

Zygmunt PARCZEWSKI\*, Marek KUMANOWSKI\*\*, Miłosz ROJEK\*\*\*

## **Rynki paliw i energii w Unii Europejskiej — wybrane zagadnienia**

SŁOWA KLUCZOWE: sektor energetyczny, rynki energii, liberalizacja, podatki i ceny energii, Unia Europejska

### **Wprowadzenie**

Zagadnienia związane z rozwojem rynków paliw i energii stanowią jeden z centralnych problemów w dobie tworzącego się wewnętrznego, jednolitego rynku energetycznego krajów członkowskich UE. Doświadczenia końca lat osiemdziesiątych oraz dekady lat dziewięćdziesiątych unaocznily, że to właśnie wdrożenie mechanizmów rynkowych w energetyce może być źródłem wielopłaszczyznowych korzyści społecznych i gospodarczych. Korzyści społeczne to wzrost niezawodności i jakości energii dostarczanej do odbiorców, korzyści gospodarcze zaś to głównie spadek kosztów energii w wartości oferowanych produktów i usług na rynku krajowym i międzynarodowym. Łącznie powoduje to wzrost międzynarodowej konkurencyjności danego kraju, co przekłada się wprost na wzrost lub stabilizację zatrudnienia. Efektem tego jest poprawa poziomu i jakości życia społeczeństwa.

Zwracamy uwagę, że proces liberalizacji w krajach UE obejmował (i nadal obejmuje) nie tylko sektory energetyczne, ale wszelkiego rodzaju działalność gospodarczą. Proces ten polegał — i nadal jest tak realizowany — na wyeliminowaniu lub znaczącej redukcji bezpośredniego wpływu pań-

---

\* Dr inż. — EnergySys sp. z o.o., Warszawa.

\*\* Doc. dr inż., \*\*\* Mgr — Agencja Rynku Energii SA, Warszawa.

Recenzował prof. dr hab. inż. Roman NEY

stwa na bieżące funkcjonowanie przedsiębiorstw. W trakcie wdrażania procesu ujawniają się bowiem mechanizmy regulacji konkurencyjnej, zastępującej mniej efektywną regulację administracyjną, która ze swej istoty jest podatna na wpływy polityczne, nie zawsze reprezentujące interes publiczny, lecz raczej interesy branżowe. Mając to na względzie rządy krajów UE uznały, że właśnie poprzez konsekwentne wdrażanie mechanizmów konkurencji będzie najbardziej skutecznie chroniony interes konsumentów, w naszym przypadku odbiorców paliw i energii.

Chcielibyśmy zaznaczyć, że wdrażanie programu reform rynkowych w Europie, polegających na liberalizacji sieciowych sektorów infrastrukturalnych, rozpoczęto w 1986 r. w Wielkiej Brytanii od demonopolizacji sektora gazowniczego, w roku 1990 zaś rozpoczęto transformację sektora elektroenergetycznego (Szablewski 2000). Należy także wspomnieć, że równolegle prowadzona była liberalizacja pozostałych sektorów infrastrukturalnych, jak telekomunikacyjnego, wodociągowego i kolejowego. Z perspektywy dnia dzisiejszego należy ocenić, że to właśnie Wielka Brytania należy do nielicznych krajów, w których każdy konsument energii może sobie wybrać dowolnego jej dostawcę, negocjując bezpośrednio lub przy pomocy wyspecjalizowanych firm, warunki dostarczania elektryczności, gazu czy innych usług.

Rozpoczęty w Wielkiej Brytanii w drugiej połowie lat osiemdziesiątych proces gruntownych przemian sektora energetycznego był następnie z powodzeniem rozwijany w krajach skandynawskich, co w efekcie dało podstawy do rozpoczęcia procesu liberalizacji na obszarze wszystkich krajów Unii Europejskiej. Dla zobiektywizowania naszych rozważań musimy dodać, że nie we wszystkich krajach UE z entuzjazmem przystępowano do wdrażania liberalnych rozwiązań w sektorach energetycznych, czego efektem są nadal istniejące struktury państwowych monopolii energetycznych we Francji czy Włoszech. Jednakże i w tych krajach udało się przełamać niechęć do stopniowego wprowadzania mechanizmów konkurencji w energetyce, których pierwszym efektem było wyrażenie zgody na uchwalenie dwu podstawowych dyrektyw, w sprawie:

- ◆ wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (96/92/EC), dalej zwana dyrektywą elektryczną oraz
- ◆ wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego (98/30/EC) — dyrektywa gazowa.

Postanowienia powyższych aktów prawa europejskiego określają zasadnicze cele i zasady oraz podstawowe kierunki przekształceń sektorów energetycznych państw Unii Europejskiej, których celem jest utworzenie wspólnego, europejskiego rynku elektryczności i gazu ziemnego. Musimy wyraźnie podkreślić, że dyrektywa nie ingeruje wprost w ustawodawstwo wewnętrzne państw członkowskich, które mają pozostawioną swobodę wyboru instrumentów realizacyjnych, przy dotrzymaniu celów i zasad w niej określonych. Wykonany przez Gileckiego przegląd w zakresie oceny wdrażania dyrektywy elektrycznej (która weszła w życie 19 lutego 1997 r. i zaczęła obowiązywać prawie we wszystkich państwach od 19.02.1999 r.) wskazało, iż we wszystkich krajach trwają intensywne prace restrukturyzacyjne, których zadaniem jest dostosowanie regulacji i standardów krajowych do postanowień dyrektywy (Gilecki 2000).

Nieco odmienny sposób regulacji, głównie ze względu na brak występowania cech monopolu naturalnego, obowiązuje w odniesieniu do sektorów paliw ciekłych oraz paliw stałych. W sektorze paliw ciekłych podstawowe znaczenie kraje UE przywiązują do utrzymywania 90-dniowego wolumenu zapasów, jako głównego instrumentu zabezpieczającego ciągłość dostaw ropy i jej pochodnych. Kwestie te reguluje dyrektywa nr 68/414/EEC, istotnie znowelizowana dyrektywą nr 98/93/EC z grudnia 1998 r. Obecnie na zamówienie Ministerstwa Gospodarki został wykonany

raport szczegółowo analizujący te kwestie i wskazujący na koszty dostosowania Polski do wymagań dyrektyw UE (Phare/ IMC, sierpień 2000).

Z kolei zagadnienia dotyczące sektora paliw stałych regulowane są:

- ◆ decyzją Komisji Europejskiej nr 3632/93/ECSC, ustanawiającą zasady pomocy państwa dla sektora węglowego oraz
- ◆ decyzją nr 341/94/ECSC dotyczącą zasad wdrażania (monitorowania) pomocy państwa w sektorze węglowym.

Obie decyzje Komisji bazują na postanowieniach Traktatu powołującego do życia Europejską Wspólnotę Węgla i Stali. Regulacje te wskazują kierunki dozwolonej alokacji pomocy państwa przeznaczanej na wsparcie procesów restrukturyzacji górnictwa węglowego oraz określają wymagania co do cyklicznego analizowania i dokonywania oceny uzyskiwanych efektów tej pomocy. Ważność powyżej wymienionych decyzji Komisji upływa z dniem 23 lipca 2002 r., ale już w niektórych krajach UE podjęto nowe starania, których celem jest stworzenie podstaw prawnych do udzielania pomocy państwa w następnym okresie. W Polsce kwestie te są regulowane odrębną ustawą o restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego, z którą ściśle związany jest program rządowy pt. „Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998—2002”, zaktualizowany przez Radę Ministrów w grudniu 1999 r. W materiałach integracyjnych można napotkać stanowisko Ministra Gospodarki, w którym stwierdza się, że zasady udzielania krajowym kopalniom wsparcia z budżetu państwa są zgodne z odpowiednimi regulacjami UE.

Jednym z zasadniczych czynników decydujących o potrzebie, a wręcz konieczności dokonania zasadniczych przekształceń europejskiego sektora energetycznego była postępująca globalizacja gospodarki światowej, wymuszająca ciągłą poprawę efektywności gospodarowania. W szczególności kraje UE uświadomiły sobie, że jednym ze sposobów na sprostanie konkurencji ze strony USA i krajów Dalekiego Wschodu (Japonia, Korea, Singapur i inne) jest szybka i znacząca poprawa produktywności sfery wytwórczej w ogóle, a w tym także i produktywności energii. To właśnie doświadczenia amerykańskie wskazywały, że najbardziej skutecznym instrumentem poprawy jest stworzenie warunków stymulujących przemiany rynkowe w energetyce, przy utrzymaniu pewnej, ograniczonej kontroli i ingerencji państwa. Jest to ograniczenie niezbędne z uwagi na istotne, ujemne oddziaływanie sektora energetyki na środowisko przyrodnicze, za które odpowiedzialność ponosi państwo.

Nie umniejszając wagi i znaczenia wspomnianych powyżej zagadnień, uwagę naszą skupiliśmy na wybranych elementach oraz efektach polityki energetycznej państw członkowskich UE, ilustrujących wpływ dokonywanych przemian rynkowych na wielkość i strukturę popytu i podaży paliw i energii. W tym przypadku zawsze istotne znaczenie mają wyznaczone cele oraz zasady organizacji i funkcjonowania rynków. Ich poprawne sformułowanie zadecyduje bowiem o powodzeniu, bądź nie, zaprojektowanych rozwiązań. Zarys podstawowych kwestii z tym związanych omawiamy w następnym rozdziale artykułu.

Jednym z charakterystycznych, a zarazem istotnych czynników kształtowania wysokości oraz wzajemnych relacji cen nośników jest polityka podatkowa poszczególnych krajów oraz sytuacja na międzynarodowych rynkach paliw. Zagadnienia te omawiamy w rozdziale 3, przy czym, ze względu na istotną odmienność procesów gospodarowania energią, omówiliśmy je odrębnie dla sektora gospodarstw domowych oraz dla sektora przemysłowego (z budownictwem włącznie).

Na zakończenie artykułu staramy się zasygnalizować pewne problemy, z którymi może spotkać się energetyka krajowa na drodze przekształceń rynkowych.

## 1. Wybrane problemy rozwoju rynków energii w UE

Liberalizacja wieloletnich, mocno ugruntowanych w świadomości społeczeństw krajów UE struktur organizacyjnych sektorów energetycznych wymagała odwagi w myśleniu i działaniu, w szczególności ze strony elit rządzących. Z perspektywy dnia dzisiejszego widać, że bez ich przyzwolenia politycznego reformy w sektorze energetycznym nie byłyby możliwe. Jednakże nie oznacza to, że reformy te nie napotykały i w przyszłości nie zetkną się z kolejnymi poważnymi problemami wymagającymi rozwiązania. Do niektórych z nich, ważnych także z perspektywy reform polskiego sektora energetycznego, należą:

1. Określenie zasadniczej hierarchii i struktury celów i zadań jakim liberalizacja działalności sektora ma służyć. Nie jest bowiem obojętne, czy priorytet zostanie nadany racjonalnej ochronie konsumentów (miejsca pracy i niskie ceny energii), czy szybkiej poprawie pozycji konkurencyjnej krajowych producentów, czy też łagodzeniu doraźnych problemów budżetowych. W strukturze celów i zadań istotne znaczenie będą miały np. ramy czasowe, w których planuje się osiągnięcie założonych wyników reform.

