektywa 2001/77/EC

Pierwszym aktem prawnym, będącym wynikiem wielu wspomnianych wcześniej deklaracji politycznych, odnoszącym się bezpośrednio do odnawialnych źródeł energii i obligującym państwa członkowskie do podjęcia określonych działań w tym zakresie, jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/77/WE z 27 września 2001 r. w sprawie promocji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii¹⁴⁰.

Najważniejsze założenia Dyrektywy 2001/77/EC dotyczą:

- definicji odnawialnych źródeł energii, uwzględniających duże elektrownie wodne oraz odpady komunalne,

¹³⁶ Cele Kampanii Wdrożeniowej: 10 tys. MW (biomasa), 10 tys. MW (energetyka wiatrowa), 1 mln systemów fotowoltaicznych, 100 gmin będzie zasilane w 100% ze źródeł odnawialnych.

¹³⁷ COM (2000) 769 final, Green Paper, *Towards an European strategy for the security of energy supply*.

¹³⁸ Treaty establishing the European Community, OJ C 325.

¹³⁹ Rada Europejska podczas posiedzenia w Cardiff w 1998 r. podkreśliła konieczność pełnienia przez odnawialne źródła energii ważnej roli w procesie integrowania zagadnień ochrony środowiska z polityką energetyczną, oraz z innymi dziedzinami polityki Wspólnoty, co zresztą zostało potwierdzone zapisami w Traktacie Amsterdamskim (art. 6 Traktatu o ustanowieniu UE), które weszły w życie w 1999 r.

¹⁴⁰ Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, OJ L 283.

- globalnego celu indykatywnego – dyrektywa stawia cel dla całej Unii tj. 22,1% udział energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii,
- krajowych celów ilościowych (indykatywnych) – w załączniku do dyrektywy znajduje się wykaz celów ilościowych państw członkowskich dotyczących udziału energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii elektrycznej brutto do 2010 r. (tabela 3.19), uwzględniających zróżnicowanie technologii OZE oraz warunki geograficzne każdego z krajów,
- schematów wspierania – dyrektywa nie wprowadza założeń dla ogólnego systemu wsparcia OZE, przewiduje jedynie ocenę stosowanych przez państwa członkowskie mechanizmów oraz możliwość (nie obowiązek) przedstawienia na tej podstawie przez Komisję programu schematów wsparcia,
- świadectw pochodzenia – dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia systemu wydawania dokumentu określającego źródło energii, z którego została wyprodukowana zielona energia elektryczna, daty i miejsca produkcji oraz potwierdzającego wyprodukowanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie¹⁴¹,
- procedur administracyjnych – dyrektywa nakłada wymóg oceny przez poszczególne państwa członkowskie istniejących ram prawnych i regulacyjnych dotyczących procedur zezwalających na działalność i budowę nowych mocy wytwórczych (zgodnych z art. 4 Dyrektywy 96/92/EC w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej), w celu ograniczenia barier, uproszczenia procedur i zapewnienia ich obiektywności i przejrzystości,
- dostępu do systemu sieciowego – dyrektywa, oprócz nałożenia obowiązku ustanowienia i publikowania standardowych zasad dotyczących podziału kosztów niezbędnych dla przyłączenia do sieci nowych producentów zielonej energii, możliwości zobowiązania operatorów sieci do ponoszenia w części lub całościowo kosztów związanych z przyłączeniem OZE, zapewnienia warunków niedyskryminacji w zakresie opłat przesyłowych i dystrybucyjnych, daje możliwość państwom członkowskim zapewnienia pierwszeństwa dostępu do systemu sieciowego dla energii elektrycznej wytwarzanej z OZE.

Prace nad dyrektywą przedłużały się i zakończyły się przedstawieniem przez Komisję Europejską w maju 2000 r. projektu różniącego się w kilku zasadniczych kwestiach od ostatecznie przyjętej wersji.

Po pierwsze, w zawartej w dyrektywie definicji odnawialnych źródeł energii znalazły się duże elektrownie wodne. W projekcie, ze względu na ich wysoką efektywność ekonomiczną oraz dyskusyjny wpływ na środowisko naturalne, zostały wykluczone. Argumentem, który prawdopodobnie wpłynął na ostateczną decyzję o zakwalifikowaniu dużych elektrowni wodnych jako odnawialnych źródeł energii, były nikłe szanse państw członkowskich, a tym samym UE, na wypełnienie celów ilościowych dyrektywy bez uwzględnienia hydroenergetyki (zob. rysunek 3.5). Po drugie, nie przyjęto proponowanego w projekcie brzmienia celu dyrektywy, który wyraźnie stanowił o utworzeniu powszechnej struktury na rzecz promowania OZE. W obowiązującej wersji, celem jest promocja większego udziału odnawialnych źródeł energii oraz stworzenie podstaw do (dopiero) przyszłego opracowania wspólnotowych ram. O wyborze raczej pośrednich, mało radykalnych kroków świadczy również brak obowiązku nadania odnawialnym źródłom energii priorytetu dostępu do sieci przesyłowych. Należy także podkreślić, że cele, o których wspomniano wyżej, nie są celami obowiązkowymi. Ich realizacja podlega wprawdzie ocenie Komisji (pierwszy raz najpóźniej do 27 października 2004 r.), ale w przypadku nie wypełniania ich przez państwa członkowskie, Komisja może jedynie

¹⁴¹ Warto zwrócić uwagę na zawarty w dyrektywie wymóg wzajemnego uznawania przez państwa członkowskie świadectw pochodzenia. Zdaniem krytyków dyrektywy jest to zdecydowany ukłon Komisji w stronę systemu zielonych certyfikatów, których obrót może odbywać się w przyszłości wykorzystując istnienie wymaganych świadectw pochodzenia i który jak się zdaje, jest jedynym pomysłem Komisji na wsparcie odnawialnych źródeł energii w UE, K. Bolesta, *Wspieranie rozwoju energetyki odnawialnej w państwach UE*, Wspólnoty Europejskie Nr 5 (128), 2002.

przedstawić Parlamentowi i Radzie propozycje rozwiązania problemu wraz z „możliwymi celami obowiązkowymi”, ponieważ nie posiada narzędzi dyscyplinujących.

