

Tomasz MOTOWIDLAK*

Podmiotowa struktura europejskiego rynku energii elektrycznej

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono wybrane, instytucjonalne uwarunkowania funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej oraz jego największych graczy. Przedmiotem prezentacji są instytucje i organizacje międzynarodowe, koordynujące działania podmiotów krajowych w zakresie transgranicznego przesyłu energii oraz regulacji rynku. Pełnią one bowiem istotną rolę w procesie tworzenia w Europie jednolitego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Polega ona na rozwiązywaniu zarówno problemów technicznych, jak i prawnych i ekonomicznych, które uniemożliwiają rozwój wymiany energii w skali międzynarodowej. Do ich zadań należy w szczególności podejmowanie działań na rzecz rozwoju i harmonizacji zasad eksploatacji sieci oraz określania jej kosztów. Tworzą one tym samym warunki do globalnego działania dla europejskich koncernów energetycznych, które przedstawiono w drugiej części artykułu. Jego przejawem jest nie tylko coraz większy udział przychodów uzyskanych z międzynarodowego handlu energią elektryczną i gazem, ale także rosnąca liczba fuzji i przejęć. Te ostatnie są odpowiedzią największych europejskich producentów energii na postępujący proces liberalizacji rynków. Konsolidacja ma im bowiem zapewnić konkurencyjność na jednolitym, europejskim rynku energii elektrycznej. Jednakże rezultatem fuzji może być większa koncentracja rynku, prowadząca do zakłócenia zasad konkurencji.

SŁOWA KLUCZOWE: systemy synchronicznej pracy w Europie, europejska współpraca w zakresie przesyłu i regulacji, europejskie koncerny energetyczne

* Dr — Katedra Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych, Uniwersytet Łódzki, Łódź.

Wprowadzenie

Liberalizacja europejskiego rynku energii elektrycznej prowadzi do „umiędzynarodawiania” dotychczas zamkniętych i zmonopolizowanych krajowych rynków energii. Zatem międzynarodowy handel energią elektryczną będzie odgrywał coraz większą rolę w kształtowaniu się jej cen, funkcjonowaniu systemów przesyłowych oraz zapewnieniu bezpieczeństwa zasilania. Możliwość penetracji ogólnoeuropejskiego rynku zaostri konkurencję między wytwórcami energii elektrycznej, jej nabywcy będą bowiem poszukiwać najkorzystniejszych ofert. Niezakłócony handel energią pozwoli przedsiębiorstwom obrotu na dokonywanie arbitrażu, tj. na wykorzystywanie różnic w cenach na jednym lub na kilku rynkach poprzez realizację zakupu na tym z nich, na którym ceny są niższe i sprzedaż na innym, gdzie ceny są wyższe, przy czym obie transakcje zawierane są niemal równocześnie.

Niezbędnym warunkiem umożliwiającym wzrost obrotów na konsolidującym się europejskim rynku energii elektrycznej jest sprawnie funkcjonujący i jednolity system przesyłowy. Budowa europejskiego rynku zwiększa zatem istotnie znaczenie infrastruktury realizującej fizyczny przesył energii. Już teraz istnieje niebezpieczeństwo powstania ograniczeń w sieciach przesyłowych. Dlatego też konieczne staje się powiązanie handlu energią z rezerwacją mocy we właściwym systemie przesyłowym, jedynie bowiem gwarancja przesyłu może zapewnić fizyczne wykonanie kontraktu sprzedaży energii, czyli jej przesłanie od wytwórcy do wskazanego miejsca (Michalski 2003). Na zliberalizowanym rynku przesył jest realizowany zgodnie z wytycznymi umowy przesyłowej. Działalność przesyłowa prowadzona jest nadal w warunkach monopolu (naturalny monopol przesyłu), jednak jego zasięg nie obejmuje już samego handlu energią elektryczną (zasada unbundlingu), który jest od niej niezależny. Kluczową rolę w tym procesie odgrywają połączenia między systemami elektroenergetycznymi poszczególnych krajów oraz współpraca ich operatorów.