2. Wybór i konsekwentny rozwój polityki regulacyjnej, której waga będzie wzrastała w miarę zaawansowania procesów prywatyzacyjnych i postępu w liberalizacji sektorów energetycznych. Już dzisiaj w państwach członkowskich UE obserwuje się tendencje w kierunku zwiększenia czynnika demokratycznego w polityce regulacyjnej. Chodzi tu głównie o zwiększenie faktycznego wpływu na proces regulacji przedstawicieli przemysłu, drobnych konsumentów oraz związków zawodowych. Ten kompleks zagadnień już obecnie wyznacza w istocie centralne problemy dalszego rozwoju rynków, wśród których zatrudnienie (a właściwie bezrobocie) należy do najważniejszych (zostało to mocno podkreślone w wystąpieniu pana J.W. Goudriaan — zastępcy sekretarza generalnego Europejskiej Federacji Pracowników Służb Publicznych, Bruksela, grudzień 1999 r.). Okazuje się bowiem, że w Wielkiej Brytanii (UK) ujemnym wynikiem procesu liberalizacji tylko sektora elektroenergetyki była utrata około 70 tys. miejsc pracy, przy około 120 tys. pracujących w roku 1990. Warto — dla swoistej przestrogi — podać, że obecnie w elektroenergetyce UK ma zatrudnienie około 50 tys. osób, przy rocznej wielkości produkcji około 340 TW·h elektryczności, w Polsce zaś pracuje około 100 tys. osób, wytwarzając około 140 TW·h. Nawet proste zestawienie tych liczb wskazuje na skalę problemów, z jakimi będzie trzeba się wkrótce zmierzyć. Niestety, sytuacja w krajowym gazownictwie nie jest lepsza.

3. Decyzja o wyborze modelu rynku jaki w danym kraju będzie rozwijany. Chodzi głównie o wybór metody uzyskiwania dostępu do sieci (tzw. zasada TPA: wolna, regulowana czy negocjowana) oraz zakres i harmonogram otwierania rynków. Jest to niewątpliwie kluczowy czynnik, który winien być powiązany z hierarchią i strukturą celów i zadań, o których wspominaliśmy w punkcie 1 powyżej. Jest to niezwykle złożony problem, którego rozwiązanie winno być oparte na kompleksowych studiach i pracach analitycznych, których — wedle naszej wiedzy — nadal brak. A przecież od tego zależeć będzie nie tylko przyszłe funkcjonowanie krajowych przedsiębiorstw energetycznych, ale także m.in. rozwój lokalnych rynków pracy oparty na lokalnych

zasobach bazy surowcowej i preferujący przyjazny dla środowiska przyrodniczego rozwój małych i średnich przedsiębiorstw energetycznych, jakimi niewątpliwie mają szansę stać się małe elektrociepłownie opalane gazem ziemnym czy biomasą. Nie mamy żadnych złudzeń, że interes rozwojowy tych małych przedsiębiorstw stoi w sprzeczności z interesem wielkich, w tym i krajowych przedsiębiorstw wytwórczych, przesyłowych i dystrybucyjnych. Powstaje zatem pytanie: czy, jak i kiedy nakazać tym kolosom finansowanie rozwoju jednostek lokalnych? Podstawy po temu już obecnie dają postanowienia Prawa Energetycznego, ale dopiero konsekwentna polityka regulacyjna może przynieść pożądane efekty. Nie mamy złudzeń, że proces ten będzie przebiegał bez przeszkód, ale uważamy, że jego wsparcie będzie niewątpliwym działaniem dla dobra publicznego. Udowodnienie tej tezy wymaga jednakże pilnych studiów badawczych. Nasze obserwacje dotyczące europejskich rynków energii wskazują, że to właśnie ich wielcy uczestnicy stają się jeszcze większymi beneficjentami liberalizacji, przy stopniowym zaniku małych firm. Natomiast tam gdzie istnieją dobrze rozwinięte struktury społeczności lokalnych (np. w Danii czy Holandii) liberalizacja nie musi oznaczać upadku tych firm. Właśnie w tych warunkach następuje proces rozwoju lokalnych rynków energii, co w pewnym stopniu zmienia optykę przekształceń i rozwoju całych systemów krajowych. Na dzisiaj pozostaje otwartym pytanie, czy w Polsce ten model rozwoju rynków energii jest obecnie możliwy? Musimy niestety skonstatować, że model taki obecnie nie będzie możliwy do realizacji, co nie oznacza, że w przyszłości — nawet bliskiej — nie mógłby zaistnieć. Jego rozwój wymaga jednakże zdecydowanej woli politycznej organów decydujących o przyszłym kształcie krajowej energetyki.

4. Kolejny ważny problem liberalizacji sektora energii stanowi — w myśl postanowień dyrektywy elektrycznej — wypełnianie przez niego obowiązku świadczenia usług publicznych. Rozumie się przez to zapewnienie dostaw energii każdemu odbiorcy na minimalnym poziomie, gwarantującym „godziwą egzystencję”. Jest to jeden z trudniejszych problemów, którego uzgodnienie pomiędzy państwami członkowskimi będzie wpływało na tempo i skalę rozwoju jednolitego rynku europejskiego. Drugim problemem warunkującym rozwój jednolitego rynku stanowi już obecnie uzgodnienie jednolitych zasad promocji źródeł energii odnawialnej (OZE). Publikowane raporty Komisji Europejskiej wskazują, że brak uzgodnienia tej kwestii hamuje rozwój rynku elektryczności. Dla wszystkich jest bowiem oczywiste, że kraj w większym stopniu promujący elektryczność z OZE będzie niekonkurencyjny na międzynarodowych rynkach energii.

5. Decyzje dotyczące wyboru przyszłościowych technologii energetycznych. Problem ten stanie się dla UE palący już za około 17 lat, gdy konieczne będzie wycofywanie znaczących ilości mocy z elektrowni jądrowych (po przedłużeniu ich czasów życia do 40 lat). W ostatnich pracach rozwojowych finansowanych przez Komisję Europejską wyraźnie można odnotować wątek możliwej alternatywy opartej na powrocie na węglu kamiennym. Zależy to jednakże od oceny ryzyka związanego z dostawami gazu ziemnego, co bezpośrednio przekłada się na pojawienie się możliwości nowych kierunków dostaw, czy też nie. Ich brak przybliży niewątpliwie realność zastosowań węgla kamiennego. Zagadnienia te nadal pozostają w sferze analiz naukowo-badawczych, finansowanych w ramach programów Komisji.

Wymienione powyżej kwestie nie wyczerpują, co oczywiste, ogromnej gamy problemów rozwojowych stojących przed europejskimi sektorami energetycznymi. Tym niemniej ich rozwiązanie będzie konieczne, nawet przez kraje, które już dzisiaj są bardzo zaawansowane na drodze liberalizacji, jak np. Wielka Brytania czy kraje skandynawskie, a ostatnio także Niemcy.

Mając na uwadze efekty liberalizacji w wybranych krajach UE, w kolejnym rozdziale przedstawiliśmy niektóre (dostępne) wielkości statystyczne, wskazujące na ich dotychczasowe osiągnięcia. Sądzymy, że zestawienia te mogą być użyteczne także dla krajowych analityków, zajmujących się tą problematyką.

## 2. Przyczynek do oceny funkcjonowania rynków

Jak już wcześniej wspomnieliśmy, próbę wstępnej oceny funkcjonowania rynków energii oparliśmy na różnorodnych danych statystycznych, w tym prezentujących obecne i przewidywane bilanse energetyczne dla całej Unii Europejskiej, jak też dla kilku wybranych krajów członkowskich. Przy wyborze tych właśnie krajów kierowaliśmy się z jednej strony możliwością pozyskania kompletu danych statystycznych, z drugiej zaś istnieniem pewnych podobieństw tej grupy krajów do sytuacji energetyki krajowej. Jest to oczywiście nasz, zapewne subiektywny wybór, przy którym braliśmy pod uwagę m.in. wielkość terytorialną (Niemcy, UK) i ludnościową krajów (Hiszpania, UK), zbliżone struktury produkcji przemysłowej (Niemcy, UK, Francja, Austria), czy też podobne warunki klimatyczne (Niemcy, Austria).

Dodatkowo przy wyborze kierowaliśmy się chęcią zaprezentowania dokonujących się przemian rynkowych w grupach krajów o różnym stopniu zaawansowania przemian. I tak, Wielka Brytania (oprócz Szwecji i Finlandii — Szablewski 2000) jest krajem o najbardziej zaawansowanych przemianach, spełniających wymagania dyrektywy elektrycznej (96/92/EC). Niemcy i Hiszpania należą do grupy krajów szybko wprowadzających zmiany prawne, umożliwiające pełną liberalizację swoich sektorów energetycznych. Kolejna zaś, trzecia grupa krajów reprezentowana jest przez Francję i Austrię (także Włochy), kraje które nie wykazują większej woli do liberalizacji swoich rynków i będą dążyły do wypełnienia w minimalnym stopniu wymagań dyrektyw UE.

Z tych względów warto uważnie śledzić zmiany zachodzące w tych krajach, które częściowo obrazowane są wielkościami statystycznymi. Niestety, w dostępnych nam opracowaniach statystycznych nie było wszystkich danych dla analizowanych krajów dla lat 1998—1999 r. Dlatego też niektóre wielkości mogliśmy uzyskać tylko łącznie dla Unii Europejskiej (15 krajów członkowskich).

Po przeanalizowaniu dostępnych źródeł statystycznych, do oceny zmian w polityce energetycznej UE — powiązanej ściśle z liberalizacją sektorów energetycznych — wybraliśmy dane charakteryzujące:

a) obecne i przyszłe zmiany w strukturze bilansów (długo- i krótkookresowe) energii dla analizowanych krajów i całej UE (tab. 1 i 2);

b) obecne i przewidywane tendencje zmian w imporcie netto paliw do UE (tab. 3);

c) odnotowaną w latach 1997—1998 i prognozowaną na 2001 r. dynamiką zmian cen (średnich) płaconych przez odbiorców końcowych krajów UE (tab. 4);

d) zmiany w kształtowaniu się relacji cen bieżących paliw i energii w latach 1985—1998 na rynkach wewnętrznych analizowanych krajów oraz w całej UE (rys. 1 i 2);

e) zmiany cen paliw i energii, zależne od zmian obciążeń podatkowych w krajach UE (rys. 3—5).