W dyrektywie brak także propozycji wspólnego, jednolitego systemu wsparcia OZE. Problem ich tworzenia i doboru odpowiednich mechanizmów pozostawiono państwom członkowskim, tłumacząc się potrzebą zdobycia odpowiednich doświadczeń w tym zakresie, zdominując jednocześnie o wcale bogatych, zróżnicowanych i zdecentralizowanych systemach pomocy mających zastosowanie od lat, tak jak to miało miejsce w Danii, gdzie pierwsze tego rodzaju programy wprowadzono w latach 70.

Uwagę również zwraca horyzont czasowy realizacji założeń dyrektywy:

- do 27.10.2004 r. Komisja przedstawi swe wnioski na temat realizacji przez państwa członkowskie wskaźnikowych celów krajowych oraz raport na temat doświadczeń stosowania programów wspomagających producentów elektryczności z odnawialnych źródeł energii,
- do 25.10.2005 r. Komisja przedłoży raport na temat doświadczeń uzyskanych ze stosowania mechanizmów wspomagających oraz propozycję programu pomocy dla OZE.

Wziąwszy pod uwagę siedmioletni okres przejściowy, gwarantowany w dyrektywie na stosowanie krajowych programów wspierania, oznacza to, że wypracowanie ogólnych zasad pomocy może nastąpić około 2012 r.

Podsumowując zaproponowane rozwiązania trudno jest oprzeć się wrażeniu, że dyrektywa sama w sobie stanowi harmonogram nie tyle działania, co monitorowania przez Komisję procesu rozwoju OZE, który prawdopodobnie będzie się toczył własnym tempem, zależnie od przyjętych przez poszczególne państwa członkowskie polityk oraz sił oddziaływania zarówno przeciwników jak i propagatorów idei wykorzystania odnawialnych źródeł energii¹⁴²⁾.

Skutki polityki unijnej w zakresie OZE

Dane opublikowane przez Komisję w lutym 2001 r. w raporcie na temat realizacji celów Białej Księgi¹⁴³⁾ wskazują na pewien postęp w udziale OZE na rynku energii UE, choć nie dotyczy on wszystkich rodzajów odnawialnych źródeł energii.

Tabela 3.18. Produkcja energii z odnawialnych źródeł energii w UE

	1989 r.	1996 r.	1997 r.	1998 r.	Wzrost w latach 89-98
Energetyka wiatrowa	46	417	631	1 037	2 154%
Energetyka słoneczna	146	294	318	347	138%
Hydroelektrownie	21 859	24 814	25 452	26 262	20%
Energetyka geotermalna	2 215	2 747	2 815	2 992	35%
Biomasa	39 979	47 777	52 552	54 175	36%
Produkcja energii z OZE (ktoe)	64 242	76 051	81 768	84 813	32%
Produkcja energii elektrycznej z OZE (GWh)	273 290	321 436	334 642	352 805	29%

Źródło: *Communication on the implementation of the Community Strategy and Action Plan on Renewable Energy Sources (1998-2000)*, COM (2001) 69 final.

¹⁴²⁾ K. Bolesta, *Wspieranie rozwoju energetyki odnawialnej w państwach UE*, Wspólnoty Europejskie Nr 5 (128) 2002.

¹⁴³⁾ *Communication on the implementation of the Community Strategy and Action Plan on Renewable Energy Sources (1998-2000)*, COM (2001) 69 Final of 16 February 2001.

Przeprowadzona analiza instrumentów wspomagających, będących już w zastosowaniu (grupa I), jak również planowanych (grupa II) przez państwa członkowskie, pozwala przewidzieć na ile możliwe są do osiągnięcia, bez podejmowania dodatkowych działań, cele zapisane w Białej Księdze i dyrektywie (zob. tabele poniżej).

Tabela 3.19. Udział energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii elektrycznej przez państwa członkowskie w 2010 r. w porównaniu z krajowymi celami ilościowymi (indykatywnymi) dyrektywy

Kraj	1999 r. (%)	2010 r.		
		Cele indykatywne (%)	I gr. instrumentów aktywnych (%)	II gr. instrumentów planowanych (%)
Austria	72	78	63	63
Belgia	1	6	1	3
Niemcy	6	13	11	12
Dania	13	29	23	42
Hiszpania	10	29	22	30
Finlandia	26	32	31	31
Francja	15	21	13	16
Grecja	10	20	12	15
Irlandia	5	13	11	15
Włochy	17	25	17	18
Luksemburg	3	6	5	9
Holandia	2	9	6	9
Portugalia	36	39	27	38
Szwecja	50	60	57	57
Wielka Brytania	2	10	4	4
UE – 15	14	22	15	18
Kolor zielony – cel został osiągnięty				
Kolor czerwony – cel nie został osiągnięty				

Źródło: Raport PRETIR, *Implementation of Renewable Energy in the European Union until 2010*, Ecofys 2002.

Tabela 3.20. Przewidywana produkcja energii z OZE w Unii Europejskiej w 2010 r.

	jedn.	1999 r.	2010 r.		
			I gr. instrumentów	II gr. instrumentów	Biała Księga
Energia wiatrowa	GW	9,0	37,0	54,0	40,0
Energia wodna >10 MW	GW	85,0	85,0	87,0	91,0
Energia wodna < 10 MW	GW	9,0	11,0	12,0	14,0
Ogniwa fotowoltaiczne	GW	0,1	0,5	0,7	3,0
Biomasa	Mtoe	55,0	86,0	228,0	135,0
Energia geotermalna – energia elektryczna	GW	0,6	0,6	0,9	1,0
Energia geotermalna – ciepło	GW	1,2	1,8	1,9	5,0
Słoneczne kolektory do produkcji ciepła	mln m ²	9,0	18,0	28,0	100,0
Wytwarzanie ogółem	TWh	364,0	466,0	539,0	675,0
Wytwarzanie z OZE ogółem	Mtoe	85,0	122,0	159,0	182,0
Udział energii z OZE	%	6,0	8,0	10,0	12,0

Źródło: Raport PRETIR, *Implementation of Renewable Energy in the European Union until 2010*, Ecofys 2002.