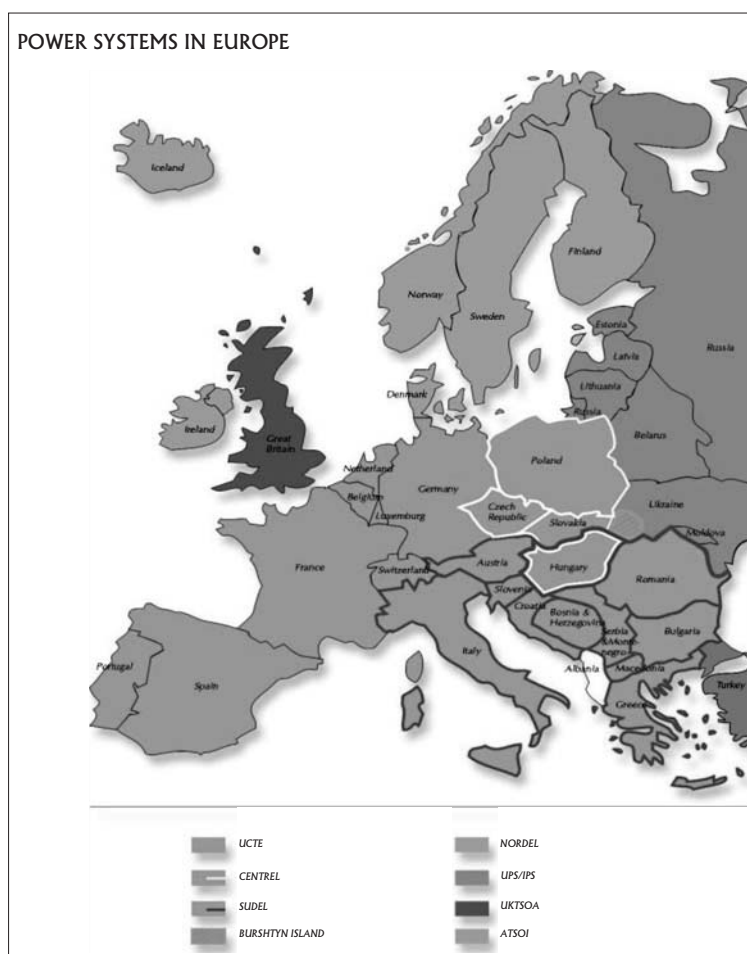
1. Obszary i bloki regulacyjne w Europie

Synchroniczna praca systemów elektroenergetycznych oznacza zgodność ich częstotliwości i faz napięć w każdej chwili czasowej. Stan taki umożliwia bezpośrednie (galwaniczne) ich połączenie i swobodny, samoistny przepływ energii elektrycznej. Oznacza to możliwość bezpośredniego jej eksportu i tranzytu liniami prądu zmiennego oraz eksport usług regulacyjnych. Połączenia sieciowe przyczyniają się do bardziej bezpiecznej i stabilnej pracy systemów krajowych. Sterowanie w połączeniach synchronicznych opiera się na kontrolowaniu poziomu niebilansowania w obszarze kraju. Przez granice obszaru regulacyjnego przepływy energii elektrycznej mogą wystąpić także przez połączenia niesynchroniczne i prądu stałego. W przypadku gdy systemy pracują niesynchronicznie, między sinusoidami napięć występują zmienne w czasie przesunięcia fazowe i bezpośrednie

połączenie nie jest możliwe. Współpraca z systemami pracującymi niesynchronicznie opiera się na porozumieniach dwustronnych i kontraktach handlowych. Przesył energii do takich systemów odbywa się w wydzielonych układach i obszarach (Balcewicz 2003). Zatem połączenie niesynchroniczne może polegać na wydzieleniu części systemu jako „wyspy” i zsynchronizowaniu jej z systemem sąsiednim lub wydzieleniu „wyspy” w systemie sąsiednim i zsynchronizowanie jej z własnym obszarem (np. Wyspa Bursztyńska). Połączenia niesynchroniczne i stałoprądowe nie są brane pod uwagę przy rozliczaniu wymiany synchronicznej. Wymiana niesynchroniczna pojawia się tylko w obszarach regulacyjnych na granicach strefy synchronicznej i stanowi bardzo małą część wymiany tych obszarów. Systemy elektroenergetyczne pracujące obecnie w Europie są na dużym jej terytorium połączone synchronicznie i stanowią praktycznie jeden rozległy, europejski system elektroenergetyczny. W tym rozległym systemie elektroenergetycznym wyróżnia się tzw. obszary i bloki regulacyjne. Na ogół te pierwsze w obszarze europejskim określone są granicami państw. Wyjątek pod tym względem stanowią np. Niemcy, Dania, w których istnieje kilka obszarów regulacyjnych (Błajszczak 2005). Przepływy energii elektrycznej (mocy) między obszarami regulacyjnymi, obejmującymi systemy elektroenergetyczne różnych operatorów nazywane są również wymianą międzysystemową, natomiast za wymianę międzynarodową (transgraniczną, handel międzynarodowy) uważa się przepływy energii zachodzące między operatorami systemów przesyłowych różnych państw. Obszary regulacyjne mają własny układ regulacji mocy i częstotliwości. W obszarze regulacyjnym dąży się do utrzymania wytwarzania energii na poziomie równym jej konsumpcji z uwzględnieniem planowanego importu lub eksportu. W odizolowanym układzie brak zbilansowania generacji i zapotrzebowania prowadziłby do spadku lub wzrostu częstotliwości. Jeżeli natomiast niezbilansowanie występuje w obszarze powiązany sieciowo z innymi obszarami, to deficyt lub nadwyżka mocy rozkłada się na cały powiązany system i ma odpowiednio mniejszy wpływ na zmianę częstotliwości. Jednocześnie, na granicach obszaru na którym wystąpiło niezbilansowanie pojawiają się przepływy energii zwane wymianą nieplanową. Zatem przepływy energii przez granice obszaru regulacyjnego połączeniami synchronicznymi mogą zawierać strumienie planowe (wynikające z zawartych kontraktów na dostawy energii), tranzytowe (będące rezultatem działania praw Kirchhoffa) oraz nieplanowe (będące rezultatem niedopasowania generacji i konsumpcji energii wewnątrz obszaru). Realizacja planowej wymiany energii polega na pobraniu z obszaru regulacyjnego odpowiedniej ilości energii (w przypadku importu) lub jej wygenerowaniu na zewnątrz obszaru (w przypadku eksportu). Nie jest przy tym istotne, przez które granice nastąpi przepływ energii. Zastosowanie tej zasady we wszystkich obszarach regulacyjnych w strefie synchronicznej gwarantuje, iż będzie ona przepływać zgodnie z zawartymi kontraktami, choć nie zawsze najkrótszą i bezpośrednią drogą. Wymiana nieplanowa stanowi w praktyce dodatkowy import lub eksport.

