

*Bartłomiej Nowak**

Liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu w Unii Europejskiej jako element strategii wewnętrznego rynku energii – wybrane aspekty

1. Uwagi ogólne

Stworzenie wewnętrznego rynku energii, złożonego z otwartych i konkurencyjnych rynków 25 państw członkowskich jest dla Unii Europejskiej niezwykle poważnym zadaniem, którego efekty wpłyną będą bezpośrednio na europejski przemysł, sytuację gospodarczą i dobrobyt wielu milionów obywateli. Budowa jednego rynku, scalającego 25 mniejszych rynków podzielonych między poszczególne kraje nie jest prostym przedsięwzięciem. Przez kilkadziesiąt lat europejski rynek energetyczny istniał tylko w teorii. Wielkie znaczenie, jakie przywiązywano do spraw energetycznych, uznawanych za sektor strategiczny dla każdej gospodarki krajowej oraz ogromne koszty inwestycji w infrastrukturę tego sektora powodowały, że w każdym kraju był on w stopniu decydującym uzależniony od rządu. W szczególności krajowy przemysł energii elektrycznej i gazu przyjęło się uważać za sektory zdominowane pod względem własnościowym oraz kontrolowane przez państwo. Dopiero ostatnio podzielone rynki europejskie spajane są w całość pod hasłem wewnętrznego rynku energii. Europa jest zatem na właściwej drodze, ale zakończenie tego procesu zjednoczenia pozostaje bardzo odległe.

W tej sytuacji rodzi się oczywiście kluczowe pytanie: **czy Europa rzeczywiście potrzebuje wewnętrznego rynku energii?** Odpowiedź brzmi twierdząco. Zintegrowany i zliberalizowany rynek energetyczny jest niezbędny jako narzędzie rozbudowy handlu produktami energetycznymi między państwami członkowskimi, obniżania kosztów –

* Mgr **Bartłomiej Nowak** – doktorant w Europejskim Instytucie Uniwersyteckim we Florencji.

zwłaszcza dla wysoko energochłonnych gałęzi gospodarki – dzięki zróżnicowaniu dostępu do nowych technologii i *know-how* oraz zaspokajania rosnących potrzeb konsumentów. Rozwój niektórych branż gospodarki w UE oraz gospodarki unijnej jako całości uzależniony jest w znacznym stopniu od konkurencji. Z tego punktu widzenia wewnętrzny rynek energii jest niezbędnym warunkiem wzmocnienia pozycji konkurencyjnej przemysłu europejskiego na rynku globalnym, a szczególnie względem Stanów Zjednoczonych.

Stworzenie jednolitego rynku energetycznego istotne jest również dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw w całej Unii metodą ich większego zróżnicowania dzięki integracji i ściślejszej współpracy między krajowymi rynkami energii. Ponadto, zewnętrzna zależność UE od pierwotnych źródeł energii, takich jak ropa naftowa czy gaz ziemny, stale się powiększa, jeżeli zatem sytuacji obecnej nie uda się rozwiązać w ramach wewnętrznego rynku energii, ta rosnąca zewnętrzna zależność może mieć w przyszłości negatywne konsekwencje ekonomiczne i społeczne dla całej Unii Europejskiej.

Z tej perspektywy liberalizacja sektorów energii elektrycznej i górnictwa w całej Unii Europejskiej stanowi element unijnej strategii wewnętrznego rynku energii oraz polityki rozszerzania zasad Jednolitego Rynku na gałęzie przemysłu funkcjonujące jako przemysł sieciowy. W ten sposób ogólna polityka liberalizacji w gospodarce, realizowana od około połowy lat 80. i już wcześniej obejmująca takie dziedziny jak transport, telekomunikacja i usługi pocztowe, zostaje rozciągnięta również na przemysł sieciowy energii elektrycznej i gazu. Wiąże się to z koniecznością wprowadzenia ważnych zmian do Traktatu WE i wydania dużej liczby aktów prawodawstwa wtórnego. Do najważniejszych aktów tego prawa, właściwych dla sektora energii elektrycznej i gazu, zaliczają się rozporządzenia¹ i dyrektywy.² Dyrektywy, w przeciwieństwie do rozporządzeń, nie są stosowane bezpośrednio, a

¹ Rozporządzenie 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej oraz rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 września 2005 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłu gazu ziemnego (rozporządzenie w sprawie gazu obowiązuje od 1 lipca 2006 r.).

² Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego. Istnieją również inne dyrektywy (np. dyrektywa w sprawie przejrzystości cen), ważne dla wewnętrznego rynku energii, ale wykraczające poza temat niniejszego artykułu.

więc wymagają transpozycji do prawa krajowego państw członkowskich, co jest procesem dość skomplikowanym, który następuje pewnych trudności i jako taki nie został jeszcze zakończony.

2. Zarys podstaw prawnych wewnętrznego rynku energii

Potrzeba ustanowienia zintegrowanego rynku energetycznego wynika w sposób oczywisty z postanowień Traktatu Rzymskiego, choć wola polityczna przełożenia tej idei na rozwiązania praktyczne kształtowała się stosunkowo powoli. Dla poprzednich dziesięcioleci, do połowy lat 80., charakterystyczne było wyraźne zdominowanie sektora energetyki przez monopole publiczne, które silnie uzależnione od rządów krajowych (a inaczej mówiąc sterowane i kontrolowane przez nie), były oczywiście niezwykle odporne wobec przemian. Handel transgraniczny energią ograniczał się do transakcji hurtowych między uprzywilejowanymi przedsiębiorstwami, a pomoc państwa w postaci dotacji (dotowania skrośnego) uważana była za coś zwyczajnego. W zakresie przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego i energii elektrycznej wszystkie państwa członkowskie nadawały przedsiębiorstwom prawa wyłączne lub specjalne, czym ugruntowywały brak konkurencji. W tej sytuacji konsumenci mieli jedynie marginalny wpływ na ceny i jakość oferowanym im usług, a najczęściej nie mieli go w ogóle. Co więcej, dostęp stron trzecich do sieci nie był w większości państw członkowskich objęty żadną specjalną ochroną prawną.

W tej sytuacji nie może dziwić fakt, że podejmowane przez Komisję Europejską kroki na rzecz ułatwienia rozwoju wewnętrznego rynku energii nie dawały przed połową lat 80. właściwie żadnych konkretnych efektów. Pozycja monopoli była po prostu zbyt silna, by można je było obalić, szczególnie wobec słabości środków i procedur instytucjonalnych, jakimi dysponowała Komisja, jak również wobec braku zainteresowania samych państw członkowskich. Nie będzie przesadą stwierdzenie, że przez szereg lat stosowanie postanowień Traktatu dotyczących przemysłu energetycznego pozostawało na dobrą sprawę w sferze fikcji. Kompetencje Komisji Europejskiej w zakresie ułatwienia i usprawnienia integracji w sektorach gazownictwa i energetyki, określone w rozdziałach Traktatu EWG dotyczących konkurencji i usuwania ograniczeń ilościowych w handlu między państwami członkowskimi, były prawie nie wykorzystywane. W tej sytuacji rola decydującego prawa w sektorze energetycznym przypadła ustawodawstwu krajowemu, spychając ustawodawstwo wspólnotowe na drugi plan. Naturalnie, nawet w tym okresie Komisja podejmowała pew-

ne próby rozwiązywania niedostatków wewnętrznego rynku energii, ale nie wywierały one żadnego widocznego wpływu na tę gałąź gospodarki.