TABELA 1. Podstawowe dane o produkcji i zużyciu oraz przewidywanym na rok 2020 zapotrzebowaniu energii pierwotnej w wybranych krajach oraz w UE [Mtoe]

TABLE 1. Basic data on primary energy production, consumption and demand foreseen for 2020 in selected countries and EU [Mtoe]

Wyszczególnienie		Austria		Francja		Niemcy		Hiszpania		Wielka Brytania		Unia Europejska	
		1997	2020	1997	2020	1997	2020	1997	2020	1997	2020	1997	2020
Ogółem	Produkcja	9,1	8,9	123,5	132,4	138,5	96,7	30,8	30,9	262,6	197,0	761,5	610,7
	Zużycie/ zapotrzebowanie ogółem	28,4	30,9	242,5	289,9	343,5	350,3	105,9	131,8	221,0	262,4	1 406,9	1 612,4
	w tym elektrownie ciepłne	4,8	8,7	9,1	40,6	78,9	116,4	21,5	42,8	48,9	87,6	270,4	487,8
Paliwa stałe	Produkcja	0,3	0,2	4,1	0,5	70,6	43,1	9,9	4,7	29,4	12,1	126,3	70,3
	Zużycie/ zapotrzebowanie ogółem	3,6	2,6	14,6	15,7	86,7	77,9	18,5	15,5	37,9	32,3	221,8	218,4
	w tym elektrownie ciepłne	1,2	1,1	5,3	10,8	64,1	71,4	15,2	13,7	27,1	27,4	149,4	183,1
Paliwa ciekłe	Produkcja	1,0	0,0	2,5	1,0	3,0	2,6	0,4	0,6	130,4	91,2	158,3	101,0
	Zużycie/ zapotrzebowanie ogółem	11,7	11,7	87,4	104,5	137,1	158,3	56,1	57,9	80,0	100,9	587,8	662,6
	w tym elektrownie ciepłne	0,6	1,2	1,2	8,9	1,3	16,8	2,7	6,0	1,8	11,8	38,4	76,6
Paliwa gazowe	Produkcja	1,2	0,5	2,1	0,0	15,9	12,5	0,2	13,7	77,4	71,0	182,2	141,0
	Zużycie/ zapotrzebowanie ogółem	6,5	8,2	31,3	42,9	71,1	74,9	11,3	32,5	76,4	105,1	301,9	430,6
	w tym elektrownie ciepłne	2,4	4,3	1,5	16,7	12,1	24,7	3,0	16,8	19,2	47,1	69,8	192,1
Inne	Produkcja	6,6	8,2	114,8	130,9	48,8	38,4	20,3	11,9	25,3	22,8	294,8	298,3
	Zużycie/ zapotrzebowanie ogółem	6,5	8,4	109,2	126,8	48,7	39,1	20,1	25,9	26,7	24,2	295,4	300,9
	w tym elektrownie ciepłne	0,6	2,1	1,1	4,2	1,3	3,5	0,6	6,3	0,9	1,3	12,8	36,0

Dane prognostyczne według Energy in Europe, European Union Energy Outlook to 2020, November 1999.

Źródło: dane sprawozdawcze według Energy in Europe, 1999 — Annual Energy Review, European Commission, January 2000.

Łącznie czynniki te pozwoliły nam na sformułowanie uwag i wniosków charakteryzujących, zapewne niedoskonałe, zmiany towarzyszące procesowi liberalizacji sektorów energetycznych wybranych krajów UE.

W dalszej części artykułu omówienie wyników analiz statystycznych prezentujemy pod kątem ich wpływu na przemiany w zakresie struktury bilansów energetycznych, obserwowanych tendencji zmian w imporcie paliw oraz zmian w zakresie kształtowania się cen i podatków na paliwa i energię.

## **2.1. Obecna i przewidywana struktura podaży i popytu na paliwa i energię w UE**

Obecna i przewidywana struktura i wolumen podaży i popytu na energię pierwotną prezentowane są w tabelach 1 i 2.

Z danych tabeli 1 wynika, że paliwa stałe, a w tym głównie węgiel kamienny, stanowiły w 1997 r. w UE odpowiednio około 17 i 13% zużycia. Udział ten przedstawia się jednak w dość zróżnicowany sposób w poszczególnych krajach 15-tki, gdyż we Francji stanowi tylko około 5%, zaś w Niemczech, czy Hiszpanii aż około 20%. Z tabeli 1 wynika, że największym użytkownikiem paliw stałych jest sektor elektroenergetyczny i ciepłowniczy, który w całej UE zużywa ich ponad 60%. Interesujące, że dla roku 2020 Komisja Europejska przewidując w swoich pracach naukowo-badawczych, wykonanych w 1999 r., stabilizację zapotrzebowania na paliwa stałe na poziomie roku 1997, przewiduje iż prawie w 85% będzie on spalany w elektrowniach i elektrociepłowniach.

Spośród analizowanych krajów praktycznie we wszystkich przewiduje się stopniowy, niewielki spadek udziału paliw stałych w bilansach energetycznych, przy stosunkowo dużym wzroście w sektorze elektrowni we Francji i Niemczech.

Równocześnie dane w tabeli 1 i 2 informują, że nastąpi dalsza, znacząca redukcja wydobycia paliw stałych w UE, która w długookresowej prognozie (rok 2020) może spaść z około 125 Mtoe w 1997 r. do wartości około 70 Mtoe. Oznacza to, że dodatkowo około 55 Mtoe węgla (równoważne ok. 80 mln t węgla rzeczywistego) UE będzie musiała importować. Znaną przyczyną spadku wydobycia w krajach UE są bądź to wyczerpujące się zasoby, bądź wysokie (mało konkurencyjne) koszty wydobycia. Węgiel kamienny wydobywany w krajach UE (głównie Niemcy i W. Brytania) jest znacznie droższy od węgla importowanego z RPA, Australii, USA oraz innych krajów, odgrywających coraz większą rolę na międzynarodowych rynkach węgla. Od szeregu lat, głównie ze względów społecznych, ograniczanie wydobycia węgla w UE jest realizowane w umiarkowanym tempie.

Dane zawarte w tabelach 1 i 2 dowodzą, że dominacja paliw ciekłych w strukturze bilansów energii UE pozostanie niezmienną. Udział paliw ciekłych będzie oscylował wokół wartości około 41% bilansu zużycia i/lub zapotrzebowania. Jest to związane głównie z silnie rozbudowanym sektorem transportu drogowego. Analiza wzrostu zapotrzebowania na paliwa ciekłe wskazuje, że prawie połowa tego przyrostu zostanie ulokowana w sektorze elektrowni. Należy sądzić, że będzie to związane z jednej strony z rozwojem nowoczesnych układów parowo-gazowych, na gaz ze zgazowania pozostałości ropy naftowej, z drugiej zaś z preferowanym coraz bar-



TABELA 2. Bilans produkcji i zużycia/ zapotrzebowania paliw i energii w Unii Europejskiej w latach 1997—2001

TABLE 2. European Union summary energy balance (production and consumption/demand) in 1997—2001

Wyszczególnienie	1997		1998		2001	
	[mln toe]	[%]	[mln toe]	[%]	[mln toe]	[%]
A. Pozyskanie energii pierwotnej, w tym:	752,2	100,0	746,1	100,0	768,9	100,0
A.1 Paliwa stałe, w tym:	125,1	16,6	115,7	15,5	109,7	14,3
— Węgiel kamienny	73,6	9,8	64,2	8,6	60,9	7,9
A.2. Paliwa ciekłe	155,0	20,6	160,0	21,4	167,1	21,7
A.3. Gaz ziemny	181,2	24,1	180,9	24,2	190,9	24,8
A.4. Energia jądrowa	216,8	28,8	214,3	28,7	218,2	28,4
A.5. Energia geotermalna	2,8	0,4	3,0	0,4	4,5	0,6
B. Zużycie energii pierwotnej, w tym:	1 387,0	100,0	1 412,0	100,0	1 466,8	100,0
B.1 Paliwa stałe, w tym:	224,5	16,2	222,8	15,8	198,1	13,5
— Węgiel kamienny	167,8	12,1	165,5	11,7	142,3	9,7
B.2. Paliwa ciekłe	578,7	41,7	598,0	42,4	610,5	41,6
B.3. Gaz ziemny	292,9	21,1	301,5	21,4	357,0	24,3
B.4. Energia jądrowa	216,8	15,6	214,3	15,2	218,2	14,9
B.5. Energia geotermalna	2,8	0,2	3,0	0,2	4,5	0,3
C. Zużycie finalne energii, w tym:	1 019,9	100,0	1 041,4	100,0	1 087,8	100,0
C.1. Paliwa stałe	48,3	4,7	47,1	4,5	43,0	4,0
C.2. Paliwa ciekłe	507,3	49,7	522,5	50,2	536,0	49,3
C.3. Gaz ziemny	237,8	23,3	241,3	23,2	264,5	24,3
C.4. Energia elektryczna	176,5	17,3	181,1	17,4	191,9	17,6

Źródło: Energy in Europe, European Commission, January 2000, s. 215.

dziej rozwojem małych jednostek energetycznych. Polityka UE zmierza bowiem także do wzrostu udziału produkcji skojarzonej elektryczności i ciepła, w tym w małych obiektach tzw. dwupaliwowych, w których spalane mogą być zamiennie gaz ziemny lub olej opałowy. Ponadto dane w tabeli 1 wskazują, iż należy oczekiwać znaczącego spadku rodzimej produkcji paliw ciekłych w UE (ok. 2020 r.) o około 35%.

W strukturze energii finalnej (część C tab. 2) udział paliw ciekłych jest stabilny i wynosi około 50%, gdy tymczasem udział paliw stałych stanowi zaledwie około 5% zużycia finalnego.

Dane w tabelach 1 i 2 informują, że w strukturze bilansów nośników pierwotnych coraz większe znaczenie będzie odgrywał gaz ziemny. Już obecnie jego udział sięga około 21,5%, zaś na

lata przyszłe przewiduje się wzrost udziału do wartości około 24—27% (odpowiednio w 2001 i 2020 r.). W analizach rozwojowych założono, że ogólny przyrost paliw gazowych może wynieść prawie 50%, przy czym przewiduje się, że zastosowanie gazu w sektorze elektrowni może wzrosnąć prawie 3-krotnie.

Wśród pozostałych paliw bilansu energetycznego istotne znaczenie ma głównie energia jądrowa, w przypadku której przewiduje się stabilizację udziału w wysokości około 15% bilansu energii pierwotnej. Warto wspomnieć, że produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych stanowiła w krajach UE około 32—36% całej produkcji, gdyż jednostki te wykorzystywane są głównie w podstawie obciążenia.

Analitycy z krajów UE w swoich ostatnich pracach (por. np. przypisy pod tab. 1) nie przewidzieli istotnego wzrostu udziału energii odnawialnej, nawet w przypadku konieczności dotrzymania zobowiązań z Kioto. Udział źródeł odnawialnych w perspektywie roku 2020 nie przekracza 6,5% bilansu energii pierwotnej w scenariuszu bazowym (bez stosowania ograniczeń na emisję CO<sub>2</sub>), zaś w scenariuszu dotrzymującym zobowiązania z Kioto (redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 6%) — nie przekracza wartości 8,5% bilansu.

Należy odnotować (dane w tab. 2), iż udział elektryczności w energii finalnej będzie oscylował w przedziale 17—18% zużycia. Natomiast we wspomnianych powyżej pracach badawczych, analitycy UE zakładali średnią roczną stopę wzrostu zapotrzebowania na elektryczność równą około 1,9% — w latach 1995—2010 i około 1,6%/a — w latach 2010—2020. Przyrost w tym tempie spowoduje, że wskaźnik konsumpcji elektryczności na głowę mieszkańca UE wzrośnie z około 5300 kW·h w 1995 r. do około 8000 kW·h w roku 2020 (wzrost o ponad 50%). Jest to niewątpliwie przyrost imponujący na tle prognoz wzrostu wszystkich pozostałych nośników.

## 2.2. Tendencje zmian w imporcie paliw i energii do UE

Przewidywania dotyczące zmian kształtowania się wskaźnika uzależnienia od importu paliw i energii prezentowane są w tabeli 3. W części A tabeli prezentowane są tendencje krótkookresowe — do roku 2001, zaś w części B — długookresowe — dla lat 2010 i 2020. Dane w tabeli 3 wskazują, że zależność krajów UE od importu paliw będzie istotnie wzrastała w perspektywie roku 2020. Dane te wskazują równocześnie, że to ceny na rynkach międzynarodowych będą w przyszłości w jeszcze większym stopniu wpływały na kierunki zmian i poziom cen wewnętrznych, kształtowanych ostatecznie priorytetami polityki rządów państw członkowskich UE. Jak wiadomo, jeden z najbardziej ważkich priorytetów UE stanowi ochrona środowiska. Jej przejawy już obecnie znajdują odzwierciedlenie w tendencjach cenowych nośników, gdyż np. ceny węgla kamiennego, uważanego powszechnie za paliwo szczególnie uciążliwe dla środowiska, pozostają w coraz luźniejszym związku z tendencjami cen paliw węglowodorowych (ropy i jej produktów oraz gazu ziemnego). Ponadto ceny węgla są coraz bardziej zróżnicowane, zależnie od parametrów węgla, odległości od kraju-eksportera i rodzaju kontraktu, według którego realizowane są dostawy.