Powiązania sieciowe różnych krajów pociągają za sobą konieczność rozwiązania wielu zagadnień technicznych i wymagają sformułowania odpowiednich regulacji. Jednocześnie wdrażanie polityki energetycznej UE wymaga dalszej ich modyfikacji. Proces ten przebiega na płaszczyźnie obszarów i bloków regulacyjnych. Nadzór nad obszarem regulacyjnym sprawuje na ogół operator systemu przesyłowego (OSP). Natomiast bloki regulacyjne zraszają kilka obszarów regulacyjnych. Współpraca systemów elektroenergetycznych koor-

dynowana jest przez międzynarodowe organizacje, mające charakter bloków regulacyjnych, które zrzeszają OSP. Wydają oni zalecenia techniczne i nadzorują ich wypełnianie. Bloki regulacyjne przez resztę systemu widziane są jako jeden odrębny obszar regulacyjny, na którym rolę OSP pełni wytypowana lub powołana do tego celu instytucja. Europejski system elektroenergetyczny wraz z funkcjonującymi w jego obrębie blokami regulacyjnymi przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Bloki regulacyjne w Europie
Źródło: <http://www.CENTREL.org>

Fig. 1. Power systems in Europe

Unia Koordynująca Przesyłanie Energii Elektrycznej (ang. *Union for the Coordination of Electricity Transmission* – UCTE) jest naczelną organizacją koordynującą pracę europejskich systemów elektroenergetycznych, zarówno pod względem prawnym, jak i technicznym. Sieci przesyłowe poszczególnych członków UCTE są ze sobą połączone, ge-

neratory w elektrowniach w całym obszarze UCTE pracują synchronicznie, a regulacja częstotliwości i mocy prowadzona jest solidarnie przez wszystkich członków. UCTE nie jest organem UE, jednakże jej działania są zbieżne z ustawodawstwem, polityką i celami Wspólnoty (Błajszczak 2002b). Utworzona ona została w 1951 roku jako Unia Koordynująca Generację i Przesyłanie Energii Elektrycznej (ang. *Union for the Coordination of Electricity Production and Transmission* – UCPTÉ). W skład jej weszli specjaliści z Belgii, Francji, Niemiec, Włoch, Luksemburga, Holandii, Austrii i Szwajcarii. W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku Unia została przekształcona w związek systemów elektroenergetycznych, a członkostwo personalne zostało zastąpione członkostwem organizacji. W kolejnych latach koncentrowała ona swoją działalność na koordynacji przesyłania energii, co znalazło wyraz w zmianie nazwy w kwietniu 1999 roku. Pojawienie się nowych obszarów działalności, związanych głównie z wprowadzaniem rynków energii i możliwością rozszerzania sfery synchronicznej, przyczyniło się do zmian w strategii UCTE. Zgodnie z nowym statutem, przyjętym w 2001 roku w Lizbonie, jej głównym celem jest opracowywanie i wdrażanie przepisów technicznych w celu zwiększenia niezawodności funkcjonowania synchronicznie połączonych systemów elektroenergetycznych i umożliwienia swobodnej wymiany energii. Uchwalone przepisy są obligatoryjne dla wszystkich członków. Przestrzeganie większości przepisów jest oceniane na podstawie pomiarów. Członkiem UCTE może zostać przedsiębiorstwo zarządzające sieciami o napięciu powyżej 200,0 kV lub instytucja reprezentująca takie przedsiębiorstwa w danym kraju. Powinny one spełnić wymagania integracyjne i zawrzeć umowę o pracy synchronicznej przynajmniej z dwoma członkami (Błajszczak 2002a). Członkiem stowarzyszonym może zostać przedsiębiorstwo, które uzyskało pozytywną ocenę możliwości pracy synchronicznej. Może ono być zapraszane na zgromadzenia ciał UCTE, nie ma jednak prawa głosu. Obszar objęty działalnością UCTE przedstawiono na rysunku 1, natomiast jej członków w tabelach 1 i 2.