Część badaczy jest zdania,³ że winą za zahamowanie procesu otwierania rynków do pewnego stopnia obarczyć należy brak specjalnego rozdziału na temat energetyki w Traktacie WE (i to pomimo tego, że propozycje włączenia polityki energetycznej do Jednolitego Aktu Europejskiego lub do Traktatu o Unii Europejskiej były wysuwane). Pomysł wprowadzenia nowego rozdziału poświęconego energetyce nie znajdował jednak większego poparcia wśród państw członkowskich, czym potwierdzały one swoją wyraźną chęć utrzymania pełnej kontroli nad tą dziedziną. Co gorsza, nawet w samej Komisji Europejskiej opinie co do tego, czy dodanie takiego rozdziału do Traktatu jest potrzebne, były podzielone. Zwolennicy „rozdziału energetycznego” argumentowali, że Wspólnota zyskałaby dzięki temu dodatkowe kompetencje, umożliwiające jej wprowadzenie niezbędnych zmian w zakresie wewnętrznego rynku energii. Stanowisko to było szczególnie widoczne na przełomie lat 80. i 90., jako reakcja na wyraźny opór wobec przedstawionych przez Komisję propozycji Dyrektyw Rynku Wewnętrznego,⁴ które zostały opublikowane, lecz następnie odrzucone przez państwa członkowskie. Z drugiej strony, specjaliści w zakresie prawa konkurencji twierdzili, że podstawowe zasady Traktatu są w tej mierze wystarczająco jasne i że specjalny rozdział na temat energetyki nie jest konieczny.⁵ Co ciekawe, Parlament Europejski był silnym stronnikiem, a wręcz entuzjastą, wprowadzenia rozdziału energetycznego i w wielu swoich uchwałach⁶ naciskał na zawarcie kompetencji EWWS i Traktatu WE w sprawach energetyki w ramach jednego rozdziału, zatytułowanego „Ochrona środowiska i bezpieczeństwo dostaw”. Mogło to wynikać z chęci uzyskania przez Parlament dalszych kompetencji współdecydowania w drodze nowelizacji Traktatu Amsterdamskiego.

³ Zob.: D.Swann, *The Economics of the Common Market* 242, 1988.

⁴ Propozycja Dyrektywy Rady dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (O.J., C 65/04) i gazu (O.J., C 65/13) oraz związane z nimi memorandum wyjaśniające COM (91)548 wersja ostateczna.

⁵ Zob. np.: C.Ehlermann, *Role of the European Commission as Regards National Energy Policies*, „Journal of Energy and Natural Resources Law”, vol. 12, no. 3/1994, s.342, 346-347 („*usprawiedliwienie status quo brakiem specjalnego rozdziału na temat energii w Traktacie WE (...) to kompletne nieporozumienie. Rozdział taki nie jest ani konieczny, ani, w moim przekonaniu, pożądaný*”).

⁶ Uchwały z: 17 maja 1995; 14 grudnia 1995; 13 marca 1996 i 19 czerwca 1996.

W związku z tym inicjatywa Komisji Europejskiej na rzecz wdrożenia programu silniejszej integracji w sektorach gazowym i energetycznym, po raz pierwszy ogłoszona na większą skalę pod koniec lat 80., doprowadziła – głównie w połowie lat 90. – do daleko idących przemian prawnych, zarówno w kategoriach orzecznictwa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, tzw. *case law*, ustawodawstwa wtórnego, jak również zmian traktatowych. Pierwsze poważne posunięcie w kierunku scalenia wewnętrznego rynku energii przyniosły postanowienia Jednolitego Aktu Europejskiego. W JAE dokonano nowelizacji wszystkich trzech układów ustanawiających Wspólnoty (najważniejsze zmiany wprowadzone zostały w Traktacie EWG). Dokonane na szczeblu wspólnotowym reformy dotyczące sektora energetyki obejmowały w szczególności zmiany w procesie tworzenia prawa w myśl Traktatu EWG, włącznie z wprowadzeniem procedury głosowania kwalifikowaną większością głosów w Radzie, a także większe zaangażowanie Parlamentu Europejskiego w proces ustawodawczy, przede wszystkim przez współpracę, a następnie dzięki procedurze współdecydowania. W efekcie, w większości wypadków Parlament Europejski stał się najważniejszym obok Rady czynnikiem sprawczym przyjmowania ustawodawstwa Rynku Wewnętrznego, a więc również ustawodawstwa wewnętrznego rynku energii.⁷ Zmiany w procedurach podejmowania decyzji, potwierdzone później postanowieniami art. 251⁸ Traktatu WE, odegrały wielką rolę w utworzeniu drogi do przyjęcia aktów

⁷ Kwestia kluczowa polega na tym, że aktów ustawodawczych wprowadzonych zgodnie z procedurą współdecydowania nie można przyjąć wbrew woli Parlamentu. W ostatniej instancji Parlament może zawetować propozycję, zatem działania te doprowadziły do faktycznego wzmocnienia roli Parlamentu w procesie ustawodawczym. Więcej na ten temat – zob.: P.Cameron, *Competition in Energy Markets. Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, 2002, s.61-64.

⁸ Procedura ta dotyczy trzech instytucji posiadających kompetencje ustawodawcze – Komisji, Parlamentu Europejskiego i Rady, a także ciał doradczych, takich jak Komitet Ekonomiczno-Społeczny. Art. 86(3) przewiduje również alternatywną procedurę właściwą dla sektora energetyki, która umożliwia Komisji samodzielne wydawanie dyrektyw i decyzji. Procedura ta została wykorzystana np. do wprowadzenia liberalizacji w sektorze telekomunikacyjnym. W 1991 r. Komisja zagroziła skorzystaniem ze swoich prerogatyw w myśl art. 86(3) w kontekście wydania dwóch dyrektyw o uchyleniu praw wyłączności w zakresie produkcji, importu, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i gazu, jednak projekty tych aktów zostały wycofane ze względu na naciśki polityczne.

prawa wtórnego, takich, jak pierwszy i drugi pakiet dyrektyw – gazowych i elektroenergetycznych.⁹

Jednolity Akt Europejski okazał się punktem zwrotnym w tworzeniu wewnętrznego rynku energii, dostarczając Komisji Europejskiej, działającej teraz w porozumieniu z Radą, motywacji do zainicjowania prac nad nowymi propozycjami ustawodawczymi, programami, dokumentami politycznymi i innymi instrumentami regulacyjnymi, mającymi na celu stworzenie ram prawnych i politycznych dla zakończenia procesu budowy jednolitego rynku energii. Szczególną rolę w tym kontekście odegrał Dokument Roboczy Komisji Europejskiej z 1988 r.,¹⁰ wyrażający zaangażowanie tej instytucji na rzecz bardziej prokonkurencyjnego podejścia do kwestii scalenia rynku energetyki, a także stopniowego usuwania takich barier istniejących w sektorach gazo-wnictwa i energetyki, jak prawa specjalne, z których korzystały przedsiębiorstwa zajmujące się produkcją, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej i/lub gazu. Dokument ten ustanawiał podwójną taktykę eliminacji barier rynkowych: z jednej strony przewidywał stosowanie ogólnych zasad prawa wspólnotowego (przede wszystkim postanowień Traktatu WE dotyczących konkurencji), a z drugiej wprowadzanie konkretnych inicjatyw legislacyjnych w postaci dyrektyw. Pierwszy krok w tym kierunku stanowiła „Dyrektywa o przejrzystości cenowej”. Dyrektywa Rady 90/377/EWG z dn. 29 czerwca 1990 r. zobowiązywała dostawców energii elektrycznej i gazu do podawania cen dyktowanych przemysłowym użytkownikom końcowym do wiadomości Komisji Europejskiej. Jeszcze ambitniejszym posunięciem stały się „Dyrektywy przesyłowe” z lat 1990/91.¹¹ Zobowiązywały one przedsiębiorstwa odpowiedzialne za eksploatację sieci przesyłowych do ich udostępnienia innym podmiotom, zamierzającym przesyłać energię elektryczną i/lub gaz z jednego do drugiego kraju w ramach Wspólnoty (warunkiem było przekraczanie co najmniej jednej granicy Wspólnoty). „Dyrektywy przesyłowe” w pewnym stopniu podważyły wciąż istniejące w wielu państwach Wspólnoty prawa wyłączności, np. monopol operatorów sieci przesyłowych.