Z danych w tabeli 3 wynika, że największe uzależnienie od importu będzie cechowało import ropy i jej pochodnych, które może osiągnąć poziom ponad 85% zapotrzebowania w 2020 r. Ponadto kraje UE będą w bardzo dużym stopniu zależne od dostaw paliw stałych (praktycznie wyłącznie węgla kamiennego) i gazu ziemnego. W obu przypadkach uzależnienie to przekroczy

TABELA 3. Tendencje zmian importu netto oraz wskaźnik zależności importowej Unii Europejskiej w latach 1997—2001

TABLE 3. Tendencies of import changes and import dependency in European Union in 1997—2001

A. Prognoza krótkoterminowa według Energy in Europe, European Commission, January 2000, s. 215

Wyszczególnienie	1997		1998		2001	
	mln toe	%	mln toe	%	mln toe	%
Import netto, w tym:						
Paliwa stałe, w tym:	100,0	14,7	105,9	14,8	87,2	11,7
Węgiel kamienny	94,9	13,9	99,0	13,9	79,4	10,6
Paliwa ciekłe	465,0	68,3	486,2	68,0	491,8	65,9
Gaz ziemny	115,0	16,9	120,8	16,9	165,4	22,2
<b>Razem</b>	<b>680,4</b>	<b>100,0</b>	<b>714,8</b>	<b>100,0</b>	<b>746,2</b>	<b>100,0</b>
<b>Wskaźniki zależności importowej</b>						
Nośniki	Import netto/ Zużycie krajowe ogółem (bez bunkru)					
Węgiel kamienny	56,6		59,8		55,8	
Paliwa ciekłe	75,0		75,9		75,0	
Gaz ziemny	39,3		40,1		46,3	
<b>Razem</b>	<b>47,7</b>		<b>49,1</b>		<b>49,4</b>	

import netto = import — eksport

B. Prognoza długoterminowa według European Union Energy Outlook to 2020. EC. November 1999, s. 46.

Wskaźniki zależności importowej		
Nośnik	2010	2020
Paliwa stałe	52,8	67,8
Paliwa ciekłe	81,7	86,1
Gaz ziemny	52,4	67,3
<b>Razem</b>	<b>55,0</b>	<b>63,4</b>

pułap 52% w roku 2010 i sięgnie prawie 68% w roku 2020. Łączna zależność importowa UE, wynosząca obecnie nieco poniżej 50% zużycia (ok. 49% — por. część A tab. 3), może wzrosnąć do około 63% w 2020 r.

Trudno nam uciec od komentarza nawiązującego do ostatnich, skokowych wzrostów cen ropy i paliw ciekłych na rynkach światowych — wzrostów, których skali jeszcze kilka miesięcy temu nikt na świecie nie przewidywał. A zatem, biorąc pod uwagę ten czynnik wydaje się nam nieuniknione zweryfikowanie przez kraje importujące energię ich polityk energetycznych w kierunku zmniejszenia zagrożeń płynących wraz z importowaną ropą naftową. Już zresztą pojawiły się pierwsze wypowiedzi (początek września 2000 r.) przedstawicieli Komisji i rządów krajów UE

o możliwym zwrocie w polityce energetycznej w kierunku zrewidowania poglądu dotyczącego przyszłości energetyki jądrowej oraz energetyki odnawialnej.

Wydaje się nam także, że możliwy jest powrót do energetyki opartej na węglu kamiennym, pod warunkiem zwiększenia nakładów na rozwój nowoczesnych technologii czystego spalania węgla, które w dekadzie lat dziewięćdziesiątych uległy pewnemu przyhamowaniu, m.in. ze względu na relatywnie tanią i dostępną ropę naftową.

### **2.3. Charakterystyka tendencji zmian cen i podatków na paliwa i energię w UE**

Jak wspomnieliśmy we wstępie, jednym z zasadniczych celów wprowadzania rozwiązań rynkowych w energetyce jest dążenie do redukcji cen i opłat na dostarczane paliwa i energię, przy czym w większości krajów UE oceniono, że najlepszym do realizacji tego celu instrumentem jest daleko idąca liberalizacja rynków energii.

Trudno już obecnie rozsądzić czy i w jakim zakresie teza ta jest prawdziwa, gdyż w większości krajów mechanizmy rynkowe funkcjonują stosunkowo krótko. Ponadto w każdym z nich występowały odmienne warunki startowe poprzedzające proces liberalizacji, jak np. różny poziom i relacje cen pomiędzy nośnikami, odmienne stopy opodatkowania, różna struktura użytkowania paliw i energii w gospodarce narodowej, różne przygotowanie instytucji rynkowych, wśród których kluczową rolę odgrywa niezależny organ regulacyjny i szereg innych czynników.

Biorąc powyższe pod uwagę zdecydowaliśmy, że jesteśmy w stanie zaprezentować w referacie pewien wycinek przemian rynkowych w energetyce, znajdujący odbicie w danych statystycznych. W tym celu w tabeli 4 zestawiliśmy tendencje zmian realnych cen paliw i energii (z podatkami), płaconych przez końcowych odbiorców UE. Ze względu na istotne elementy w łańcuchu tworzenia cen wyróżniliśmy odbiorców domowych oraz odbiorców przemysłowych. Tabela prezentuje ceny paliw i energii w ujęciu wartościowym — dla roku 1997, oraz wskaźnikowo — dynamika dla lat 1998 i 2001, przy założeniu wskaźnika równego 100 dla roku 1997.

Jedynie dla paliw silnikowych (benzyny i olej napędowy) nie rozróżnialiśmy pomiędzy odbiorcami domowymi i przemysłowymi, gdyż prawie wszyscy zaopatrują się w sieci sprzedaży detalicznej. Dynamika zmian paliw silnikowych uległa tylko niewielkiemu obniżeniu w 1998 r., gdy ceny ropy na rynkach światowych były bardzo niskie. W świetle ostatnich wydarzeń na światowych rynkach paliw ciekłych widać, że założona przez analityków UE dynamika zmian cen na rok 2001 ulegnie istotnej korekcie w górę. Dla porównania podajemy, że począwszy od drugiego półrocza 1999 r. do lipca 2000 r. ceny ropy naftowej wzrosły o około 70% (dane wg Energy Trends, DTI, July 2000 — biuletyn miesięczny, tab. 30, s. 19).

Ceny olejów opałowych, zarówno lekkiego jak i ciężkiego, obniżyły się w tym czasie nieco bardziej. Stosunkowo stabilne w analizowanym okresie okazują się ceny węgla kamiennego, zaś ceny nośników sieciowych: gazu ziemnego i elektryczność, będą — według ekspertów UE — wykazywały trwałą tendencję spadkową. W szczególności znaczny spadek cen w UE przewiduje się dla gazu ziemnego użytkowanego w przemyśle, gdyż może on wynieść aż około 30% w stosunku do wartości z roku 1997. Zaznaczyć pragniemy, że w latach 1997—1998 dopiero rozpoczęły się pierwsze działania dostosowawcze w sektorze elektroenergetyki, mające na celu

TABELA 4. Dynamika realnych cen paliw i energii płaconych przez odbiorców finalnych w Unii Europejskiej, w latach 1997—2001

TABLE 4. Final consumer energy prices in real terms — growth rate in European Union in 1997—2001

Nośnik energii	1997		1998	2001
	EUR90/toc	Dynamika (1997 = 100)		
Benzyny	1 095,0	100	97,8	102,6
Olej napędowy	584,0	100	92,1	101,0
Lekki olej opałowy				
— gospodarstwa domowe	332,0	100	83,1	91,0
— przemysł	235,0	100	78,7	85,5
Ciężki olej opałowy	112,0	100	82,1	87,5
Gaz ziemny				
— gospodarstwa domowe	306,0	100	90,5	85,3
— przemysł	128,0	100	78,1	71,1
Węgiel kamienny				
— gospodarstwa domowe	297,0	100	95,6	97,3
— przemysł	77,0	100	96,1	97,4
Elektryczność				
— gospodarstwa domowe	10,5	100	95,9	93,4
— przemysł	5,0	100	95,2	89,8

Źródło: Energy in Europe, European Commission, January 2000, s. 213.

przygotowanie się do regulacji dyrektywy elektrycznej. Natomiast wdrażanie mechanizmu rynkowego w sektorze gazu ziemnego pozostaje w tyle za elektroenergetyką o około 2—3 lat. A zatem odnotowane spadki są w wielkiej części wynikiem ogólnego spadku cen światowych ropy (o czym była mowa powyżej), w niewielkim zaś stopniu wynikają z liberalizacji tego sektora. Dopiero analiza danych od roku 2000 będzie umożliwiła przeprowadzenie bardziej wiarygodnych ocen tego sektora pod względem oceny efektów liberalizacji.

Porównanie bezwzględnych wartości cen dla roku 1997 wskazuje, że energia elektryczna zarówno dla odbiorców przemysłowych, jak i domowych jest zdecydowanie najdroższa. I tak, dla przemysłu jest ponad 7-krotnie droższa niż węgiel kamienny, około 4,5-krotnie droższa niż gaz ziemny oraz prawie 2,5-krotnie droższe niż lekki olej opałowy. Natomiast gospodarstwa domowe płacą za elektryczność prawie 4 razy drożej niż za lekki olej opałowy i ponad 4 razy więcej niż za gaz ziemny i węgiel kamienny. Zwracamy jednakże uwagę, że węgiel kamienny użytkowany w gospodarstwach domowych krajów EU jest tzw. węglem konfekcjonowanym, spalonym