Obecnie do systemu UCTE należy 34 organizacji z 23 krajów. Obejmuje on znaczny obszar Europy, który rozciąga się od Portugalii do Polski i dostarcza rocznie 2300,0 TW·h energii elektrycznej 450,0 mln ludzi (<http://www.ucte.org>). W UCTE decyzje podejmowane są w wyniku głosowania. Przyjęto zasadę przyznającą każdemu państwu określoną liczbę głosów, w zależności od jego możliwości technicznych. Wylicza się ją na podstawie następującego wzoru:

$$V = 10 + C + 0,5L \quad (1)$$

gdzie: V – liczba głosów,
 C – średnie roczne zapotrzebowanie na moc z roku poprzedzającego wyliczenie (GW),
 L – suma zdolności przesyłowych (linii o napięciu powyżej 200,0 kV) do sąsiednich krajów członkowskich (GW).

Jeżeli kraj dla którego wyliczono liczbę głosów jest reprezentowany w UCTE przez kilka organizacji (np. Austria, Niemcy), to dzielą one ją między siebie według wewnętrznego porozumienia (Błajszczak 2002a). UCTE nie posiada własnego kapitału i jest finansowane przez swoich członków, którzy pokrywają wydatki proporcjonalnie do (przyznanej im) liczby głosów. Najważniejszym organem Unii jest Walne Zgromadzenie, które zwoływane

TABELA 1. Operatorzy systemów przesyłowych oraz organy regulacyjne krajów europejskich i ich przynależność do międzynarodowych organizacji branżowych

TABLE 1. TSOs and regulators of European countries and their membership in international energetics organisations

Lp.	Kraj	Operator systemu przesyłowego									Organ regulacyjny				
		Nazwa	Przynależność do systemu/organizacji międzynarodowej								Nazwa	Przynależność do org. międz.			
			UCTE	NORDEL	UKTSA	ATSOI	SUDEL	IPS/UPS	CENTREL*	ETSO		CEER	ERGEG	ERRA	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1.	AT	Verbund APG	+				+				+	E-Control	+	+	
		TIWAG-Netz	+								+				
		VKW-Netz AG	+								+				
2.	BE	ELIA	+							+	CREG	+	+		
3.	BG	ESO EAD/NEK	+				+			+	SEWRC		+	+	
4.	CY	TSO Cypr								+	CERA	+	+		
5.	CZ	CEPS	+							+	ERÚ/ERO	+	+		
6.	DK	Energienet.dk	+	+						+	DERA	+	+		
7.	EE	OÜ Põhivõrk						+		+	EMI	+	+	+	
8.	FI	FINGRID OYJ		+						+	EMV	+	+		
9.	FR	RTE	+							+	CRE	+	+		
10.	GR	HTSO/DESMIE	+				+			+	PAE/RAE	+	+		
11.	ES	REE	+							+	CNE	+	+		
12.	NL	Tenne T TSO	+							+	DTe	+	+		
13.	IR	EirGrid				+				+	CER	+	+		
14.	LI	Lietuvos Energija						+		+	NCC	+	+	+	
15.	LU	CEGEDEL Net	+							+	ILR	z	+	+	
16.	LV	Augstsprieguma tīkls						+		+	PUC	+	+		
17.	MA	brak									MRA	+	+		
18.	DE	EnBW TNG	+							+	BNetzA	+	+		
		E.ON Netz	+							+					
		RWE Tr.Netz Strom	+							+					
		VETransmission	+							+					
19.	PL	PSE-Operator SA	+						+	+	URE/ERO	+	+	+	
20.	PT	REN	+							+	ERSE	+	+		
21.	RO	Transelectrica	+				+			+	ANRE	+	+	+	
22.	SK	SEPS	+							+	URSO/RONI	+	+		
23.	SI	ELES	+				+			+	JARS/EARS	+	+		
24.	SE	Svenska Kraftnät		+						+	STEM	+	+		
25.	HU	MAVIR ZRt.	+				+			+	MEH/HEO	+	+	+	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
26.	GB	National Grid			+					+	OFGEM	+	+	
		SPT Transmission			+					+				
		SSE			+					+				
		SONI			+					+				
27.	IT	TERNA/GRTN	+				+			+	AEEG	+	+	

* CENTREL zaprzestał działalności z dniem 31 grudnia 2006 roku.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: G. Błajszczak, Powiązania prawne i techniczne polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami europejskimi – CENTREL i UCTE, Energetyka, 10-11/2002, G. Błajszczak, Podział kosztów międzynarodowych przepływów energii elektrycznej – mechanizm CBT, Wiadomości Elektro-techniczne 1/2005 oraz danych UCTE (<http://www.ucte.org>), NORDEL (<http://www.nordel.org>), SUDEL (<http://www.sudel-net.org>), ETSO (<http://www.etso-net.org>), CEER (<http://www.ceer.eu>), ERGEG (<http://www.ergreg.org>) i ERRA (<http://www.iern.net>)