Jednak prawdziwe otwieranie rynków energii elektrycznej i gazu rozpoczęło się dopiero wraz z wprowadzeniem dyrektyw wewnętrznego

⁹ Dyrektywa elektroenergetyczna nazywana jest również w literaturze – Dyrektywą energii elektrycznej.

¹⁰ Com [88] 238 wersja ostateczna.

¹¹ Dyrektywa 90/547/EWG z 29 października 1990 r. odnośnie do elektryczności i dyrektywa 91/296/EWG z 31 maja 1991 r. odnośnie do gazu.

rynku energii: odpowiednio 96/92/WE z dn. 19 grudnia 1996 r. w sprawie rynku energii elektrycznej i 98/30/WE z dn. 22 czerwca 1998 r. w sprawie rynku gazu. Zagadnienie to będzie przedmiotem bardziej wnikliwej analizy w następnym rozdziale, tutaj wystarczy stwierdzić, że naczelną zasadą tych aktów był podział pionowo powiązanych przedsiębiorstw oraz dostępu operatorów, na zasadach wolnych od dyskryminacji, oraz przypisanie im różnych typów działań prowadzonych w tym sektorze, takich jak: wytwarzanie, przesył, dystrybucja i dostarczanie energii. W praktyce oznaczało to zniesienie praw wyłączności i zapewnienie dostępu stron trzecich do systemu, z korzyścią przynajmniej dla dużych użytkowników końcowych, głównie kwalifikowanych. Niepokoić mógł tylko fakt, że państwa członkowskie same określiły owych konsumentów „kwalifikowanych” i w ten sposób w proces otwierania się rynku wkładły się pewne zachowania destabilizujące.

W międzyczasie Traktat o Unii Europejskiej (Traktat z Maastricht) przyniósł dalsze poprawki Traktatu EWG w zakresie spraw energetycznych, choć największe znaczenie mają postanowienia art. 154 Traktatu WE w sprawie sieci transeuropejskich (TEN). Artykuł ten stworzył podstawę prawną dla rozmaitych propozycji dotyczących sieci transeuropejskich, w szczególności na rynkach gazu i elektryczności. Na przykład, zgodnie z TEN, połączenia międzyoperatorskie na rynku przesyłu energii elektrycznej i gazu uznane zostały za priorytetowy segment działalności i zakwalifikowane do finansowania w ramach różnych instrumentów finansowych,¹² w tym częściowo przez Europejski Bank Inwestycyjny (EIB). Po przyjęciu Traktatu o Unii Europejskiej Komisja Europejska przedstawiła propozycję wprowadzenia rozdziału energetycznego, który miałby albo scalać postanowienia wydane w sprawach energetycznych w ramach wszystkich trzech Traktatów, albo wprowadzić nowy rozdział po zakończeniu budowy wspólnego wewnętrznego rynku energii, ochrony środowiska i bezpieczeństwa dostaw.¹³ W ślad za tą inicjatywą nie poszły jednak

¹² Więcej na ten temat zob.: Komisja Europejska, *Transeuropejskie sieci energetyczne: polityka i działania Wspólnoty Europejskiej*, 1997; decyzja 1254/96 Parlamentu Europejskiego i Trybunału Sprawiedliwości z 5 czerwca 1996 r., ustanawiająca zbiór wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych (O.J., L 161/147 z 1996 r.), zmieniona decyzją 1047/97 (O.J., L 152/12 z 1997 r.); rozporządzenie 1655/1999 Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 lipca 1999 r. zmieniające rozporządzenie 2236/95 ustanawiające ogólne zasady przyznawania pomocy finansowej Wspólnoty w zakresie sieci transeuropejskich (O.J., L 197/1 z 1999 r.).

¹³ COM(96) 496 wersja ostateczna z 3 kwietnia 1996 r.

żadne działania. W tej sytuacji Komisja Europejska przyjęła taktykę przewidującą większą koordynację kompetencji już istniejących na szczeblu UE.¹⁴ Pomysł wprowadzenia jednolitego rozdziału na temat energii jako części zasadniczego Traktatu ponownie pojawił się na forum dopiero ostatnio, w kontekście prac nad Traktatem Konstytucyjnym.

Traktat Amsterdamski (TA) nowelizujący Traktat o Unii Europejskiej oraz Traktaty ustanawiające Wspólnoty Europejskie nie wywarł istotnego wpływu na sektor energetyczny. Jediną poruszoną w nim kwestią, która dotyczyła tego sektora, lecz obecną już poprzednio w Traktacie z Maastricht, był protokół podkreślający zastosowanie zasady subsydiarności, mający pewne znaczenie dla rozłożenia kompetencji między Wspólnotę a jej państwa członkowskie w dziedzinie energetyki. Element subsydiarności występuje szczególnie wyraźnie w dyrektywach ustanawiających wspólne zasady dla sektora energii elektrycznej i gazu, zgodnie z którymi zarówno zakres, jak i sposób implementacji postanowień dyrektyw do prawa krajowego pozostaje w gestii państw członkowskich.¹⁵

Traktat z Nicei (TN) skupia się przede wszystkim na zagadnieniach pozostawionych bez rozstrzygnięć po poprzedniej Konferencji Międzyrządowej w Amsterdamie, a zwłaszcza na sprawach dotyczących rozszerzenia, zatem jego znaczenie dla problemów energetycznych jest marginalne. Istotne jest natomiast to, że w TN wprowadzono system głosowania kwalifikowaną większością głosów, będący skuteczniejszą metodą podejmowania decyzji niż system oparty na zasadzie jednomyślności. Co więcej, głosowanie kwalifikowaną większością głosów (KWG) ma zastosowanie wobec działań odnoszących się do Rynku Wewnętrznego. Fakt ten wzmacnia pozycję Komisji Europejskiej i jej ambicje odgrywania roli inicjatora polityki rozwoju Rynku Wewnętrznego, a więc ma znaczenie również w kontekście wewnętrznego rynku energii, co było szczególnie widoczne w procesie przygotowywania i przyjmowania drugiego pakietu dyrektyw w sprawie energii elektrycznej i gazu – 2003.

Ogólnie rzecz biorąc przyjąć można, że głównym podmiotem opowiadającym się za liberalizacją sektorów energii elektrycznej i gazu

¹⁴ COM(95) 682 wersja ostateczna z 13 grudnia 1995 r.: „W stronę polityki energetycznej Unii Europejskiej” (Biała Księga).