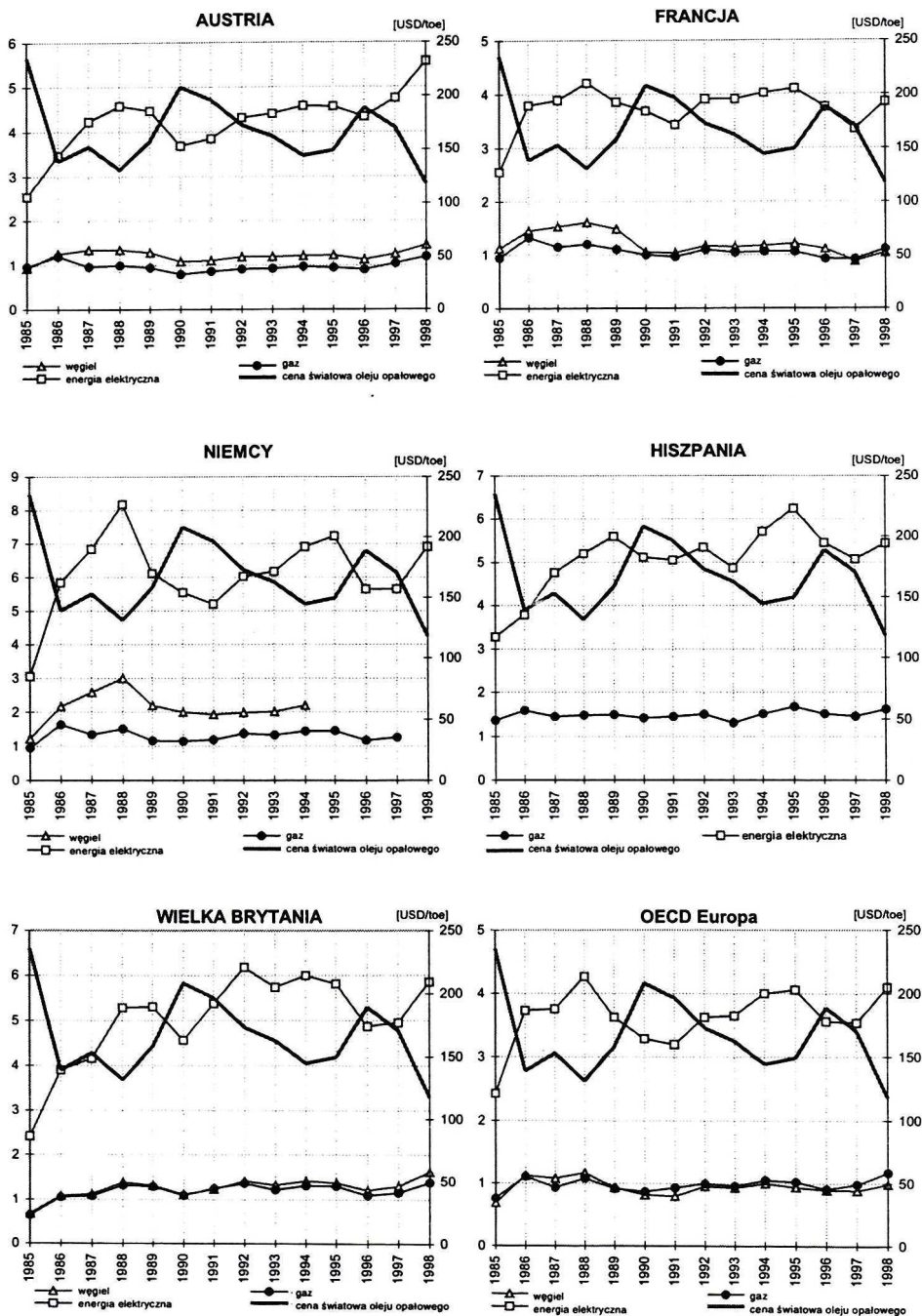
głównie w kominkach domowych. Nie można go zatem porównywać z węglem spalany przez polskich odbiorców domowych.

Obecnie chcielibyśmy nieco uwagi poświęcić omówieniu tendencji zmian jakie odnotowano w latach 1985—1998 w zakresie relacji cen pomiędzy rozważanym nośnikiem a nośnikiem odniesienia. Wszystkie wykresy prezentują relacje wewnętrznych cen bieżących danego nośnika do ceny wewnętrznej oleju opałowego, jakie odnotowano w wytypowanych do analizy krajach EU oraz łącznie dla OECD—Europa (ze względu na potrzebę zachowania jednorodności metodycznej). Dla gospodarstw domowych jest to cena lekkiego oleju opałowego, dla przemysłu zaś cena ciężkiego oleju opałowego. Analizowane były relacje bieżących cen węgla, gazu ziemnego i energii elektrycznej w odniesieniu do bieżącej ceny oleju opałowego, jakie obowiązywały na rynku danego kraju. Natomiast umieszczenie na wykresie zmian światowej ceny oleju opałowego (lekkiego lub ciężkiego) miało za zadanie wskazać na występowanie, bądź też jego brak, kierunkowej zbieżności tendencji wzrostowych lub spadkowych relacji cenowych w danym kraju z niezależnie kształtowaną ceną światową.

Zaobserwowane zmiany dla odbiorców domowych ilustruje rysunek 1, a dla odbiorców przemysłowych rysunek 2. Prezentowane wykresy mają jednolitą budowę, gdzie oś pozioma jest osią czasu, na lewej osi pionowej naniesione są wartości relacji (niemianowane), a prawa oś pionowa rejestruje absolutny poziom ceny światowej (giełdowej) oleju opałowego.

Analizując wykresy zestawione na rysunku 1 można zaobserwować m.in. że:

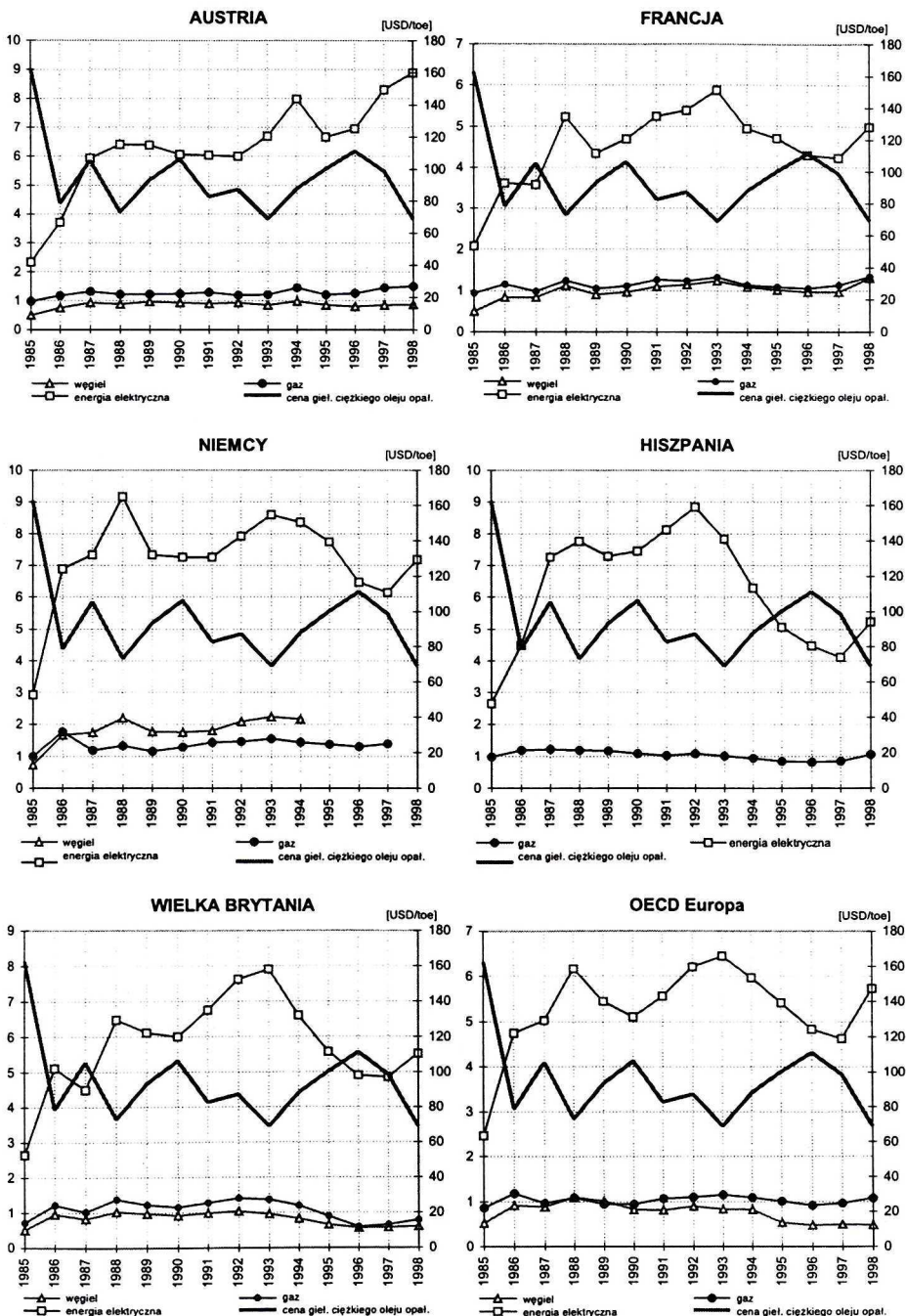
- ◆ praktycznie we wszystkich krajach wahania ceny światowej lekkiego oleju opałowego (dochodzące w analizowanym okresie nawet do ponad 100 USD/toe), nie były w ogóle lub były tylko w niewielkim stopniu odzwierciedlane w cenie gospodarstwa domowego;
- ◆ we wszystkich krajach w całym analizowanym okresie (1985—1998) występowało silne skorelowanie relacji cen węgla i gazu ziemnego do ceny lekkiego oleju opałowego. Niewątpliwie w praktyce odzwierciedla to stabilność polityki cen w tych krajach, realizowaną zgodnie z zasadą niedyskryminacji jednych nośników kosztem innych. Pewne krótkotrwałe odstępstwo od tej zasady można zaobserwować jedynie w Niemczech w latach 1986—1989, gdy relatywnie wzrosły ceny węgla w stosunku do cen gazu ziemnego. Zapewne mogło to być skutkiem preferencji związanych z aktywnym wdrażaniem polityki środowiskowej (likwidacja niskiej emisji). Podobne zjawisko, ale w mniejszym natężeniu, ujawniło się we Francji i śladowo w Austrii;
- ◆ w krajach europejskich OECD obserwuje się począwszy od 1993 r. relatywny spadek cen węgla w porównaniu do relacji z ceną gazu ziemnego. Jest to zapewne także skutek (następstwo) polityki środowiskowej, gdy kraje niejako odwracają się od stosowania „brudnych paliw”;
- ◆ we wszystkich przeanalizowanych krajach nie stwierdziliśmy zależności pomiędzy relatywną ceną elektryczności a cenami światowymi oleju opałowego. Można dopatrywać się pewnej zależności występującej z około dwuletnim opóźnieniem, ale nie jest to zjawisko trwałe, a ponadto dość trudno go uzasadnić na gruncie dostępnych nam informacji. W grę mogłyby bowiem wchodzić jedynie długoterminowe kontrakty na dostawę ropy i produktów, których ceny byłyby indeksowane np. za okres ostatnich 24 miesięcy;
- ◆ cechą charakterystyczną występującą w kilku państwach (Austria, Hiszpania, Wielka Brytania) jest stopniowy wzrost relacji cenowej elektryczności w stosunku do ceny oleju. Jednocześnie np. w Niemczech począwszy od 1988 r. następuje stopniowy spadek ceny elektryczności w odniesieniu do ceny krajowej oleju. Wskazuje to także na występującą



Źródło danych: przeliczenia własne na podstawie Energy Prices and Taxes, 1 Quarter 2000

Rys. 1. Relacje cen energii dla gospodarstw domowych do cen lekkiego oleju opałowego

Fig. 1. Energy prices for households in relation to light fuel oil prices



Źródło danych: przeliczenia własne na podstawie Energy Prices and Taxes, 1 Quarter 2000

Rys. 2. Relacje cen energii dla przemysłu do cen ciężkiego oleju opałowego (bez VAT)

Fig. 2. Energy prices for industry in relation to heavy fuel oil prices (VAT excluded)



w tych krajach tendencję do stabilizowania warunków gry rynkowej. Jest to niewątpliwie jeden z koniecznych warunków do wprowadzenia wspólnego rynku europejskiego.

Ogólny wniosek jaki wynika z tego porównania wskazuje, że polityka cenowa krajów UE i/lub OECD miała na celu stabilizowanie wewnętrznych rynków energii.