TABELA 2. Operatorzy systemów przesyłowych oraz organy regulacyjne krajów E-12 i ich przynależność do międzynarodowych organizacji branżowych

TABLE 2. TSOs and regulators of EC-12 countries and their membership in international energetics organisations

Lp.	Kraj	Operator systemu przesyłowego									Organ regulacyjny				
		Nazwa	Przynależność do systemu/org międz.								Nazwa	Przynależność do org. międz.			
			UCTE	NORDEL	UKTSA	ATSOI	SUDEL	IPS/UPS	CENTREL*	ETSO		CEER	ERGEG	ERRA	
1.	AL	ATSO					+					ERE			+
2.	BY														
3.	HR	HEP	+				+			s	HERA/CERA		o	+	
4.	BiH	ZEKC/ISO BiH	+				+			s	DERK /SERC			+	
5.	IS	Landsvirkjun		+							Orkustofnun	+	o		
6.	FY	MEPSO	+				+			s	RKE/ERC			+	
7.	NO	Statnett SF		+						+	NVE	+	o		
8.	RU										FST			+	
9.	RS	EMS/EPCG	+							s	EAR S			+	
10.	CH	Swiss Grid	+							+	OFCOM				
11.	UA	UKRENERGO						+			NERC			+	
12.	TR	TEIAS					+				EMRA		o	+	

* CENTREL zaprzestał działalności z dniem 31 grudnia 2006 roku.

Oznaczenia: o – status obserwatora, s – członek stowarzyszony.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych UCTE (<http://www.ucte.org>), NORDEL (<http://www.nordel.org>), SUDEL (<http://www.sudel-net.org>), ETSO (<http://www.etso-net.org>), CEER (<http://www.ceer.eu>), ERGEG (<http://www.ergreg.org>) i ERRA (<http://www.iern.net>)

jest raz do roku i władne jest podjąć decyzje we wszystkich sprawach jej dotyczących. Domeną Komitetu Sterującego jest opracowywanie i wydawanie przepisów i zaleceń technicznych. Członkowie UCTE są zobowiązani do informowania go o planach rozbudowy lub likwidacji połączeń międzysystemowych wewnątrz strefy synchronicznej. Dotyczy to także budowy i eksploatacji połączeń niesynchronicznych. Uzyskanie pozytywnej opinii jest warunkiem realizacji wszelkich zmian w istniejących połączeniach. W celu wykonywania określonych zadań Komitet Sterujący powołuje Grupy Robocze. Prezydent, wiceprezydent, sekretarz generalny i przewodniczący Komitetu Sterującego tworzą Biuro UCTE, które upoważnione jest do reprezentowania Unii.

Operatorzy systemów przesyłowych północnej części Europy zrzeszeni są w Północnym Systemie Elektroenergetycznym NORDEL (ang. *Nordic Electricity System*), drugim pod względem terytorium obszarem synchronicznym w Europie. Organizacja ta została powołana w 1963 roku, a jej członkami są operatorzy z Danii (Energienet.dk), Finlandii (Fingrid), Norwegii (Statnett), Szwecji (Svenska Kraftnat) i Islandii (Landsvirkjun). Islandia oraz część kontynentalna Danii nie pracują synchronicznie z pozostałą częścią systemu NORDEL (Błajszczak 2002c). Celem powołania tego systemu elektroenergetycznego było stworzenie warunków do powstania i następnie harmonizowania wspólnego, efektywnego rynku energii elektrycznej tych państw. Wysiłki systemu NORDEL zmierzają w kierunku rozwoju systemu i wymiarowania sieci, bezpiecznego sterowania systemem i wymiany informacji oraz prowadzenia wspólnej polityki zagranicznej. Północnym Systemem Elektroenergetycznym zarządza Walne Zgromadzenie, składające się z przedstawicieli organizacji członkowskich. Wybiera ono przewodniczącego, który pełni funkcję przez dwa lata. Organizacja nie ma własnego budżetu, a wszelkie koszty ponosi kraj, z którego aktualnie pochodzi przewodniczący. System NORDEL połączony jest z UCTE sześcioma układami przesyłowymi, z których jeden biegnie przez Polskę (kabel 600 MW do Szwecji). W 2001 roku organizacje te powołały specjalną grupę roboczą do spraw połączeń sieciowych między tymi systemami. W pierwszej kolejności współpraca ma polegać na dostarczaniu przez UCTE (Polskę) usług regulacyjnych i rezerw mocy. W Skandynawii pojawiają się bowiem trudności wynikające z ograniczenia zdolności przesyłowych. Problem ten widoczny jest szczególnie w Szwecji, gdzie często nie można przesłać wystarczającej mocy z północy na południe kraju. Również zakres regulacji pierwotnej jest w wielu przypadkach niewystarczający, co prowadzi do znacznych wahań częstotliwości.