Dane wskazują, że duże elektrownie wodne (> 10 MW) stanowią najważniejsze odnawialne źródło energii elektrycznej (zgodnie z definicją zawartą w Dyrektywie 2001/77/EC).

Intensywny rozwój, nie przekraczający jednak wielkości wskazanych w Białej Księdze, będzie dotyczyć biomasy. Wszystkie państwa członkowskie podkreślają znaczenie tego rodzaju źródeł energii i wprowadzają silne instrumenty wspierające.

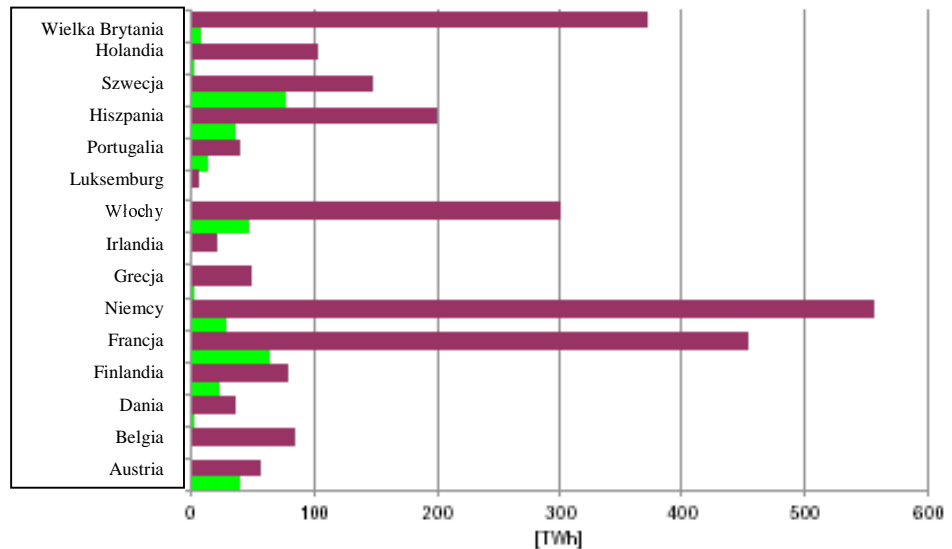
Jak dotąd, dzięki zastosowanym mechanizmom wspierającym, największą tendencją wzrostową charakteryzowała się energetyka wiatrowa z przyrostem mocy sięgającym poziomu 55% rocznie¹⁴⁴, a całkowita moc zainstalowana generatorów ma szansę przekroczyć cele wyznaczone w Białej Księdze.

Stosunkowo znaczny wzrost mocy można zauważyć w przypadku ogniw fotowoltaicznych, zwłaszcza w Niemczech i Hiszpanii, gdzie istnieje obowiązek zakupu energii elektrycznej po – z góry – określonych cenach. Jednakże ceny ogniw pozostają wciąż zbyt wysokie w porównaniu nawet z innymi rodzajami technologii OZE, wobec czego ten rodzaj technologii zależy od subsydiów w znacznie większym stopniu niż pozostałe.

¹⁴⁴ *Communication on the implementation of the Community Strategy and Action Plan on Renewable Energy Sources (1998-2000)*, COM (2001) 69 final.

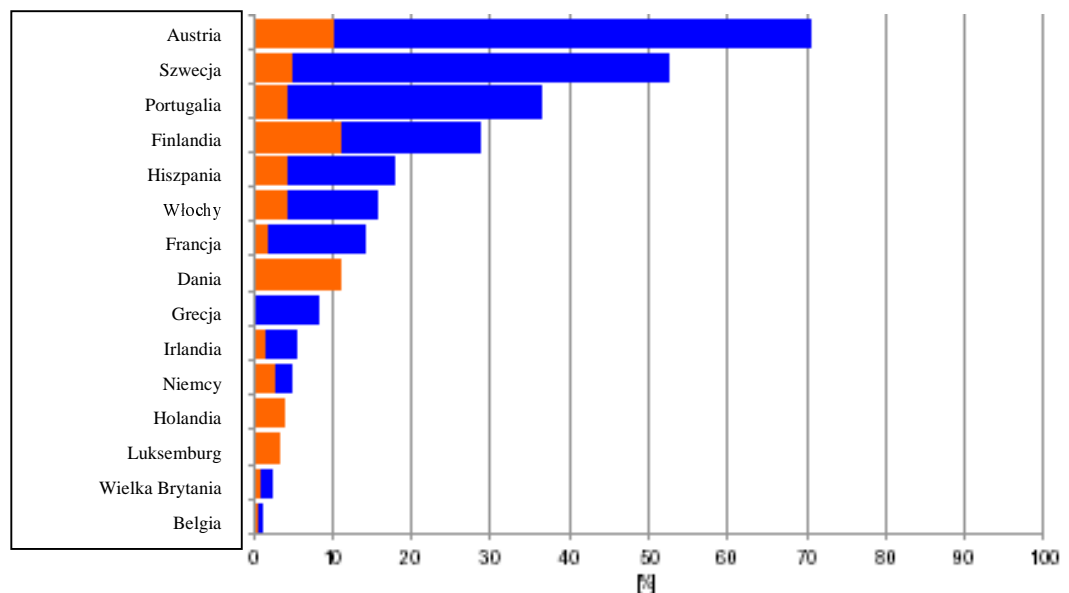
Rysunek 3.4. Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE vs zużycie energii elektrycznej w krajach UE w 1998 r.