Z kolei dane na rysunku 2 informują w kształtowaniu się relacji cen węgla, gazu i elektryczności w stosunku do cen ciężkiego oleju opałowego. Z wartości na wykresach wynika, że w większości krajów OECD węgiel kamienny był relatywnie tańszy od oleju opałowego. Dane dowodzą, że tendencja ta wystąpiła szczególnie w ostatnich kilku latach, co niewątpliwie jest skutkiem działań w ramach polityki środowiskowej oraz polityki restrukturyzacji sektora górniczego.

Ponadto prawie we wszystkich analizowanych krajach, za wyjątkiem Austrii, relacja ceny elektryczności w odniesieniu do ceny ciężkiego oleju opałowego oscylowała wokół wartości 5, co może wskazywać na dążność do wyrównywania warunków konkurencyjnych w handlu energią elektryczną. Może to być jeden z zasadniczych przejawów wyprzedzającego wpływu procesu liberalizacji sektora elektroenergetycznego, kształtującego przeciw konkurencyjność wymiany towarowej krajów EU.

Na zakończenie tych rozważań chcielibyśmy zwrócić uwagę na ponad 2-krotny spadek bieżącej ceny oleju opałowego (bez VAT), który kosztował w 1985 r. około 160 USD/toe, w roku 1998 zaś tylko około 70 USD/toe.

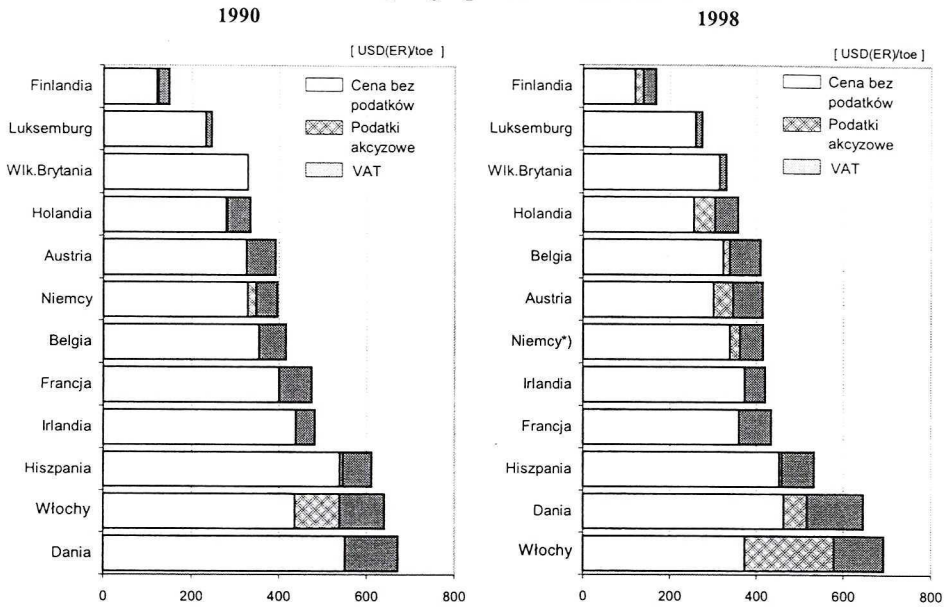
Kolejne trzy rysunki prezentują ewolucję systemu obciążeń podatkowych, jakie obowiązywały w 1990 i w 1998 r.

Na rysunku 3 zestawiono wielkość obciążeń w tytułu podatku akcyzowego i podatku VAT jaki obowiązywał w krajach EU dla użytkowników gazu ziemnego — w gospodarstwach domowych i w przemyśle. Z rysunku 3 wynika, że w analizowanych latach nastąpiła pewna zmiana w uporządkowaniu (ranking) krajów pod względem wysokości ceny. Najniższe ceny gazu występowały w Finlandii, zarówno bez podatków, jak i z podatkami. Interesująca jest pewna tendencja jaką można zaobserwować dla roku 1998. Otóż mimo generalnego wzrostu stóp opodatkowania dla tej grupy odbiorców nie nastąpił bezwzględny wzrost cen bieżących gazu. Zjawisko to można wyjaśnić co najmniej dwoma przyczynami. Z jednej strony wzrost stóp podatkowych wskazuje na przejmowanie przez rządy nadwyżki powstałej wskutek obniżek cen na rynkach światowych, z drugiej zaś dowodzi także znaczącej skali poprawy efektywności funkcjonowania sektora gazowniczego, który musiał przecież akumulować zyski z działalności. Wydaje się, że dla Polski będzie istotny szczególnie ten drugi proces, ujawniający skalę rezerw tkwiących w sektorze.

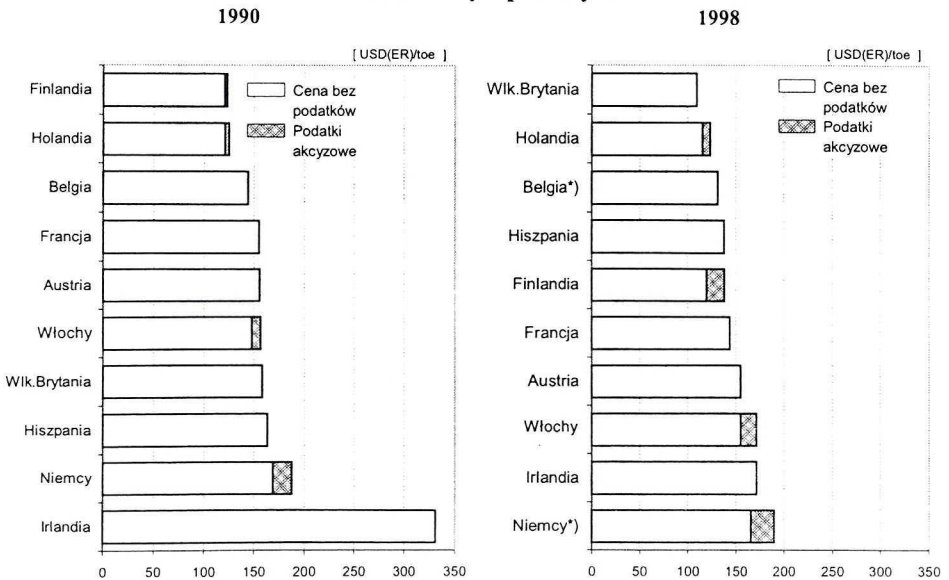
W dolnej części rysunku 3 prezentowane są ceny gazu w przemyśle, w których nie uwzględniono podatku VAT, podlegającego kompensacji w obrocie handlowym. W rankingu cenowym 1998 r. przewodzi Wielka Brytania, która zdecydowanie obniżyła ceny dla przemysłu w porównaniu z rokiem 1990. Dane na rysunku informują także, że jedynie w kilku krajach gaz ziemny jest obłożony podatkiem akcyzowym, stanowiącym dochód budżetu.

Na rysunku 4 zestawiony jest ranking krajów pod względem wysokości ceny energii elektrycznej użytkowanej w gospodarstwach domowych i w przemyśle. W tym przypadku najwyższe ceny brutto (z podatkami pośrednimi) obowiązują w Danii, Austrii i Belgii oraz Włoszech i Niemczech. Ciekawe, że cena netto w Danii należy do jednych z najniższych i pozostawałaby na poziomie Szwecji, Grecji i Finlandii. W tym przypadku nie ma większych wątpliwości, że niskie ceny netto w krajach skandynawskich są efektem liberalizacji rynku elektryczności. Kraje te są

## Gaz ziemny - gospodarstwa domowe



## Gaz ziemny - przemysł



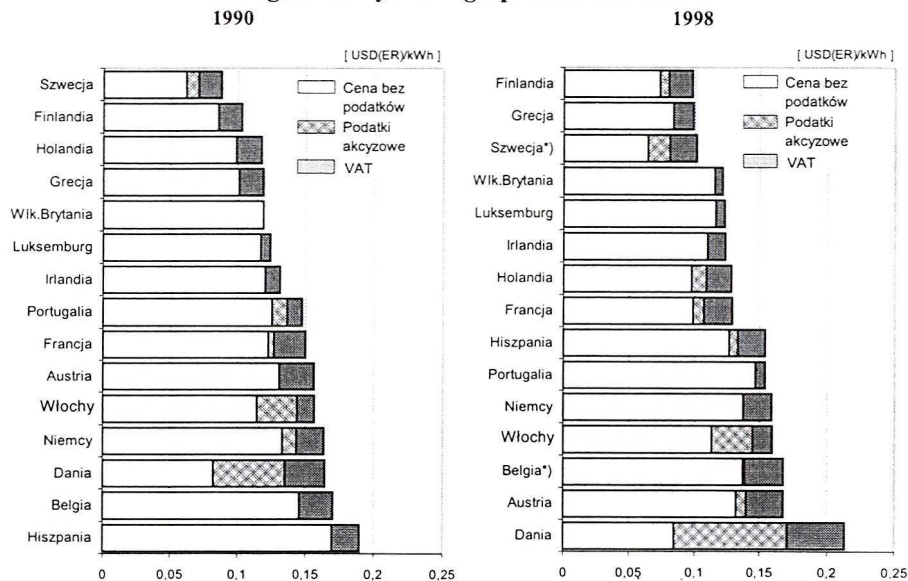
Źródło danych: Energy Prices and Taxes

\* Dane dotyczą 1997 roku

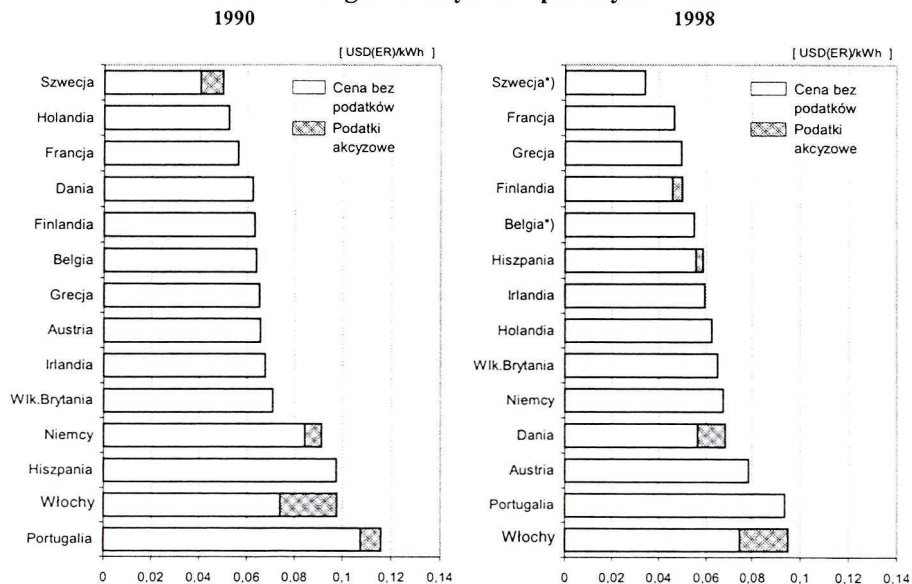
Rys. 3. Ceny bieżące gazu ziemnego w krajach Unii Europejskiej w 1990 i 1998 r.