System CENTREL był regionalną organizacją państw Grupy Wyszehradzkiej, tzn. Polski, Węgier, Czech i Słowacji. Zrzeszała ona operatorów systemów przesyłowych tych krajów, tj. PSE-Operator S.A., MAVIR Rt., CEPS i SEPS. Ponadto status obserwatorów w systemie miały: UKRENERGO z Ukrainy, NEK z Bułgarii, Transelectrica S.A. z Rumunii, VEAG z Niemiec oraz Verbund APG z Austrii. Organizacja ta została powołana 11 października 1992 roku, a jej głównymi celami były poprawa warunków pracy systemów krajów członkowskich, ułatwienie i rozwój międzynarodowej wymiany energii elektrycznej oraz zapewnienie warunków pracy równoległej z systemem UCTE. Realizacja tego ostatniego celu nastąpiła 18 października 1995 roku, kiedy system elektroenergetyczny grupy CENTREL został zsynchronizowany z systemem UCTE. Od 1 października 1996 roku prowadzona była samodzielna regulacja salda wymiany w stosunku do UCTE. Regulacja ta

miała charakter pluralistyczny i polegała na podejmowaniu działań regulacyjnych przez każdego członka na własnym obszarze oraz prowadzeniu regulacji całego bloku w stosunku do reszty systemu europejskiego przez członka wiodącego. W systemie CENTREL funkcje tą pełnił system polski, a organem odpowiedzialnym za regulację przesyłów mocy między systemem UCTE i systemami grupy CENTREL oraz za rozliczenia nieplanowanej wymiany energii elektrycznej było Centrum Regulacyjno-Rozliczeniowe z siedzibą w Warszawie, utworzone w Departamencie Zarządzania Systemem Przesyłowym PSE S.A. Pozycja PSE S.A. jako lidera bloku regulacyjnego grupy CENTREL została wzmocniona w lipcu 2002 roku, po objęciu przez CENTREL swym zasięgiem także części systemu zachodnioukraińskiego, tzw. Wyspy Bursztyńskiej (Dobrański, Trojanowska 2005). W maju 2001 roku osiągnięty został cel strategiczny krajów grupy CENTREL, tj. członkostwo w UCTE. Struktura organizacyjna systemu CENTREL miała trzy poziomy: Radę, Komitet Sterujący i Grupy Robocze. Ta pierwsza była naczelnym organem, władnym podjąć wszelkie decyzje dotyczące organizacji. Do zadań Komitetu Sterującego należało głównie przygotowywanie strategicznych decyzji dla Rady oraz koordynacja prac Grup Roboczych. Te ostatnie powoływane były do wypełniania określonych zadań. Zajmowały się one pracą i bezpieczeństwem systemu (ang. *Operation and Security* – OSWG), polityką informacyjną i wymianą danych (ang. *Communication Policy* – CPWG), rynkiem energii i handlem międzynarodowym (ang. *International Trading Issues* – ITI TF), modelowaniem sieci i przewidywaniem obciążeń (ang. *Network Models and Forecast* – NMFT), przesyłami tranzytowymi (ang. *Transit Issues* – TIAG) oraz rozliczaniem i sterowaniem wymianą energii (ang. *Accounting & Control* – ACLG). Dnia 18 października 2006 roku w Bratysławie członkowie grupy CENTREL jednomyślnie podjęli decyzję o zakończeniu działalności z końcem tego roku. Uznano bowiem, iż wszystkie cele postawione przy zakładaniu organizacji zostały osiągnięte. Jednak jednocześnie w Bratysławie podpisany został List Intencyjny o kontynuowaniu współpracy w latach następnych. Obejmować ona ma działalność techniczno-organizacyjną, co oznacza, iż obowiązki koordynatora bloku będą nadal wypełniane przez Centrum Regulacyjno-Rozliczeniowe funkcjonujące w strukturach PSE Operator S.A. (Marcisz 2007).