- Wytwarzanie z OZE
- Zużycie energii elektrycznej



Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

Rysunek 3.5. Udział energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w całkowitym zużyciu energii elektrycznej, z uwzględnieniem i bez uwzględnienia dużych hydroelektrowni



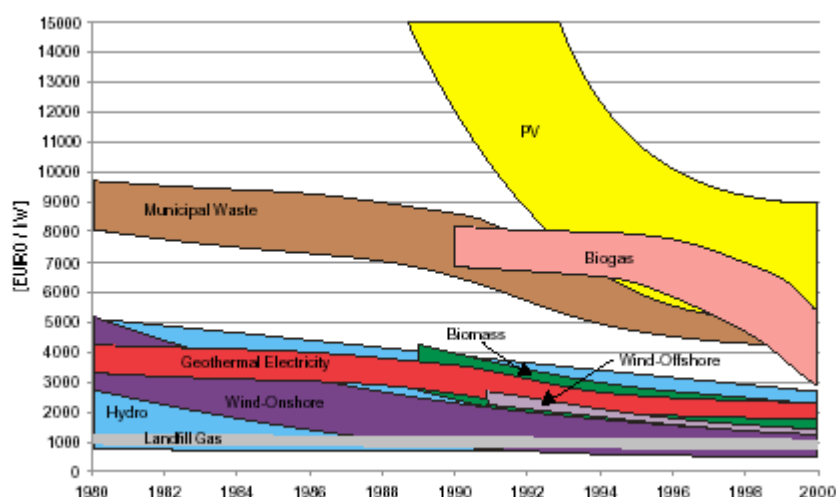
- Wytwarzanie z OZE bez uwzględnienia dużych hydroelektrowni
- Wytwarzanie z OZE z udziałem dużych hydroelektrowni

Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

Koszty wytwarzania energii z OZE

Wymóg ponoszenia wysokich nakładów inwestycyjnych (tak jak to się stało w przypadku konwencjonalnych źródeł energii¹⁴⁵) z pewnością stanowi jedną z najważniejszych przeszkód w zwiększaniu udziału odnawialnych źródeł na rynku energii. Można spodziewać się, że niekorzystna struktura i poziom kosztów zostaną zniwelowane w miarę doskonalenia technologii i zwiększenia udziału w rynku energii. Ceny energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych zmalały znacząco w przeciągu ostatniego 10-lecia dzięki zaawansowaniu technologicznemu, wsparciu ze strony państwa oraz efektowi skali.

Rysunek 3.6. Dynamika kosztów inwestycyjnych OZE (energia elektryczna) w UE w latach 1980-2000



Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

Tabela 3.21. Koszt wytwarzania energii elektrycznej z OZE (EUR/kWh)

	1980 r.	1985 r.	1990 r.	1995 r.	2000 r.
Energetyka wiatrowa	0,22↔0,57	0,11↔0,28	0,067↔0,17	0,030↔0,077	0,025↔0,065
Biomasa:					
a) gazyfikacja					a) 0,077
b) współspalanie				b) 0,061	
c) cykl parowy	c) 0,12	c) 0,10	c) 0,10	c) 0,083	c) 0,074
Małe hydroelektrownie	0,02↔0,17	0,02↔0,15	0,019↔0,13	0,019↔0,12	0,019↔0,1

Źródło: *Inventory of public aid granted to different energy sources*, Commission Staff Working Paper, Brussels 2002.

Na niekorzystną na rynku konkurencyjnym pozycję OZE wpływa również nie uwzględnienie w cenie końcowej energii pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych kosztów zewnętrznych (brak internalizacji kosztów). Technologie o wysokich kosztach zewnętrznych związanych z zanieczyszczeniem środowiska naturalnego i zagrożaniem zdrowiu człowieka, nie ponoszą ich w całości, co z kolei sprawia, że odnawialnym źródłom energii o niskich kosztach zewnętrznych ale o wysokich kosztach wewnętrznych, trudno jest konkurować z konwencjonalnymi źródłami energii.

¹⁴⁵ *Inventory of public aid granted to different energy sources*, Commission Staff Working Paper, Brussels 2002.

Przeprowadzone na zlecenie Komisji Europejskiej badania rzeczywistych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Europie (ExternE) potwierdziły, że uwzględnienie w cenie końcowej energii elektrycznej wytwarzanej przy wykorzystaniu paliw stałych (węgiel kamienny, lignit, torf) lub ropy naftowej, podwoiłoby jej wysokość¹⁴⁶.

Tabela 3.22. Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w UE i Norwegii (eurocenty/kWh)

Kraj	Węgiel i lignit	Torf	Surowa ropa naftowa	Gaz	Energia nuklearna	Biomasa	Energetyka wodna	PV	Energetyka wiatrowa
Austria	–	–	–	1-3	–	2-3	0,1	–	–
Belgia	4-15	–	–	1-2	0,5	–	–	–	–
Dania	4-7	–	–	2-3	–	1	–	–	0,1
Finlandia	2-4	2-5	–	–	–	1	–	–	–
Francja	7-10	–	8-11	2-4	0,3	1	1	–	–
Grecja	5-8	–	3-5	1	–	0-0,8	1	–	0,25
Hiszpania	5-8	–	–	1-2	–	3-5	–	–	0,2
Holandia	3-4	–	–	1-2	0,7	0,5	–	–	–
Irlandia	6-8	3-4	–	–	–	–	–	–	–
Niemcy	3-6	–	5-8	1-2	0,2	3	–	0,6	0,05
Norwegia	–	–	–	1-2	–	0,2	0,2	–	0-0,25
Portugalia	4-7	–	–	1-2	–	1-2	0,03	–	–
Szwecja	2-4	–	–	–	–	0,3	0-0,7	–	–
Wielka Brytania	4-7	–	3-5	1-2	0,25	1	–	–	0,15
Włochy	–	–	3-6	2-3	–	–	0,3	–	–

Źródło: *Inventory of public aid granted to different energy sources*, Commission Staff Working Paper, Brussels 2002.