¹⁵ Więcej na temat implementacji dyrektyw zob.: B.Nowak, *Implementacja dyrektyw do systemu prawa krajowego. Przypadek Polski*, „Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego”, nr 5 (695)/2006.

w UE była i nadal jest Komisja Europejska. To ona odegrała największą rolę wśród instytucji europejskich w tworzeniu polityki promocji scalania rynków energetycznych w ramach programu wewnętrznego rynku energii, działając – co trzeba podkreślić – w warunkach oporu państw członkowskich i dominujących podmiotów rynkowych. Jednak z czasem znaczenie zagadnień energetycznych dla dobrobytu ekonomicznego państw UE skłoniło Komisję Europejską do podjęcia w tym zakresie ściślejszej współpracy z Radą i z Parlamentem Europejskim. Owocem tego współdziałania jest najważniejszy przełom w procesie liberalizacji rynku energetycznego.¹⁶

3. Proces liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu w UE-15: wybrane aspekty

Od dnia 1 lipca 2004 r. w ramach procesu liberalizacji europejskiego wewnętrznego rynku energii, odbiorcy przemysłowi (nie będący gospodarstwami domowymi)¹⁷ mają swobodny wybór dostawcy, od którego chcą nabywać energię. Co więcej, pełna liberalizacja europejskiego wewnętrznego rynku energii, obejmująca sektory gazownictwa i energii elektrycznej, stanie się faktem od dnia 1 lipca 2007 r. Oznacza to, że wszystkie podmioty obecne na tym rynku, już włącznie z gospodarstwami domowymi,¹⁸ otrzymają prawo wolnego wyboru dostawcy/producenta energii elektrycznej i/lub gazu wśród spółek działających w 25 państwach członkowskich UE.¹⁹ Zapewnienie to zdecydowanie wzmacnia pozycję użytkowników końcowych (odbiorców) elektryczności/gazu, gwarantując im niższe koszty i wyższy poziom usług. Jednocześnie umożliwia ono producentom (wytwórcom) i dostawcom konkurowanie o klientów w ramach europejskiego Jednolitego Rynku, opierając się na zasadach wolnej konkurencji i mechanizmach rynkowych. Niemniej doświadczenie pokazuje, że liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu w krajach byłej już „Piętnastki”

¹⁶ W kontekście wewnętrznego rynku energii Rada dzieli funkcję ciała ustawodawczego z Parlamentem Europejskim. Powiązanie to funkcjonuje zgodnie z omówioną wcześniej procedurą współdecydowania w sprawach ustawodawczych.

¹⁷ Klienci przemysłowi, komercyjni i profesjonalni.

¹⁸ Gospodarstwo domowe rozumiane jest jako indywidualny użytkownik końcowy energii elektrycznej i/lub gazu.

¹⁹ W praktyce szereg państw członkowskich, jak Wielka Brytania i kraje skandynawskie, dokonały już otwarcia swoich rynków dla konkurencji, nie czekając na termin ostateczny, przypadający w 2007 r.

nadal pozostaje poważnym problemem, nie wspominając o tym, jak bardzo jego złożoność wzrasta wraz z akcesją 10 nowych członków UE.

Ogólny reżim regulacyjny zmierzający do liberalizacji rynków elektroenergetyki i gazownictwa określony został w pierwszym i drugim pakiecie dyrektyw w sprawie energii elektrycznej i gazu. Duże znaczenie w zakresie rozwijania jednolitego rynku elektryczności i gazu miały również rozporządzenia ustanawiające ogólne zasady wykorzystania zdolności przesyłowych w handlu transgranicznym oraz związane z tym kwestie taryfikacji i zarządzania ruchem w celu unikania zatorów.

Pierwszy zestaw aktów prawnych (dyrektywa 96/92/WE w sprawie energii elektrycznej oraz dyrektywa 98/30/WE w sprawie gazu) nie całkiem spełnił wiązane z nim oczekiwania. Zakładano, że dojdzie do ustalenia kalendarza stopniowego otwierania rynku wraz z określeniem minimalnego poziomu otwarcia na każdym etapie. Niestety, silny opór państw członkowskich doprowadził do wyłonienia szeregu problemów utrudniających proces otwierania rynku. Do najważniejszych utrudnień należały:

- brak jednolitości w implementacji dyrektyw w różnych państwach członkowskich;
- użycie metod dyskryminujących w zakresie dostępu do sieci, a w szczególności do połączeń międzyoperatorskich;
- nie dość dokładnie zdefiniowane taryfy dostępu;
- wysoki poziom siły rynkowej uprzywilejowanych spółek energetycznych i gazowych.²⁰

Czynniki te musiały naturalnie w pewnym stopniu spowolnić proces otwierania rynku. Niemniej wypada podkreślić, że przyjęcie pierwszego pakietu dyrektyw rynku wewnętrznego przyniosło – przynajmniej po stronie Wspólnoty – pozytywny wpływ na całość sektora energii. Do lat 1996-98 wytwarzanie, przesył/transport, dystrybucja i dostarczanie elektryczności i gazu nie były w ogóle rozdzielone. W tej sytuacji, zintegrowane wertykalnie przedsiębiorstwa oprócz wytwarzania energii elektrycznej uczestniczyły także w jej przesyłaniu, dystrybuowaniu i dostarczaniu do odbiorców, będąc właścicielami sieci energetycznych i rurociągów gazowych, co sprzyjało tworzeniu się

²⁰ Komisja Europejska, *Projekt dokumentu roboczego DG TREN. Trzeci raport porównawczy w sprawie tworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej i rynku gazu*, 1.03.2004; „Postęp w kierunku poprawy struktury rynku w przemyśle energii elektrycznej jest znikomy” (s.5) oraz, w odniesieniu do gazu, „wysoki poziom koncentracji na szczeblu krajowym pozostaje poważnym problemem” (s.7).

naturalnych monopolii. Obie wspomniane dyrektywy dokonały administracyjnego rozdzielenia tych funkcji metodą podziału (ang. *unbundling*).²¹ Podczas gdy Komisja Europejska zakładała możliwość promowania konkurencji w działalności tych sekcji zintegrowanych wertykalnie przedsiębiorstw, które odpowiadały za wytwarzanie/produkcję oraz dostawy, to sekcje przesyłu i dystrybucji faktycznie pozostawały naturalnymi monopolami, co niejako paraliżowało działanie mechanizmów rynkowych i domagało się rozwiązań regulacyjnych.²² W związku z tym doszło do powołania specjalnych podmiotów regulacyjnych – krajowych agencji regulacyjnych KAR (ang. National Regulatory Authorities – NRA's), których zadaniem była zarówno regulacja, jak i wprowadzanie realnych warunków biznesowych w dziedzinach przesyłu i dystrybucji. Powołane w ten sposób ciała, to na przykład francuski Komitet ds. Regulacji Rynku Energii Elektrycznej i Gazu, włoska Komisja ds. Regulacji Rynku Energii Elektrycznej i Gazu czy polski Urząd Regulacji Energetyki.²³ Inaczej było w wypadku Niemiec – kraj ten odmówił utworzenia niezależnego podmiotu regulacyjnego, poprzestając na działaniach z mocą wsteczną, podejmowanych przez organy ds. konkurencji, co spowodowało falę skarg ze strony innych państw członkowskich oraz zainteresowanych stron. Ostatecznie Niemcy nie podtrzymały tego stanowiska i w 2004 r. także tam powstał podmiot regulujący rynek energetyczny.