Fig. 3. Natural gas current prices in European Union in 1990 and 1998

## Energia elektryczna - gospodarstwa domowe



## Energia elektryczna - przemysł



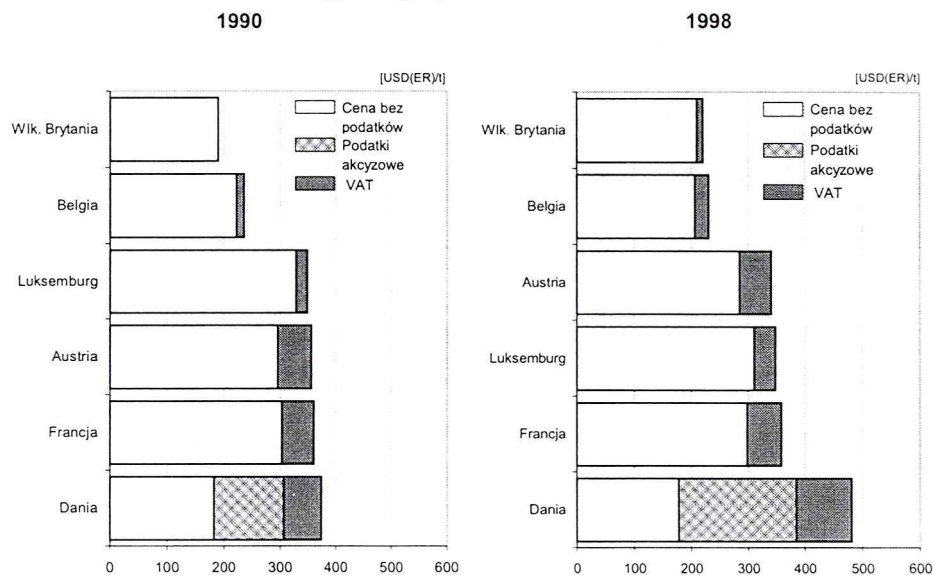
Źródło danych: Energy Prices and Taxes

\* Dane dotyczą 1997 roku

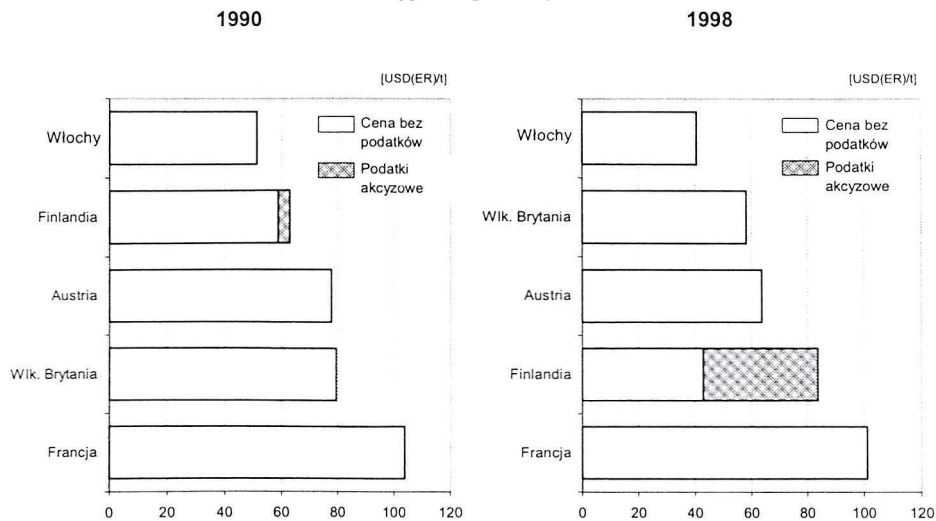
Rys. 4. Ceny bieżące energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej w 1990 i 1998 r.

Fig. 4. Electricity current prices in European Union in 1990 and 1998

## Węgiel – gospodarstwa domowe



## Węgiel – przemysł



Źródło danych: Energy Prices and Taxes

\* Dane dotyczą 1997 roku

Rys. 5. Ceny bieżące węgla w krajach Unii Europejskiej w 1990 i 1998 r.

Fig. 5. Hard coal current prices in European Union in 1990 and 1998

bowiem aktywnymi uczestnikami najbardziej rozwiniętej giełdy elektryczności w Europie, tzw. NordPool. Dzięki niej korzystają z najniższych obecnie cen na energię elektryczną. Jest to możliwe z uwagi na niezwykle efektywny system elektroenergetyczny Norwegii, wspierany dostawami ze Szwecji, Finlandii i Danii. Interesująco wypada porównanie cen dla Wielkiej Brytanii i Francji. Otóż w roku 1990 cena energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii była znacznie niższa od ceny we Francji, przy czym we Francji obowiązywały podatki pośrednie, których nie było w Wielkiej Brytanii. W roku 1998, wskutek ogólnego rozwoju rynków konkurencyjnych, ceny te uległy praktycznie wyrównaniu, przy czym okazuje się, że cena netto dla odbiorców domowych we Francji była znacznie niższa niż u konkurenta. Natomiast ceny płacone przez odbiorców przemysłowych były w obu okresach niższe we Francji od cen w Wielkiej Brytanii, przy czym w obu krajach nastąpiła podobna skala obniżki cen o około 0,5 Usc/kW·h (pomiędzy rokiem 1998 a 1990). Najniższe ceny elektryczności w przemyśle płacili w 1998 r. odbiorcy w Szwecji, Francji, Grecji i Finlandii, najwyższe zaś w Portugalii i we Włoszech.

Ostatni rysunek (rys. 5) prezentuje tendencje zmian cen węgla kamiennego w wybranych krajach EU. Z rysunku 5 wynika, że w roku 1998 nastąpił pewien wzrost obciążeń podatkowych węgla spalane go w gospodarstwach domowych. Znaczący wzrost podatku akcyzowego w Danii spowodował wzrost ceny nominalnej węgla o ponad 20%. Również węgiel w Wielkiej Brytanii został obciążony niewielkim podatkiem VAT, powodując wzrost jego ceny. Tendencje te świadczą o skłonności do stopniowego eliminowania węgla z użytkowania w sektorze gospodarstw domowych, jako paliwa uciążliwego dla środowiska przyrodniczego.

W sektorze przemysłu ceny węgla są opodatkowane tylko w Finlandii. Dane na rysunku 5 wskazują, że najwyższe ceny węgla występowały we Francji, Finlandii (z podatkiem) i Austrii, relatywnie niskie zaś we Włoszech i Wielkiej Brytanii.

### **3. Zamiast podsumowania**

Trudno w trakcie wdrażania procesów przemian rynkowych dokonywać wcześniejszego ich podsumowania. Dlatego też poniżej zaprezentowaliśmy główne tendencje rozwojowe w zakresie rynków energii oraz wyzwania rozwojowe, jakim trzeba będzie sprostać w nadchodzącej dekadzie. Charakterystykę tych zagadnień prezentujemy na bazie opracowania Komisji Europejskiej pt.: Economic Foundations for Energy Policy. The Shared Analysis Project. European Commission (December, 1999).

#### **3.1. Trendy na rynku energii**

Z analizy lat dziewięćdziesiątych wynika, że systemy energetyczne Wspólnoty rozwinęły się w pożądanym kierunku ze względu zarówno na cele polityki energetycznej, jak i dążenie do bardziej zrównoważonego rozwoju. W szczególności:

- ◆ Zależność EU od importu energii utrzymała się na poziomie nieco poniżej 50%, głównie dzięki postępowi technologicznemu w produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego; różnorodność dostaw wzrosła dzięki zwiększonemu importowi z krajów WNP i Norwegii, rosnącemu

importowi węgla z innych krajów oraz wzrostowi wykorzystania energii jądrowej i odnawialnej we Wspólnocie w minionej dekadzie.

- ◆ Zużycie energii na mieszkańca ustabilizowało się na poziomie 3,8 toe mimo spadku realnych cen energii od połowy lat osiemdziesiątych i wzrostu gospodarczego na poziomie 25% w tym okresie. To „rozerwanie” zależności pomiędzy zużyciem energii i rozwojem gospodarczym było spowodowane głównie wzrostem efektywności wykorzystania energii we wszystkich sektorach oraz zmianami strukturalnymi: wzrostem udziału sektora usług, a w przemyśle przetwórczym — sektorów o niskiej energochłonności.
- ◆ Emisje dwutlenku siarki, węglowodorów i tlenków azotu związane z przemianami i zużyciem energii zostały znacznie ograniczone, podczas gdy emisja dwutlenku węgla utrzymała się na poziomie z roku 1990.  
Minioną dekadę określa się nazwą „złote lata dziewięćdziesiąte” systemu energetycznego EU z dwóch powodów:
  - ◆ realizowanej z powodzeniem polityki energetycznej, szczególnie w zakresie rynku wewnętrznego i liberalizacji podaży energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz
  - ◆ wpływu innych czynników, takich jak bliższa współpraca z państwami w fazie transformacji gospodarczej oraz duże postępy technologiczne w dziedzinie produkcji energii, przemian energetycznych i efektywności zużycia końcowego.

## 3.2. Wyzwania rozwojowe

Wyniki Shared Analysis Project sugerują jednak możliwość odwrócenia tych korzystnych trendów, co doprowadziłoby do powstania nowych poważnych wyzwań stojących przed EU.

### 3.2.1. Zależność energetyczna i zróżnicowanie dostaw

Całkowite zużycie energii pierwotnej na świecie będzie prawdopodobnie rosło w tempie 2,2% rocznie w latach 2000—2010 i 2,5% w okresie późniejszym. Światowa zależność od paliw kopalnych jest prognozowana na wysokim poziomie — blisko 90% do roku 2020, a w dostępności i wykorzystaniu zasobów prognozuje się następujące trendy:

- ◆ Światowe wydobycie ropy naftowej będzie prawdopodobnie znowu skoncentrowane na Bliskim Wschodzie, wzrastając z 32% obecnie do 42% w roku 2010 i latach późniejszych.
- ◆ Wydobycie ropy naftowej w basenie Morza Północnego będzie prawdopodobnie stopniowo spadać, prowadząc do wyższej zależności od importu ropy, na poziomie około 85% w roku 2020.
- ◆ Szybki wzrost popytu na gaz ziemny w EU (o 28% pomiędzy rokiem 2000 a 2020) doprowadzi do wzrostu zależności od importu tego surowca, od około 40% obecnie do ponad dwóch trzecich w roku 2020.
- ◆ Chociaż zużycie paliw stałych może oscylować wokół obecnego poziomu w ciągu najbliższych dwudziestu lat, import węgla kamiennego może wzrosnąć o około 50 Mtoe z powodu spadku krajowej produkcji w kilku państwach członkowskich.

- ◆ Wzrost podaży energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do całkowitej produkcji energii pierwotnej w EU będzie prawdopodobnie niewielki (o ok. 30 Mtoe w 2020 r. w porównaniu z 1995 r.).
- ◆ Przewiduje się, że udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej będzie w 2020 r. nieco niższy niż obecnie (niewielki wzrost produkcji w wyrażeniu absolutnym, z 2518 TW·h w 2000 r. do 2721 TW·h w 2020 r., co będzie wynikiem postępującego wycofywania z użytku najstarszych elektrowni i niewielkiego w stosunku do tego wzrostu mocy w nowo oddawanych blokach).

### 3.2.2. Konkurencyjne ceny energii

Podaż energii na rynkach światowych utrzyma się w prognozowanym okresie prawdopodobnie na dobrym poziomie przy względnie niskich cenach. Ceny ropy naftowej (na granicy EU) w 2020 r. prognozuje się na poziomie od 20 do 25 dolarów roku 1990 za baryłkę. Oszacowano nieco szybszy wzrost cen gazu ziemnego. Cena węgla kamiennego importowanego do EU pozostanie na względnie stabilnym poziomie około 45 dolarów roku 1990 za tonę. Prognozowane, relatywnie niskie ceny paliw kopalnych przyczynią się do umocnienia ich pozycji na światowych rynkach energii w ciągu następnych 10—20 lat, jak również do umocnienia znaczenia technologii przetwarzania paliw kopalnych.