Mechanizmy wsparcia OZE w państwach członkowskich

Dyrektywa w sprawie promocji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii nie zawiera żadnych podstaw do stworzenia ogólnego unijnego systemu wspierania OZE. Daje dowolność państwom członkowskim w budowaniu własnych, dostosowanych do potrzeb programów pomocy, zgodnych z zapisami Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską¹⁴⁷ dotyczącymi pomocy ze strony państwa¹⁴⁸. Należy

¹⁴⁶ *Inventory of public aid granted to different energy sources*, Commission Staff Working Paper, Brussels 2002.

¹⁴⁷ Treaty establishing the European Community, OJ.C.97.340.173.

¹⁴⁸ W tym miejscu warto przedstawić interesującą sprawę, jaka została wniesiona przez niemieckie przedsiębiorstwo PreussenElektra przed Trybunał Sprawiedliwości, dotyczącą pomocy publicznej dla OZE. Zgodnie z traktatem pomoc udzielana przez państwo jest niezgodna z zasadami wspólnego rynku, jeśli wypacza lub zagraża wypaczeniem konkurencji lub wpływa na handel między nimi. Jednak zgodnie z art. 92 (3) (c) (obecnie art. 87), za zgodną z zasadami wspólnego rynku można uznać „pomoc na rzecz rozwoju pewnych dziedzin gospodarki [...] jeżeli nie zmieni ona warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem”. Pośród powodów usprawiedliwiających pomoc jest m.in. niedopuszczenie do sytuacji, w której pomoc zostanie udzielona przedsiębiorstwu dopiero po napotkaniu przez nie trudności. Zasada ta odnosi się m.in. do kwestii ochrony środowiska i bezpieczeństwa dostaw. Związek pomiędzy odnawialnymi źródłami energii, pomocą udzielaną przez państwo a programem utworzenia wewnętrznego rynku, sugeruje pojawienie się ryzyka w znalezieniu równowagi pomiędzy celami polityki energetycznej i ochrony środowiska UE. Niezaprzeczalnie istnieje napięcie pomiędzy zamiarem przyznania preferencyjnego traktowania OZE w ramach rynku konkurencyjnego a rosnącym wsparciem dla mechanizmów w zakresie ochrony środowiska. Dowodem jest sprawa PreussenElectra, przedsiębiorstwa niemieckiego, które domagało się zwrotu dodatkowych kosztów poniesionych w wyniku wypełniania obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE, narzuconego przez prawo niemieckie (rozdział 4.1.2. –

zaznaczyć, że pomoc publiczna udzielana jest odnawialnym źródłom energii zgodnie z regulacjami zawartymi w **Przewodniku Wspólnoty na temat zasad udzielania pomocy przez państwo na cele w zakresie ochrony środowiska**¹⁴⁹⁾, który przyjęła Komisja zamiarem ustanowienia jasnych i czytelnych zasad, zapewniających zgodność z założeniami wspólnego rynku.

Państwa członkowskie wypracowały różnego rodzaju mechanizmy wspierające rozwój odnawialnych źródeł energii, z których można wyróżnić kilka charakterystycznych¹⁵⁰⁾:

- 1) systemy bezpośredniego wsparcia ceny – wytwórcy energii elektrycznej otrzymują bezpośrednio lub pośrednio, w oparciu o przyjęte w danym kraju regulacje, finansową pomoc w postaci subsydium naliczanego na kWh energii dostarczonej i sprzedanej; obecnie w Unii dominują dwa rodzaje systemów bezpośredniego wsparcia ceny: zielone certyfikaty i mechanizm przetargowy; oba systemy oparte są o wartość mocy zainstalowanej – wysokość ceny energii zostaje określona w wyniku konkurencji pomiędzy starającymi się o wsparcie wytwórcami, po uprzednim podjęciu decyzji przez władze o pożądanym poziomie mocy zainstalowanej:
 - zielone certyfikaty – energia elektryczna sprzedawana jest po cenach rynkowych, a w celu pokrycia dodatkowych kosztów wytworzenia energii z OZE, na wszystkich odbiorców nałożony jest obowiązek zakupu pewnej ilości certyfikatów od wytwórców zielonej energii (określonej w procentach, ilości energii w stosunku do całkowitego zużycia/wytwarzania energii); ponieważ odbiorcom zależy na kupnie certyfikatów po najniższej możliwej cenie, rozwija się wtórny rynek, na którym producenci OZE sprzedają je i jednocześnie konkurują między sobą; system ten jest obecnie stosowany m.in. w Wielkiej Brytanii, Belgii, Włoszech i Szwecji;
 - przetargi – władze przeprowadzają przetargi na dostawę energii elektrycznej z OZE do lokalnego dystrybutora po cenach ustalonych w wyniku przetargu; dodatkowe koszty związane z zakupem energii z OZE są przenoszone na odbiorców końcowych poprzez nałożenie specyficznego podatku; system taki jest stosowany we Francji (tylko dla energetyki wiatrowej), w Irlandii, a był stosowany w Wielkiej Brytanii (*Non-fossil fuel obligation – NFFO*) – prowadził do obniżenia cen, ale dla określonej wielkości mocy i w najlepszych lokalizacjach;

Tabela 3.23. Realizacja kontraktów podpisanych po przeprowadzenia pięciu edycji przetargów w ramach NFFO (stan na 31.03.2000 r.)