W charakterze narzędzia regulacji wprowadzono zasadę dostępu stron trzecich (DST) – oraz porządek podziału pionowo zintegrowanych monopolii energetycznych poprzez *unbundling*. Zasada DST umożliwiła większej niż dotychczas liczbie podmiotów uczestniczenie w rynku energetycznym, dzięki równemu i wolnemu od ograniczeń dostępowi do sieci przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i gazu. Jednakże sam fakt istnienia dwóch form dostępu do sieci (negocjowanego i regulowanego) nie oznaczał jeszcze, że dokonano tego z powodzeniem. Negocjowany tryb dostępu okazał się nieskuteczny, a preferowany przez państwa członkowskie ówczesny regulowany tryb dostępu był niedoskonały i nieprecyzyjny. Co gorsza, kompetencje

²¹ Ogólnie wysunięto cztery podstawowe propozycje metod podziału: podział rachunkowości; rozdzielenie funkcjonalne; rozdzielenie operacyjne oraz zbycie własności, czyli rozdzielenie własnościowe. Więcej na ten temat – zob.: *Energy Market Reform, Regulatory Reform: European Gas*, OWED/IEA, 2000, s.80-83.

²² P.Cameron, *The Internal market in energy: harnessing the new regulatory regime*, „European Law Review”, vol. 30, październik 2005, s.633.

²³ Euroelectric, *A European Market for Electricity Monitoring European Deregulation 2*, 1999.

i środki, jakimi dysponowały krajowe agencje regulacyjne w poszczególnych krajach były niejednolite, a w efekcie różnych kompetencji regulacyjnych zróżnicowane były również jakość dostępu oraz regulacje taryfowe, co doprowadziło do pojawienia się nieuczciwych praktyk rynkowych. Kolejnym niekorzystnym zjawiskiem, wykraczającym poza zakres dyrektyw, był nadal za wysoki poziom siły rynkowej operatorów i przedsiębiorstw uprzywilejowanych.

Wobec faktu, że pierwszy pakiet dyrektyw w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu, okazał się częściowym niepowodzeniem, a także wobec zyskania przez Komisję Europejską kolejnych sojuszników²⁴ w dziedzinie formułowania i wdrażania polityki liberalizacji energetyki, organ ten zdołał osłabić opór niektórych silnych państw członkowskich i uprzywilejowanych uczestników rynku, przekonując ich do liberalizacji i do działań na rzecz szybszej konsolidacji tych sektorów. Przystępując do korekty niedociągnięć pierwszego porządku regulacyjnego Komisja Europejska rozporządzała trzema zasadniczymi instrumentami, którymi były:

- kolejne akty ustawodawcze w dziedzinie energetyki;
- ściślejsze stosowanie prawa konkurencji oraz postanowień dyrektyw;
- dobrowolne negocjowanie przemian z głównymi aktorami rynku energii elektrycznej i gazu.²⁵

W dniu 1 lipca 2004 r. w UE weszły w życie nowe akty ustawodawcze, wprowadzające zmiany w sektorach elektryczności i gazu w państwach członkowskich. Ten nowy porządek regulacyjny zniósł system zaprowadzony porządkiem poprzednim, wprowadzając na jego miejsce rozwiązania dokładniejsze i lepiej dopracowane, zwiększające rolę krajowych agencji regulacyjnych (KAR) w zakresie implementacji nowych rozwiązań i dalszego rozwoju. Drugi pakiet dyrektyw podtrzymał i umocnił dwa najważniejsze osiągnięcia pakietu pierwszego, czyli zasadę DST oraz reżim podziału monopolu - *unbundling*. W warunkach nowego porządku zasada DST zmierza do zwiększenia skali dostępu do sieci podmiotów nowych, wchodzących na rynek tak, aby następowało to skuteczniej niż poprzednio metodą dostępu negocjowanego lub poprzez słabe przepisy regulacyjne, zawarte w pierwszych

²⁴ Parlament Europejski zyskał dodatkowe wsparcie, w postaci prawa współdecydowania wraz z Radą w zakresie wprowadzania aktów ustawodawczych w sprawie wewnętrznego rynku energii, na mocy nowelizacji Traktatu Amsterdamskiego.

²⁵ P.Cameron, *Legal Aspects of EU Energy Regulation, Implementing the New Directives on Electricity and Gas across Europe*, Oxford University Press, New York 2005, s.10.

dyrektywach. W porównaniu z pakietem pierwszym, reżim podziału pionowo zintegrowanych monopolów uwzględnia także bariery dla konkurencji tworzone przez silne struktury korporacyjne. Niemniej w obu wypadkach sukces tych środków zależał w głównej mierze od ich instytucjonalnego egzekwowania przez KAR. Jeżeli prawa wynikające z zasady DST mają być skuteczne, to niezbędne jest większe zaangażowanie władz regulacyjnych w działania monitoringowe i egzekucyjne niż miało to miejsce w systemie zaprowadzonym pierwszym pakietem dyrektyw w sprawie energii elektrycznej i gazu.

W zaistniałej sytuacji oczekiwano, że po dokonaniu transpozycji przyjętych aktów do prawa krajowego państw członkowskich nowy reżim zagwarantuje dalszy prawidłowy przebieg procesu tworzenia jednolitego rynku energii. Niestety, stało się inaczej. Dwie najważniejsze dyrektywy, tj. dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dn. 26 czerwca 2003 r., dotycząca wspólnych reguł wewnętrznego rynku energii elektrycznej i znosząca dyrektywę 96/92/WE oraz dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dn. 26 czerwca 2003 r., dotycząca wspólnych reguł wewnętrznego rynku gazu i znosząca dyrektywę 98/30/WE, nie zostały w pełni implementowane do prawa krajowego w przewidzianym terminie (jednego roku). Tylko kilka spośród dwudziestu pięciu państw członkowskich przyjęło środki niezbędne do dokonania tej transpozycji do ustawodawstwa krajowego w wyznaczonym terminie, tj. do dnia 1 lipca 2004 r.²⁶ Jeżeli do problemów wdrożeniowych dodamy trudności gospodarcze, doświadczane przez największe kraje europejskie, staje się oczywiste, że osiągnięcie pełnej liberalizacji w roku 2007 będzie znowu czystą teorią. Równie oczywiste jest to, że należy pytać o przyczyny tego stanu rzeczy.

Ogólnie, jak dotychczas, wyróżnić można co najmniej cztery główne czynniki utrudniające stworzenie wewnętrznego rynku energii w Europie:

- brak konsekwencji w stosowaniu dyrektyw oraz wspólnotowego prawa konkurencji (kontrola fuzji i przejęć, polityka antymopolowa, kontrola pomocy państwa) przez właściwe władze krajowe;

²⁶ Niemniej podkreślić należy, że w wielu państwach członkowskich istniejące ustawodawstwo zawierało już postanowienia zasadniczo spełniające wymogi w zakresie liberalizacji stawiane w nowych dyrektywach. Więcej na ten temat – zob.: P.Cameron, *The Internal market in energy: harnessing the new regulatory regime*, op.cit., s.632.