SUDEL jest regionalną organizacją zrzeszającą operatorów systemów przesyłowych krajów południowo-wschodniej Europy. Została ona powołana w Lublaniu 22 kwietnia 1964 roku przez organizacje przesyłowe z Austrii, Włoch i byłej Jugosławii jako część UCTE (wówczas UCPT) (<http://www.sudel.org>). W 1972 roku członkostwo nadzwyczajne, a w 1976 roku zwyczajne w tej organizacji uzyskał grecki operator systemu przesyłowego. Wraz z rozpadem Jugosławii niezależnymi członkami organizacji SUDEL stali się OSP Chorwacji, Słowenii, Bośni i Hercegowiny, Serbii i Czarnogóry oraz Macedonii. W 1999 roku, kiedy członkowie grupy CENTREL stali się członkami zrzeszonymi UCTE, członkiem organizacji SUDEL stał się MAVIR Zrt., tj. węgierski operator systemu przesyłowego. Dnia 27 czerwca 2002 roku na posiedzeniu Komitetu Wykonawczego SUDEL w Budapeszcie zapadła decyzja o pełnoprawnym członkostwie w organizacji operatorów systemów przesyłowych Bułgarii i Rumunii, którzy byli członkami zwykłymi od 2 marca 2002 roku. Natomiast operatorzy systemów przesyłowych Albanii i Turcji weszli w skład organizacji SUDEL z dniem 16 czerwca 2005 roku (członkostwo zwykłe od 2 marca 2002 r.), co nastąpiło na mocy statutu, zaaprobowanego w Belgradzie przez Poszerzony

Komitet Wykonawczy. SUDEL kieruje swoje działania na rzecz stworzenia optymalnych warunków technicznych dla pracy połączonych systemów w obrębie swojego obszaru, jak również dla współpracy z systemami sąsiednimi. Działania te doprowadziły do znacznego zwiększenia liczby członków. Ten zakres integracji zasługuje tym bardziej na uznanie, iż objął on systemy elektroenergetyczne o znacznie zróżnicowanych strukturach organizacyjnych, które należą do różnych systemów europejskich. Od czerwca 2002 roku celem organizacji SUDEL jest stworzenie w południowo-wschodniej części Europy wspólnego regionalnego rynku energii elektrycznej. Realizacja tego celu przebiega zgodnie z wytycznymi UE, a przyspieszyć ją ma m.in. nawiązanie bliższej współpracy z ETSO. Podejmowanie wspólnych działań doprowadziło nawet do określania obu organizacji łącznie jako SETSO (ang. *South East Europe TSO's*). Strategicznym celem SUDEL jest bowiem pełna integracja w ramach wspólnego, ogólnoeuropejskiego rynku energii elektrycznej.

Jak najszybsze osiągnięcie tego celu leży także w interesie Komisji Europejskiej. Wyrazem tych dążeń jest, wzorowany na Europejskiej Wspólnocie Węgla i Stali, Traktat Wspólnoty Energetycznej (ang. *Energy Community Treaty*) podpisany w Atenach 25 października 2005 roku. Jego sygnatariuszami jest UE oraz państwa Europy południowo-wschodniej, nie będące jej członkami. Traktat ma na celu skłonienie Albanii, Bośni i Hercegowiny, Chorwacji, Macedonii, Czarnogóry, Serbii i Turcji (ten ostatni kraj był reprezentowany w Atenach, ale nie podpisał Traktatu) do przyjęcia prawnie wiążącej umowy, rozszerzającej rynek energetyczny Wspólnoty Europejskiej na obszar Europy południowo-wschodniej. Traktat przewiduje wdrożenie przez nie należące do UE państwa regionu stosownego dorobku prawnego Wspólnoty w dziedzinie ochrony środowiska, konkurencji i odnawialnych źródeł energii. Zapewnia on jednocześnie pomoc finansową w wysokości 32 785,0 tys. euro w okresie 2007–2013 (Proposal... 2005).

Oprócz UTCE i NORDEL do niezależnych, synchronicznie pracujących systemów elektroenergetycznych w Europie zalicza się także system angielski UKTSOA (ang. *United Kingdom Transmission System Operators*) oraz irlandzki ATSOI (ang. *Association of Transmission System Operators Ireland*). Ich odrębność wynika w dużej mierze z wyspiarskiego położenia obszarów które obejmują. Funkcjonowanie systemu UKTSOA opiera się na skoordynowanej pracy czterech operatorów sieciowych, tzn. NGC (ang. *National Grid Company*), SSE (ang. *Scottish and Southern Energy*), SPTransmission i SONI (ang. *System Operators Northern Ireland*). Głównym i jedynym ogniwem systemu ATSOI jest operator ESBNG (ang. *Electricity Supply Board National Grid*). Instytucja ta powołana została w wyniku decyzji rządu irlandzkiego, który jest jej właścicielem (<http://www.eirgrid.com>). Był to jednocześnie element jego strategii zmierzającej do utworzenia niezależnej organizacji, pełniącej funkcję OSP i działającej na rzecz rozwoju w Irlandii konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Aktualnie działania ESBNG koncentrują się na zacieśnieniu współpracy z operatorem SONI działającym na wyspie, tyle że w obrębie UKTSOA. Wysiłki te przyniosły dotąd efekt w postaci memorandum w sprawie podjęcia wspólnych działań jako operator jednolitego rynku irlandzkiego. Podpisanie stosownego dokumentu spodziewane jest w lutym 2006 roku (<http://www.eirgrid.com>).