Następstwa liberalizacji rynku energii elektrycznej wydają się być teraz bardziej wyraźne, a niektóre zagadnienia mogą wymagać dalszej uwagi.

- ◆ Zaobserwowano wzrost produktywności systemów wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej, szczególnie we wszystkich państwach szybko liberalizujących podaż energii elektrycznej albo we wczesnej fazie tej liberalizacji (konkurencja cenowa pomiędzy producentami spowodowała wprowadzenie bardziej zaawansowanych technologii, które pozwoliły na obniżenie kosztów produkcji).
- ◆ W następstwie początkowej liberalizacji ceny energii elektrycznej spadały, prowadząc do wzrostu konkurencyjności sektorów elektrochłonnych i obniżenia wydatków na energię elektryczną gospodarstw domowych. Zaobserwowane spadki cen wskazują na pozytywne efekty liberalizacji, które może wykorzystać przetwórstwo i usługi.
- ◆ Zaobserwowano zmniejszenie zróżnicowania cen energii elektrycznej pomiędzy państwami członkowskimi.
- ◆ Emisje zanieczyszczeń z sektora wytwarzającego energię elektryczną spadną prawdopodobnie szybciej dzięki wzrostowi efektywności konwersji paliw w nowo wybudowanych oraz zmodernizowanych elektrowniach. Sprzyjać temu będą zwłaszcza wysokie, zaobserwowane i oczekiwane, inwestycje w dwuczynnikowe układy parowo-gazowe (combined cycle gas turbines).
- ◆ Niższe ceny energii elektrycznej mogą jednak obniżyć motywację ekonomiczną do zwiększania efektywności zużycia energii elektrycznej, szczególnie u dużych odbiorców. Jednak wzrost efektywności na poziomie odbiorcy, uzyskany dzięki usługom energetycznym dostarczonym przez dystrybutora energii elektrycznej na podstawie odpowiedniego kontraktu (zawartego w celu utrzymania dużych klientów) lub przez inne podmioty, może znosić część spadku efektywności spowodowanego niższymi cenami energii elektrycznej.

- ◆ Wykorzystanie na większą skalę gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej, w układach parowo-gazowych lub innych, który będzie zastępował węgiel kamienny, będzie miało pozytywny wpływ na zmiany klimatyczne.

Podobne następstwa może mieć liberalizacja rynku gazu ziemnego we Wspólnocie, chociaż będą się one różnić pomiędzy państwami członkowskimi. Spowodowane jest to różnicami w stopniu wykorzystania gazu ziemnego w poszczególnych krajach Piętnastki (od prawie zerowego udziału w zużyciu energii pierwotnej w Portugalii do 49% udziału w Holandii, przy średniej w UE na poziomie 22%). W okresie wprowadzania Dyrektywy Gazowej w ciągu najbliższych kilku lat przewiduje się, że większość dużych odbiorców gazu skorzysta na liberalizacji rynków gazu ziemnego w UE i większej konkurencji pomiędzy producentami i dostawcami gazu.

Znaczenie tradycyjnego handlu gazem za pośrednictwem sieci gazociągów będzie spadało na rzecz kontraktów swapowych i „handlu papierowego” w innej formie, obniżając w ten sposób koszty przesyłu dla konsumentów, podczas gdy te i inne koszty dodatkowe (przechowywanie, jakość) stają się bardziej istotne na konkurencyjnym rynku.

Oczekuje się większego zróżnicowania produktów dostępnych odbiorcom energii elektrycznej i gazu ziemnego na rynku usług w miarę wzrostu konkurencji na poziomie dystrybucji tych nośników energii. Ostatnie połączenia przedsiębiorstw użyteczności publicznej wskazują na istnienie trendu w kierunku tworzenia przedsiębiorstw dystrybucji wielu dóbr oraz powstawania przedsiębiorstw usług energetycznych (energy service companies), oferujących klientom pakiety obejmujące ogrzewanie, chłodzenie, dostarczanie sprężonego powietrza, pary wodnej, gorącej i zimnej wody, przesyłanie informacji itd. Oferowane będą różne taryfy elektryczne i gazowe (a nawet ciepłownicze), w zależności od nakładów energii pierwotnej na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej lub ciepła (np. „zielone taryfy”), jakości dostarczonej energii elektrycznej lub gazu ziemnego (np. zapisy kontraktowe uwzględniające przerwy w dostawach), termin dostawy i inne aspekty.

### 3.2.3. Trendy środowiskowe

Typowe dla zużycia energii (a szczególnie dla wytwarzania energii elektrycznej) emisje dwutlenku siarki, tlenków azotu i węglowodorów mają, zgodnie z oczekiwaniami, spadać w UE dość szybko do roku 2020 na skutek rozwiązań ekologicznych w prawodawstwie regulującym transport samochodowy, wytwarzanie energii elektrycznej i inne stacjonarne źródła emisji, również dzięki poprawie efektywności energetycznej we wszystkich sektorach zużycia końcowego i konwersji energii.

Całkowita emisja dwutlenku węgla na świecie ma jednak rosnąć dość szybko (średnio o 2,1% rocznie). W latach 1995—2020 Chiny i Indie — kraje o wysokim tempie wzrostu gospodarczego i ludności powyżej 1 miliarda — będą odpowiedzialne za wzrost emisji CO<sub>2</sub> o prawie 40% każde. Zobowiązanie do ograniczenia w latach 2008—2012 emisji gazów cieplarnianych o 8% w stosunku do roku 1990, przyjęte przez UE i jej kraje członkowskie w Protokole z Kioto, jest szczególnie wyzwaniem dla polityki energetycznej, gdyż 80% całkowitej emisji gazów cieplarnianych pochodzi ze zużycia energii.



Większa część wzrostu emisji gazów cieplarnianych związanych z przetwarzaniem i zużyciem energii we Wspólnocie ma pochodzić z transportu samochodowego i lotniczego. Poprawa efektywności europejskiego systemu transportowego jest zatem największym wyzwaniem w obliczu rosnącego popytu na mobilność, spadającej liczby wykorzystanych miejsc w samochodach i preferencji konsumentów względem samochodów o większej mocy silnika. Celem uniknięcia wzrostu emisji CO<sub>2</sub> z wytwarzania energii elektrycznej, bardziej efektywna produkcja i wykorzystanie energii elektrycznej będzie również poważnym wyzwaniem w warunkach spadających w następstwie procesu liberalizacji cen energii elektrycznej. Zaostrzenie standardów emisji węgla mogłoby doprowadzić do dalszego wzrostu pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, ale raczej w wolnym tempie.

Jeśli chodzi o zobowiązania zawarte w Protokole z Kioto, z analizy bieżących inicjatyw i działań politycznych państw członkowskich wynika, że emisja dwóch głównych „nieenergetycznych” gazów cieplarnianych, dwutlenku węgla i podtlenku azotu, może zostać ograniczona o około 18% do roku 2010. Ten oczekiwany spadek obniżyłby wymaganą redukcję emisji CO<sub>2</sub> z przemian i zużycia energii z 8% (wiązka gazów cieplarnianych) do około 5% (tzn. o ok. 180 mln ton) w porównaniu z poziomem emisji z roku 1990. Ponieważ emisje CO<sub>2</sub> z przemian i zużycia energii prawie ustabilizowały się w latach dziewięćdziesiątych, Wspólnota może mieć szansę na wypełnienie obecnych limitów z Kioto, wykorzystując potencjał obniżenia emisji metanu i podtlenku azotu oraz intensyfikując politykę energetyczną UE i krajów członkowskich. Możliwość nabycia pozwoleń na emisje ma dodatkową rolę w wypełnianiu zobowiązań Protokołu z Kioto.

Te wyzwania na najbliższe 10 lat będą prawdopodobnie również obowiązywać w latach 2010—2020, kiedy trzeba będzie podjąć główne strategiczne decyzje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej i transportu, aby wesprzeć dalszy zrównoważony rozwój we Wspólnocie. Wysoka elastyczność systemu energetycznego UE i polityka energetyczna Wspólnoty mogą okazać się zasadniczymi czynnikami potrzebnymi do spełnienia obecnie rozpoznanych i przyszłych wyzwań.

Artykuł powstał na podstawie referatu wygłoszonego na XIV Konferencji z cyklu: Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej, 2000.

## Literatura

Energy in Europe, European Commission, January 2000.

GILECKI R., 2000 — Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady UE dotycząca jednolitych reguł wewnętrznego rynku energii elektrycznej; derogacje dla krajów członkowskich UE i wnioski dla Polski. Mat. niepubl. ARE, czerwiec.

SZABLEWSKI A., 2000 — Liberalizacja rynków energii elektrycznej i gazu w krajach Unii Europejskiej. Wyd. ARE.

## **Streszczenie**

Referat omawia wybrane zagadnienia towarzyszące procesom przekształceń rynkowych sektora energetycznego krajów Unii Europejskiej. Zdefiniowano zasadnicze problemy nadal stojące przed krajami UE, do których zaliczono m.in.: jasne zdefiniowanie celów i zadań polityki liberalizacji sektora, „demokratyzację” polityki regulacyjnej, wybór docelowego „modelu rynku”, zgodnego z postanowieniami dyrektyw UE, ale także wspierającego przemiany postępujące na rynkach lokalnych. Wstępną ocenę dotychczasowego funkcjonowania rynków oparto na zgromadzonych danych statystycznych. Dane te opisują obecne i przyszłe zmiany struktury bilansów energetycznych UE oraz kilku wybranych krajów o zróżnicowanym stopniu zaawansowania procesów liberalizacji w energetyce. Przeanalizowano zmiany wolumenu i struktury importu netto paliw i energii oraz scharakteryzowano początkowe efekty procesu przekształceń poprzez analizę dynamiki i wzajemnych relacji cen nośników, wskazując na zmiany polityki podatkowej krajów UE. Artykuł zamykają rozważania na temat możliwych trendów na rynku energii oraz nawiązujące do nich wyzwania rozwojowe, takie jak: uzależnienie od importu paliw, dywersyfikacja dostaw, konkurencyjne ceny energii oraz zagadnienia polityki środowiskowej.

Zygmunt PARCZEWSKI, Marek KUMANOWSKI, Miłosz ROJEK

## **European Union energy markets — selected issues**

KEY WORDS: energy sector, energy markets, liberalisation, energy prices and taxes, European Union

### **Summary**

The paper discusses selected issues related to energy market transformations in the EU Member States. First, the main problems encountered by the EU Member States in the course of transformation are defined. They include, among others, clear defining of the energy liberalisation policy objectives and tasks, regulatory policy “democratisation,” choice of a destination market model, consistent with the EU directives, but supporting changes in the local markets, too. Second, the preliminary assessment of operation of the markets hitherto was based on statistical data. The data describe present structures of energy balances of the whole EU and a few selected Member States, situated on the different stages of energy markets liberalisation, as well as the forecasted changes in these structures. Changes in the structure and volume of net imports of fuels and energy were analysed and the initial effects of the transformation process were described by dynamic analysis of energy prices and relations between them, taking into account changes in the tax policies of the EU Member States. The paper is concluded with considerations on possible trends in the energy markets and related challenges, such as fuel import dependence, diversification of supplies, competitive energy prices and environmental policy issues.