- brak zdolności przesyłowych, w szczególności w relacjach transgranicznych, zwłaszcza w nowych państwach członkowskich;
- brak przejrzystości w zakresie dostępu do sieci w niektórych państwach członkowskich w kontekście zasady DST;
- brak zdrowych i płynnych rynków energii jak również źródeł energii (np. węgla, gazu).

Komisja Europejska i państwa członkowskie stoją więc w chwili obecnej przed szczególnie delikatną kwestią. W jaki sposób skłonić głównych aktorów rynku w sektorach energetycznych do autentycznego, czynnego uczestnictwa w procesie otwierania tych sektorów? Jest to trudne, ale niezbędne zadanie, aby móc myśleć o skutecznym konkurowaniu na rynku światowym. Z praktyki wynika jednak, że do jego wykonania nie wystarczy wprowadzanie kolejnych aktów prawnych.

4. Polska – droga do konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu

Zanim odpowiemy na pytanie, jak daleka droga dzieli nasz kraj od konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce, trzeba najpierw odpowiedzieć sobie, komu i do czego potrzebna jest konkurencja w sektorze energetycznym. A zatem, po pierwsze, konkurencja potrzebna jest klientom, którym zapewnia możliwość wyboru i bogatszą ofertę. Umożliwia im kupowanie energii elektrycznej i gazu po cenach rynkowych i w żądanej ilości. Konkurencja potrzebna jest także spółkom energetycznym. Z jednej strony, doprowadzi ona do wyeliminowania z rynku podmiotów stosujących praktyki niezgodne z regułami konkurencji, z drugiej zaś – otworzy przed spółkami szanse dokonania niezbędnej restrukturyzacji i podniesienia jakości oferowanych usług. Wreszcie konkurencja w sektorach elektryczności i gazu potrzebna jest całej gospodarce krajowej, ponieważ zwiększa efektywność działania nie tylko wytwórców oraz dostawców energii elektrycznej i gazu, ale również wszystkich odbiorców, wszyscy bowiem jesteśmy przecież całkowicie zależni od dostępu do energii. Inaczej mówiąc, konkurencja w sektorze energetycznym²⁷ jest mocną podstawą wzrostu gospodarczego.

Na fundamenty rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce składają się głównie takie czynniki, jak sku-

²⁷ Przez sektor energetyczny (rynek energii) w niniejszej analizie rozumie się sektor energii elektrycznej i gazu.

teczna regulacja podmiotów, które określić należy mianem naturalnych monopolii uczestniczących w procesie przesyłu i dystrybucji gazu i/lub elektryczności oraz wdrożenie i przestrzeganie reżimu podziału i zasady DST. Wprawdzie polski rynek energii elektrycznej i gazu nie jest w pełni zliberalizowany, jednak konsumenci kwalifikowani,²⁸ to znaczy podmioty zużywające określoną ilość energii elektrycznej/gazu (obliczaną jako zapotrzebowanie roczne) mają prawo swobodnego wyboru producenta lub dostawcy. Ponieważ możliwość korzystania z prawa konsumenta do swobodnego wyboru dostawcy zależy w praktyce od stopnia otwarcia rynku, oficjalnie stopień liberalizacji polskiego rynku energii w chwili wstąpienia Polski do UE wynosił około 51%.²⁹

Polski sektor elektryczności i gazu wciąż zdominowany jest w znacznym stopniu przez tak zwane dawne monopole. Polskie Sieci Energetyczne S.A. (PSE S.A.), spółka państwowa, utrzymuje pozycję monopolisty, wywierając wielki wpływ na rynek energii elektrycznej. Podobnie monopolistyczną pozycję w sektorze gazownictwa dzierży Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG). Jednak z uwagi na wymagania stawiane w dyrektywach elektroenergetycznej i gazowej produkcja, przesył, dystrybucja i dostarczanie elektryczności i gazu zostały rozdzielone metodą tak zwanego podziału pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych.³⁰ W ten sposób ze struktur PSE S.A. i PGNiG wydzielono tak zwanych operatorów systemu przesyłu (OSP) – spółki PSE–Operator i PGNiG–Przesył. Tę drugą w kwietniu 2005 r. przemianowano na Gaz-System.

Operatorzy systemowi mają kluczowe znaczenie dla rynku elektryczności i gazu. Są jedynymi podmiotami upoważnionymi do prowadzenia działalności w zakresie przesyłu lub dystrybucji, pod warunkiem otrzymania na to odpowiedniej licencji od Urzędu Regulacji Energetyki (URE).³¹ Ponadto, operatorzy systemowi zobowiązani są

²⁸ Na temat konsumenta kwalifikowanego – zob. też: Zarządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Socjalnej z dn. 20 stycznia 2003 r. w sprawie kalendarza otrzymywania prawa do korzystania z usług przesyłu przez klientów, wraz ze zmianami z roku 2004.

²⁹ M.Olejnik, *National Approaches to implementation – Poland w: Legal Aspects of EU Energy Regulation. Implementing the New Directives on Electricity and Gas Across Europe*, ed. P.Cameron, Oxford University Press, New York 2005, s.405.

³⁰ Zob. też: Art. 9d.2(1) Ustawy energetycznej, zmienionej Ustawą z 2004 r., dokonującej transpozycji dyrektyw. Zgodnie z postanowieniami tego artykułu musi istnieć rozdział pomiędzy, z jednej strony, zarządami OSP lub OSD (operatorzy systemu dystrybucji), a z drugiej – strukturą zarządzania zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych.

³¹ Ustawa z 2004 r. zmieniająca polską Ustawę energetyczną, artykuły 32-43.

do udzielania dostępu do swojej bazy sieciowej na zasadzie DST, zgodnie z obowiązującymi ogólnymi warunkami i taryfami zatwierdzanymi przez URE. Przysługuje im prawo odmowy, ale wyłącznie w pewnych uzasadnionych okolicznościach, takich jak poważne powody finansowe lub techniczne albo kwestia bezpieczeństwa dostaw. Każdej odmowie towarzyszyć musi podanie wystarczających powodów. Wreszcie, co nie mniej istotne, operatorzy systemowi są odpowiedzialni za funkcjonowanie sieci elektrycznych i gazowych oraz ich utrzymanie w prawidłowym stanie i w warunkach bezpieczeństwa.³²

Polska Ustawa energetyczna, transponująca dyrektywę w sprawie energii elektrycznej (2003/54/WE) i gazu (2003/55/WE) wprowadza rozróżnienie na OSP – operatora systemu przesyłu i OSD – operatora systemu dystrybucji. Zgodnie z tą ustawą, OSP odpowiedzialni są przede wszystkim za przesył energii w Polsce, natomiast OSD za jej przesył i dystrybucję na danym obszarze kraju, określonym we właściwych licencjach. Zarówno OSP, jak i OSD mają prawo udzielania dostępu stronom trzecim. Dostęp przyznaje się na mocy umów o sprzedaży, przesyłu lub dystrybucji, zawieranych między operatorem przesyłu lub dystrybucji z konsumentem, pod warunkiem sporządzenia ich zgodnie z postanowieniami Ustawy energetycznej.³³ Kwestią niezwykle istotną dla konkurencji i otwierania rynku, jak również dla prawidłowego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii jest, aby operatorzy systemowi mieli skuteczne i niezależne kompetencje decyzyjne oraz niezależne struktury zarządzania, w szczególności w kontekście dostępu do sieci. Innymi słowy, operatorzy systemowi powinni być niezależni od innych typów działalności, nie związanych bezpośrednio z przesyłem lub dystrybucją. Kwestia ta ma duże znaczenie zwłaszcza w wypadku Polski, gdzie PSE-Operator i Gaz-System nie posiadają własnych urządzeń w zakresie sieci, będąc w 100% podmiotami zależnymi od swoich spółek macierzystych, czyli odpowiednio: PSE S.A. i PGNiG. Nie da się bowiem wykluczyć możliwości, że np. PSE-Operator jako jedyny operator systemu przesyłu (OSP) na polskim rynku energii elektrycznej, może zmusić swoich konkurentów, będących nowymi podmiotami, dopiero wchodzącymi na rynek, do przyjęcia przygotowanych przez siebie warunków, skoro właścicielem