	NFFO1	NFFO2	NFFO3	NFFO4	NFFO5
Okres gwarantowanej ceny	1990-1998	1991-1998	1994-2009	1997-2012	1998-2013
Liczba projektów objętych kontraktem	75,0	122,00	141,00	195,00	261,00
Przewidywana moc (MW)	152,1	472,20	626,90	843,10	1177,00
Moc zainstalowana (MW)	144,5	173,70	250,80	113,10	23,30
Średnia cena (p/kWh)	6,5	6,61	4,35	3,46	2,71

więcej na temat stosowanego w Niemczech systemu cen gwarantowanych). Orzeczenie Trybunału Sprawiedliwości w tej sprawie stanowiło, że mechanizm wspomaganie OZE w Niemczech nie stanowi pomocy udzielanej przez państwo rozumianej zgodnie z zapisem traktatu, gdyż nie obejmował transferów funduszy publicznych. Co więcej, Trybunał orzekł, że zasady te potencjalnie mogły stanowić zagrożenie handlu na rynku wewnętrznym, ale ponieważ ich celem była w szczególności ochrona środowiska w takim stopniu, w jakim prowadziły do redukcji emisji, odzwierciedlały one priorytetowe cele Wspólnoty i nie były w sprzeczności z zasadą swobodnego przepływu towarów (Case C-379/98, PreussenElektra, judgement of 13 March 2001), P. D. Cameron, *Competition in Energy Markets: Law and regulation in the European Union*, Oxford University Press, 2002.

¹⁴⁹⁾ *Community guidelines on State aid for environmental protection*, OJ C 37, 3.02.2001.

¹⁵⁰⁾ *Inventory of public aid granted to different energy sources*, Commission Staff Working Paper, Brussels 2002.

Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

- system cen gwarantowanych – stosowany obecnie w Niemczech, Francji, Hiszpanii i Danii, polega na określeniu z góry ceny zielonej energii, za którą dystrybutorzy muszą ją kupować u krajowych producentów OZE; ilość produkowanej tego rodzaju energii jest określana pośrednio, poprzez ustalenie poziomu ceny; wariantem systemu stałych cen jest mechanizm stałej premii, zgodnie z którym rząd ustala wysokość premii płaconej wytwórcom OZE powyżej normalnej ceny rynkowej energii; w przypadku, gdy wysokość stałej ceny odnosi się do rynkowej ceny energii, różnica pomiędzy tymi dwoma mechanizmami, stałą ceną a premią, będzie znikoma,
- 2) wsparcie inwestycji – mechanizmy nakierowane na ten rodzaj pomocy przybierają najczęściej postać subsydiów bądź pożyczek; relatywnie wysokie subsydia przeznaczone są zwłaszcza na rozwój najmniej ekonomicznie opłacalnych technologii, takich jak ogniwa fotowoltaiczne,
- 3) wsparcie fiskalne – niektóre państwa wspierają zużycie zielonej energii poprzez ulgi podatkowe lub zwolnienia od podatku ekologicznego (np. w Holandii, zielona energia nie jest obciążona podatkiem ekologicznym, w Finlandii podatek energetyczny jest zwracany podobnie jak w Danii, gdzie jest podatek węglowy (od CO₂), nakładany na odnawialne źródła energii); wsparcie to może mieć postać:
 - niższych stawek VAT na niektóre technologie OZE;
 - ulg inwestycyjnych dla odnawianych źródeł energii o małej skali;
 - podatków obciążających emisje SO₂ i NO_x, np. w Danii i Szwecji, gdzie promowany jest rozwój energetyki wiatrowej i hydroenergetyki.

Należy dodać, że projekt unijnego podatku energetycznego¹⁵¹⁾ (co do którego podjęcie decyzji jest odkładane), również zapewnia odnawialnym źródłom energii obniżenie stawek podatkowych lub zwolnienia od opodatkowania.

Tabela 3.24. Cechy najważniejszych strategii wsparcia OZE

Strategia	Zwiększenie mocy zainstalowanej	Zaangażowanie administracji publicznej	Efektywność ekonomiczna	Wprowadzenie warunków konkurencji
Subsydia inwestycyjne	wysokie	średnie	średnie	nie
Ceny gwarantowane (<i>feed-in tariffs</i>)	wysokie	niskie	średnie	nie
Zielone certyfikaty	w zależności od wielkości mocy	średnie	wysokie	tak
Przetargi na kontrakty	niskie	wysokie	wysokie	tak
Mechanizmy pośrednie (np. podatek węglowy)	niskie	niskie	wysokie	tak

Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

Doświadczenia państw członkowskich wskazują, że skuteczność stosowanych przez nie mechanizmów wsparcia jest zróżnicowana¹⁵²⁾. Niektóre wyraźnie sprzyjają celom ilościowym

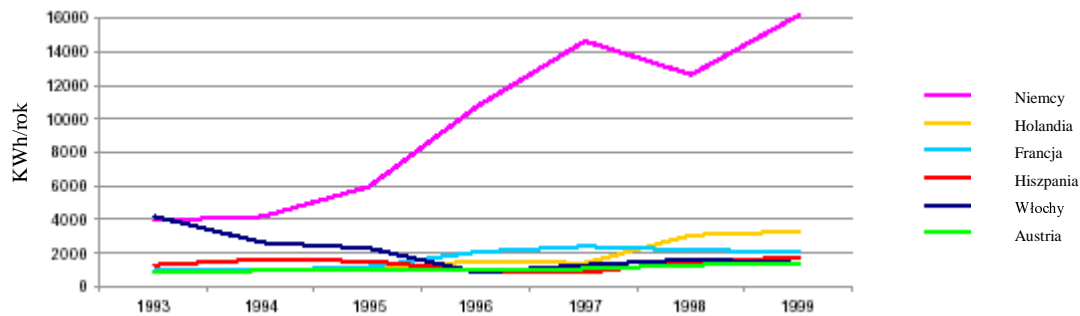
¹⁵¹ COM (97) 30.

¹⁵² Na podstawie: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

– zwiększeniu mocy zainstalowanych OZE, niektóre zaś mogą wpływać na obniżenie kosztów wytwarzania i w związku z tym zwiększają konkurencyjność OZE na rynku.