³² Bezpieczne i prawidłowe utrzymanie obejmuje: zapewnienie stałego, długoterminowego bezpieczeństwa operacyjnego systemu, użytkowanie, konserwację i naprawy oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, włącznie z podłączeniami do innych systemów gazowych lub energetycznych. Zob. np. akapity 24 i 25 polskiej Ustawy energetycznej.

³³ M.Olejnik, *National Approaches to implementation – Poland*, op.cit., s.407.

sieci jest jego spółka macierzysta (PSE S.A.). W analogicznej sytuacji jest Gaz-System – jedyny OSP na rynku gazowym. Wynika z tego, że nawet po przeprowadzeniu podziału pionowo zintegrowanych monopolii w zakresie niezależności podejmowania decyzji i prowadzenia odrębnej rachunkowości i tak pozostanie niebezpieczeństwo związane z nieformalnymi zależnościami OSP od spółek macierzystych.³⁴ Jeżeli zatem podział ma się okazać w polskich warunkach działaniem naprawdę skutecznym, to w ślad za nim powinno nastąpić rozdzielenie własności aktywów – tak jak miało to miejsce w Wielkiej Brytanii. W przeciwnym razie owe nieformalne zależności między operatorami systemu przesyłu a ich spółkami-matkami zagrodzą drogę do pełnego otwarcia rynku.

Ponadto należy pamiętać, że w sektorach, w których istniały lub nadal istnieją naturalne monopole, samo otwarcie rynku nie wystarczy zazwyczaj do zaprowadzenia efektywnej konkurencji, dlatego niezbędne jest zapewnienie właściwych warunków do rozwoju konkurencji drogą regulacji. W Polsce Urząd Regulacji Energetyki „reguluje przedsiębiorstwa energetyczne mając na celu zabezpieczenie interesów konsumentów końcowych, a równocześnie zapewnienie spółkom energetycznym funduszy niezbędnych do utrzymania ich stabilnej pozycji na rynku”.³⁵ Jest to szczególnie ważne ze względu na prywatyzację trwającą w polskim sektorze energetycznym. W tej sytuacji oczywiste jest, że za nowymi, prorynkowymi regulacjami w dziedzinie branż funkcjonujących w ramach przemysłu sieciowego w Polsce stać muszą aktywne i niezależne krajowe władze regulacyjne. Pojęcie niezależne oznacza w tym kontekście niezależność regulatora od spółek podlegających regulacji, a także od okresowych ingerencji ze strony rządu. Zapewnienie niezależności regulatora jest czynnikiem o kluczowym znaczeniu dla kondycji całego sektora energetycznego. Na przykład, URE finansowany jest metodą przydziału funduszy z budżetu państwa. Jeżeli budżet regulatora zależny jest od budżetu państwa, ustalanego przez rząd, to istnieje ryzyko wykorzystywania tej zależności przez rząd w celu wpływania na regulatora, czyli ograniczenia jego niezależności. Ponadto konieczne jest ustanowienie przejrzystych relacji między władzami regulacyjnymi a właściwymi władzami

³⁴ Podział OSP jest kwestią o kluczowym znaczeniu, ponieważ operatorzy ci uczestniczą w wymianie transgranicznej, przez co wywierają silny wpływ na wewnętrzny rynek energii. Zobowiązanie dotyczące podziału OSD jako podmiotów niezależnych nie wchodzi w życie aż do 1 lipca 2007 r.

³⁵ <http://www.ure.gov.pl>

w dziedzinach powiązanych, np. konkurencji, w których działać muszą instytucje odrębne i autonomiczne, w szczególności w sytuacjach, kiedy obydwie instytucje odpowiedzialne są za jedną konkretną dziedzinę i mają nad nią władzę prawną. W takich wypadkach konieczność ustalenia jasnej hierarchii władz jest ewidentna.

Wskutek niedociągnięć reform rynkowych konkurencja w Polsce ogranicza się głównie do pionowo zintegrowanych dostawców, będących dawnymi monopolistami. Spółki wytwarzające energię i handlujące nią, które nie są pionowo zintegrowane (a więc nazywane niezależnymi) są w Polsce w znacznej mierze wykluczone z uczestnictwa w rynku i możliwości korzystania z owoców liberalizacji. W efekcie tego pionowo zintegrowane podmioty, które można nazwać uprzywilejowanymi, napotykają faktycznie minimalną konkurencję; ubogi jest również wybór, przed jakim stają ich klienci.

Ponadto od dnia 1 lipca 2004 r. klienci gospodarczy mają – przynajmniej w teorii – prawo wyboru dostawcy, jednak podczas przyznawania koncesji URE decyduje o tym, w jakim regionie Polski dany operator ma prawo prowadzić swoją działalność, co dalej ogranicza faktyczny wybór oferowany klientowi. W praktyce jedynie około 1,5% energii kupowane jest na rynku zliberalizowanym.³⁶ Ta bariera geograficzna nie ma co prawda zastosowania wobec spółek handlujących energią, które w teorii mogą działać na szczeblu regionalnym lub krajowym, ale w praktyce uniemożliwia im to fakt, że ponad 55%³⁷ całego handlu energią jest blokowane umowami długoterminowymi, co z pewnością stanowi obecnie jedną z największych barier w rozwoju konkurencji i zliberalizowanego rynku w Polsce. Nie ma niestety możliwości, by uległo to zmianie w ciągu kilku najbliższych lat. Branża energetyczna jest silnie zdeterminowana w staraniach o utrzymanie tego stanu rzeczy, ponieważ z umów długoterminowych czerpie poważne korzyści, których koszty płacą klienci. Innym poważnym czynnikiem opóźniającym zaistnienie skutecznej konkurencji i dalsze otwarcie rynku jest powolne tempo procesu prywatyzacji w sektorach energii elektrycznej i gazownictwa w Polsce. Z jednej strony jest rząd

³⁶ S.Thomas, *The European Union Gas and Electricity Directives*, EPSU, 2005, s.111. Dostępne również na stronie internetowej:

http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/report_2005/doc/trade_unions/12b_epsu_psimu_report.pdf

³⁷ A.Dobroczyńska, L.Juchniewicz, *Transformacja ustrojowa w polskiej elektroenergetyce. Od pełnego monopolu naturalnego ku... pełnej konkurencyjności?*, „Biuletyn URE”, nr 6/2005. Dostępne również na stronie internetowej:

<http://www.ure.gov.pl/index.php?dzial=258&id=1488>

i jego stanowisko, że prywatyzacja może narażać na szwank energetyczne bezpieczeństwo państwa, a z drugiej zarządy tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych i związki zawodowe, stojące na stanowisku, że prywatyzacja może przynieść tylko zwolnienia załóg i szkody dla środowiska. Wszystko to wpływa na nieprzychylną postawę opinii publicznej wobec prywatyzacji w tych sektorach.