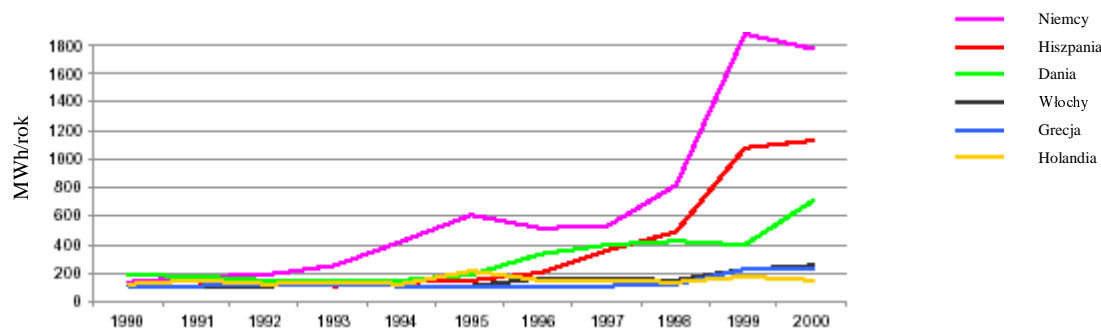
Subsydia, głównie inwestycyjne, stanowią efektywne narzędzia upowszechnienia na rynku odnawialnych źródeł energii. Dowodzą tego przykłady energetyki wiatrowej w Danii i Szwecji oraz ogniw fotowoltaicznych w Austrii i Niemczech (wykresy 3.7 i 3.8).

Rysunek 3.7. Wzrost mocy zainstalowanej instalacji PV w krajach UE (1993-1999)



Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

Rysunek 3.8. Wzrost mocy zainstalowanej instalacji wiatrowych w krajach UE (1990-2000)



Źródło: R. Haas, *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, June 2001.

Subsydia inwestycyjne nie zapewniają, po uruchomieniu generatora i wypłaceniu subsydium, najefektywniejszego wykorzystania instalacji i w związku z tym uzasadnione wydają się rozwiązania, w których subsydiom towarzyszą programy monitorujące wykorzystanie instalacji. Subsydia często stosuje się jako narzędzie wspierające nowe technologie. Wskazano jest jednak aby zostały zastąpione, tak szybko jak to jest możliwe, przez mechanizmy wspierające, oparte o wielkość wytwarzania oraz o zwolnienia od podatku ekologicznego.

Bodźce podatkowe, przybierające formę zarówno obniżenia przychodu jak i zwolnień od opodatkowania, są ważnymi instrumentami wspierającymi, ale jako uzupełnienie subsydiów (Szwecja i Dania).

Równie efektywnym narzędziem powodującym wzrost nowych mocy są ceny gwarantowane. Zapewniają one efektywną eksploatację instalacji oraz nie wymagają ponoszenia wysokich kosztów administracyjnych. Z drugiej strony doświadczenia pokazują, że mechanizm ten nie zapewnia rozwoju instalacji rzeczywiście najefektywniejszych i tym samym nie zachęca wytwórców do konkutowania między sobą.

W przypadku mechanizmu przetargów, praktyka – zwłaszcza Wielkiej Brytanii – wskazuje, że stanowi on właściwe narzędzie do obniżenia kosztów wytwarzania, ale jednocześnie wiąże się z wysokimi kosztami administracyjnymi i niską efektywnością w tworzeniu nowych mocy.

Zielone certyfikaty uważane są za systemy najbliższe rynkowym rozwiązaniom. Tego rodzaju mechanizmy są w zastosowaniu od niedawna lub znajdują się dopiero na etapie opracowywania, z tego względu trudno jest powoływać się na jakiegokolwiek doświadczenia. Uważa się je za mechanizm o wysokiej efektywności ekonomicznej, nie powodujący wypaczenia rynku, o czym można mówić w przypadku subsydiów. Wiąże się jednak z wysokimi kosztami administrowania systemem¹⁵³) oraz ryzykiem inwestycyjnym i niepewnymi przychodami.

Mechanizmy wsparcia OZE na poziomie unijnym

Pomoc wspólnotowa dla OZE dotyczy głównie funduszy inwestycyjnych, dostępnych w ramach polityki regionalnej, rolnej oraz programów badawczo-rozwojowych. Wykorzystywane środki pochodzą m.in. z:

- Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego,
- Funduszu Spójności,
- Funduszy Strukturalnych.

Ponadto ważnym instrumentem promocji odnawialnych źródeł energii na rynku unijnym jest program ALTENER, którego pierwsza edycja była realizowana już w 1993 r. Roczny budżet drugiej edycji programu ALTENER II (1998-2002) wynosił około 15 mln EUR i był przeznaczany na cele edukacyjne, upowszechnianie informacji na temat OZE oraz finansowanie różnego rodzaju projektów demonstracyjnych. Oprócz tego istotnym wsparciem rozwoju technologicznego odnawialnych źródeł energii jest V (1998-2002) i, ostatnio przyjęty, VI Program Ramowy Badań, Rozwoju Technicznego i Prezentacji Unii Europejskiej (2002-2006). W budżecie VI Programu (17 500 mln EUR) około 2 120 mln EUR przewidziane zostało na realizację projektów z zakresu m.in. trwałego rozwoju i zmian ekosystemu, z czego więcej niż jedna trzecia środków finansowych zostanie przeznaczona na prace badawczo-rozwojowe poświęcone promocji czystych technologii wytwarzania energii, w tym zwłaszcza OZE.

¹⁵³ Doświadczenia Holandii pokazują, że koszty te wynoszą około 2% ceny certyfikatu. Wraz ze wzrostem obrotu certyfikatami, koszty te prawdopodobnie zmaleją, ponieważ dużą ich część stanowią koszty stałe oraz związane z uruchomieniem systemu.