Co więcej, procedury zmiany dostawcy są skomplikowane i kosztowne (m.in. ze względu na przepisy bilansowe, ustalone przez PSE-Operatora i koszty bilansowania plus, m.in. koszty modernizacji urządzeń, np. przez montaż liczników zużycia), a brak zautomatyzowanego systemu wymiany niezbędnych informacji o klientach między dostawcami a dystrybutorami uniemożliwia nawet kwalifikowanym klientom zmianę dostawcy. Zgodnie z Raportem Porównawczym Komisji w 2004 r. w Polsce tylko 7% dużych konsumentów w sektorze energii elektrycznej zmieniło dostawcę – w sektorze gazowym nie uczynił tego ani jeden klient.³⁸

Konkludując, otwieranie rynków energii elektrycznej i gazu tworzy dla spółek energetycznych nowe możliwości rozwojowe. Niektórzy postrzegają to jako zagrożenie, któremu mogą stawić czoła jedynie poprzez współpracę z innymi dostawcami energii. Dlatego proces liberalizacji skłania spółki energetyczne do restrukturyzowania się takimi metodami, jak zawieranie umów o współpracy, połączenia, przejęcia i tworzenie spółek *joint venture*, czego efektem są poważne przemiany struktury rynku. Sytuacja taka z pewnością mogłaby mieć wpływ prokonkurencyjny, ale z drugiej strony, szczególnie wobec wysokiego stopnia segregacji na rynkach energetycznych, może ona łatwo prowadzić do tworzenia lub umacniania dominującej pozycji rynkowej, stanowiąc tym samym naruszenie art. 82 Traktatu WE. Polski rynek energetyczny, przechodzący procesy prywatyzacji i restrukturyzacji, jest narażony na takie zagrożenia. Niemniej, choć z potencjalnego ryzyka trzeba sobie zdawać sprawę, procesu otwierania rynku w Polsce nie należy ani nawet nie można powstrzymywać. Więcej – istnieje wielka, ewidentna potrzeba przyśpieszenia liberalizacji rynków elektryczności i gazu. W związku z tym działania zarówno rządu, jak i samych zainteresowanych branż powinny skupiać się przede wszystkim na:

- rozwijaniu konkurencji w celu zwiększania efektywności przedsiębiorstw działających na rynku energetycznym (tzn. rynku

³⁸ http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/report_2005/doc/trade_unions/12b_epsu_psimu_report.pdf

energii elektrycznej i gazu), a w efekcie w celu obniżania cen dla użytkowników końcowych;

- prywatyzacji lub – inaczej mówiąc – zapewnianiu podmiotom rynku energetycznego niezbędnego kapitału i inwestycji na prowadzenie działalności, w tym głównie na rozwijanie infrastruktury technicznej;
- zagwarantowaniu przejrzystego i wolnego od dyskryminacji dostępu do sieci;
- przeprowadzeniu podziału własnościowego;
- zapewnieniu swobody wyboru dla konsumentów;
- zaprowadzeniu przejrzystych relacji między władzami zaangażowanymi w działania na rynku energetycznym.

Etapem pośrednim na drodze do otwierania rynku energetycznego mogłoby być stworzenie kilku rynków regionalnych, obejmujących państwa członkowskie Europy Środkowej i Wschodniej, powiązanych silnymi połączeniami międzyoperatorskimi. To jednak jest już kwestia w dużej mierze polityczna i jako taka wykracza poza zakres rozważań naukowych.

Bibliografia

- M.Albers, *Competition Law Issues Arising from the Liberalization Process w: The Liberalization of Electricity and Natural Gas in the European Union. European Monographs 27*, ed. D.Gerardin, Kluwer Law International, the Hague 2001
- J.Baehr, E.Stawicki, J.Antczak, *Prawo Energetyczne – Komentarz*, Zakamycze, Kraków 2003
- B.Barton, L.Barrera-Hernandez, A.Luca, *Regulating Energy and Natural Resources*, Oxford University Press, New York 2005
- P.Cameron, *The Internal market in energy: harnessing the new regulatory regime*, „European Law Review”, vol. 30, October 2005, s.631-648
- P.Cameron, *Legal Aspects of EU Energy Regulation. Implementing the New Directives on Electricity and Gas Across Europe*, Oxford University Press, New York 2005
- P.Cameron, *Competition in Energy Markets. Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, New York 2002

- P.Cichy, *Prawne regulacje rozwoju i funkcjonowania energetyki w: Przedsiębiorstwa i gospodarka po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej*, red. K.Kuciński, Warszawa 2005, s.175–201
- A.Dobroczyńska, L.Juchniewicz, *Transformacja ustrojowa w polskiej elektroenergetyce. Od pełnego monopolu naturalnego ku... pełnej konkurencyjności?* „Biuletyn URE” nr 6/2005, Dostępny również na stronie internetowej:
<http://www.ure.gov.pl/index.php?dzial=258&id=1488>
- A.Dobroczyńska, L.Juchniewicz, *Państwo i rynek w energetyce w: Proces globalizacji gospodarki – udział krajów w jej korzyściach i kosztach*, red. M.Klamut, Wrocław 2004
- Eurelectric, *Report on Electricity Sector Reform: the pan – European, CIS and Mediterranean dimension*, June 2004
- European Commission, *DG TREN, Draft Working Paper. 3rd Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, 1.03.2004
- European University Institute, *Post – Workshop Documents of the First Second and Third Florence Workshop on EU Energy Law and Regulation*, Florence 2002-2004
- M.Marquis, *Introducing Free Markets & Competition to the Electricity Sector in Europe*, Wisdom House Publications Ltd, 2001
- B.Nowak, *Implementacja dyrektyw do systemu prawa krajowego. Przypadek Polski*, „Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego”, nr 5(695)/2006
- M.Olejnik, *National Approaches to implementation – Poland w: Legal Aspects of EU Energy Regulation. Implementing the New Directives on Electricity and Gas Across Europe*, ed. P.Cameron, Oxford University Press, New York 2005, s.405-420
- M.Roggenkamp, A.Ronne, C.Redgwell, I.Del Guayo, *Energy Law in Europe. National, EU and International Law and Institutions*, Oxford University Press, New York 2001
- S.Thomas, *The European Union Gas and Electricity Directives*, EPSU, 2005, s.111 Dostępne również na stronie internetowej:
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/report_2005/doc/trade_unions/12b_epsu_psiu_report.pdf
- A.Wiełoński, *Geografia przemysłu – Energetyka*, Warszawa 2005

Abstract

Liberalisation of the EU electricity and gas market policy as an element of the European Internal Energy Market strategy – selected aspects

What could have been witnessed, over a couple of past decades, in most of the European Union countries, was the fact that the structure of the electricity and gas industries, stagnant for decades, have recently undergone considerable modernisation achieved through far-reaching programmes of institutional and legal reforms, both at the Community and domestic level. The European Union energy policy is a problematic issue in many ways, but also characteristic of general EU development, with its periods of stagnation and conflicts and the eventual break through to attain quite fundamental transformation during the 1990s.

This paper seeks to investigate the legal basis that provided conditions for gradual opening of the electricity and gas sectors within the framework of the European Internal Energy Market.