Finansowanie projektów promujących i badawczo-rozwojowych w zakresie OZE, efektywnego wykorzystania energii, ochrony środowiska i trwałego rozwoju

Komisja Europejska od kilku lat kładzie szczególny nacisk na wspieranie badań dotyczących m.in. nowych technologii i promocję odnawialnych źródeł energii. W latach 1998-2002 cele te były realizowane w ramach Programu Ramowego (ang. *the Energy Framework Programme*), którego budżet wynosił 175 mln EUR, obejmującego obok wspomnianego wcześniej programu ALTENER (77 mln EUR całkowitego budżetu) inne, wymienione poniżej:

ETAP (5 mln EUR) – program służący monitorowaniu rynków, wspieraniu analiz i studiów w zakresie bezpieczeństwa dostaw, konkurencyjności, oceny wpływu produkcji i zużycia energii na środowisko naturalne, tworzeniu sieci informacyjnej i upowszechnianiu wyników badań.

SYNERGY – program wspierający współpracę z krajami spoza UE, dotyczącą m.in. formułowania i wprowadzania polityki energetycznej, doradztwa i szkolenia w tym zakresie, analizowania i prognozowania energetycznego, wymiany informacji.

CARNOT (3 mln EUR) – program promujący technologie pozwalające na mniejszą emisję szkodliwych dla środowiska gazów, głównie CO₂, oraz efektywne wykorzystanie paliw stałych.

SURE (9 mln EUR) – program wspierający współpracę w zakresie energetyki nuklearnej.

SAVE (66 mln EUR) – program, realizowany w kilku kolejnych edycjach od 1991 r., promujący efektywność energetyczną zarówno w przemyśle, handlu, jak i w gospodarstwach domowych; w ramach programu SAVE przygotowywane są projekty informacyjne i studyjne.

Cele Programu Ramowego w latach 2003-2006 będzie realizował nowy program, *Intelligent Energy for Europe*, dla realizacji którego przyznano budżet wynoszący 49,33 mln EUR^{*)}. Wyodrębniono w nim cztery główne obszary działań:

- odnawialne źródła energii (ALTENER),
 - efektywne wykorzystanie energii (SAVE),
 - promocja na poziomie międzynarodowym kwestii efektywności energetycznej i produkcji energii elektrycznej przez odnawialne źródła energii (COOPENER)
- i zupełnie nowa kwestia,
- energia dla transportu (STEER).

Innym narzędziem, służącym jednak podobnym celom, są kolejne Ramowe Programy Badań, Rozwoju Technicznego i Prezentacji Unii Europejskiej (ang. *the Fifth Research and Development Framework Programme*). W ramach zakończonego w ubiegłym roku V Programu, jeden z realizowanych specjalnych programów tematycznych, z budżetem w wysokości 2 215 mln EUR, poświęcony był energii, środowisku naturalnemu i trwałemu rozwojowi (ENERGIE).

^{*)} Decyzja 1230/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26.06.2003 r.

Źródło: strony internetowe Komisji Europejskiej.

Sektory energii elektrycznej i gazu, z różnych względów, czy to bezpieczeństwa narodowego, czy przekonania o ich naturalnie monopolistycznym charakterze, przez lata traktowane były w sposób szczególny i niechętnie poddawały się regułom wolnego rynku. Niechęć ta wynikała ze specyficznego postrzegania roli i znaczenia sektora energetycznego. Specyfika ta przejawia się w wymiarze: *politycznym* – energia traktowana jest jako element suwerenności narodowej i politycznej stabilności, *ekonomicznym* – ceny, regularność i bezpieczeństwo dostaw energii mają kluczowe znaczenie dla funkcjonowania pozostałych sektorów gospodarki oraz w wymiarze *społecznym* – uznając energię za dobro niezbędne, rządy pragną zapewnić każdemu dostęp do niej po rozsądnych cenach. Z czasem coraz istotniejszy stawał się również

aspekt *środowiskowy* – prowadząc politykę energetyczną, państwa muszą wypełniać swoje zobowiązania w dziedzinie ochrony środowiska.

Dopiero dekada lat 90. ubiegłego stulecia przyniosła zauważalny postęp w otwieraniu europejskich rynków energii i gazu na konkurencję. Na ogół odbywa się to stopniowo, na przykład poprzez zezwolenie prywatnym operatorom na wytwarzanie energii, umożliwienie im dostępu do sieci przesyłowych i następnie dbanie o zachowanie konkurencji pomiędzy dystrybutorami energii zasilającymi odbiorców finalnych mających prawo wyboru dostawcy. Liberalizację obrotu wspomaga także rosnące przeświadczenie, że energia mimo wszystko nie jest dobrem aż tak rzadkim, aby jej import i tym samym uzależnienie się od innych krajów musiało być nadal traktowane jako zagrożenie dla narodowej suwerenności.

Liberalizacja narodowych rynków w krajach członkowskich Unii Europejskiej jest zaledwie punktem wyjścia do budowy jednolitego europejskiego rynku energii i gazu. Po kilku latach obowiązywania dyrektyw w sprawie zasad na wspólnym rynku energii elektrycznej i gazu, rynek ten znajduje się nadal na bardzo wczesnym etapie jego tworzenia. Nadal duża jest autonomia krajowych systemów elektroenergetycznych, wynikająca z niewystarczającej infrastruktury połączeń międzysystemowych oraz rynków gazu, gdzie mamy do czynienia z silną dominacją narodowych operatorów na poszczególnych rynkach krajowych.

Biorąc pod uwagę wielość czynników warunkujących specyfikę obu sektorów i wieloletnie zapóźnienia, wydaje się oczywiste, że pełne otwarcie rynku na konkurencję w sektorze energetycznym musi być procesem rozłożonym na lata, a budowie wspólnego rynku europejskiego towarzyszyć musi szeroka i ścisła regulacja oraz kontrola sprawowana na poziomie wspólnotowym. Kolejne dwa rozdziały poświęcamy przedstawieniu służących temu instrumentów regulacyjnych stosowanych przez rządy państw członkowskich Unii Europejskiej oraz inicjatywy ponadnarodowe.