System elektroenergetyczny IPS/UPS (ang. *Interconnected Power Systems/Unified Power System*) obejmuje (z państw europejskich) Rosję, Ukrainę, Białoruś oraz Litwę, Łotwę

i Estonię. Traktowany on jest jako niekompatybilny, przy czym określenie to wykracza poza zagadnienia czysto techniczne i obejmuje także bezpieczeństwo jądrowe, ochronę środowiska, realne działanie rynku i związaną z nim konkurencję, zagadnienia społeczne itd. (Mozer 2005). System UPS obejmował obszar byłego ZSRR, a jego centrala dysponująca około 300,0 tys. MW mocy zainstalowanej była pod tym względem pod koniec lat osiemdziesiątych XX-wieku największa na świecie. Także największy na świecie był wówczas połączony system byłych państw socjalistycznych „Mir” (IPS) z centrum zarządzającym w Pradze (Żabiński, Norwicz 2000), którego zainstalowana moc przekraczała 380,0 tys. MW. Stosując hierarchiczny (scentralizowany) system zarządzania i kontroli, w obrębie IPS/UPS udało się doprowadzić do optymalnego zużycia energii pierwotnej (paliw i zasobów wodnych), optymalnego sposobu zarządzania, planowania strategicznego, automatycznej regulacji częstotliwości i przepływów mocy. Przyczyniło się to do osiągnięcia pożądanego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu. Stosunkowo wysoka jego efektywność była także zdeterminowana faktem, iż pokrywał on obszar ciągnący się przez siedem stref czasowych, których klimat jest całkiem odmienny. Na obszarze IPS/UPS nie zanotowano wprawdzie dużych awarii systemowych (blackoutów), jakie miały miejsce w USA, Kanadzie i krajach Europy Zachodniej, jednakże w kwietniu 1986 roku, miała miejsce bardzo dotkliwa w skutkach i szeroko komentowana awaria elektrowni jądrowej w Czarnobylu. Rok 1991 był ostatnim rokiem funkcjonowania systemu UPS, tj. centralnie sterowanego systemu elektroenergetycznego byłego ZSRR. Po jego rozpadzie uległ on znacznym przeobrażeniom związanym zarówno z podziałem majątku między niezależne państwa, jak i podjętymi w nich z różnym natężeniem, procesami prywatyzacyjnymi i deregulacyjnymi. Kraje te powołały swoje własne instytucje, zarządzające branżą elektroenergetyczną. W obrębie systemu UPS pozostało 104 odrębnych systemów elektroenergetycznych, z których 101 utworzyło 11 grup systemowych (nowych IPS). Dziewięć z nich, tzn.: „Centrum”, „Środkowa Wołga”, „Ural”, „Północny Zachód”, „Ukraina”, „Północny Kaukaz”, „Zakaukazie”, „Kazachstan” i „Syberia”, pracuje wewnątrz systemu UPS, dwa natomiast, tzn., „Azja” i „Wschód”, jest odizolowanych od UPS (Diyakov, Barinov 2003). Wymienione wcześniej kraje europejskie znajdują się w grupach systemowych, połączonych z UPS.

Synchroniczne połączenie systemu IPS/UPS z UCTE wymagałoby przede wszystkim, z technicznego punktu widzenia, doprowadzenia systemów regulacji częstotliwości tego pierwszego do zgodności z wymogami tego drugiego, rozwiązania problemów wahań częstotliwości oraz rozprzestrzeniania się zakłóceń na znacznym terytorium. Jednak brak zgodności technicznej systemów nie wyklucza współpracy. Wymiana energii między UCTE i IPS/UPS, tj. systemami nie zsynchronizowanymi ze sobą, nazywana również wymianą nierównoległą, może polegać na zsynchronizowaniu części systemu UCTE z systemem IPS/UPS lub części systemu IPS/UPS z systemem UCTE. Przykładem takiej współpracy może być wymiana energii między Polską (należącą do UCTE) a Ukrainą i Białorusią (objęte systemem IPS/UPS). Spektakularnym przykładem współpracy systemu UCTE z IPS/UPS jest także Wyspa Bursztyńska. Stanowi ona wydzieloną część systemu elektroenergetycznego Ukrainy Zachodniej, która 1 lipca 2002 roku została trwale włączona do systemu UCTE.

2. Instytucje w sferze przesyłu i regulacji

Platformą bliższej współpracy OSP z krajów europejskich jest Europejski Związek Operatorów Sieci Przesyłowych ETSO (ang. *European Transmission System Operators*). Utworzona ona została w 1999 roku z inicjatywy systemów UCTE, NORDEL, UKTSOA i ATSOI i początkowo funkcjonowała jako organizacja stowarzyszona ze swoimi twórcami. Dnia 29 czerwca 2001 roku ETSO stała się organizacją międzynarodową skupiającą 32 niezależnych OSP z 15 krajów UE oraz Norwegii i Szwajcarii. W myśl obowiązujących zasad członkostwa nowi jej członkowie mogą się rekrutować z przedsiębiorstw przesyłowych wyznaczonych do pełnienia roli OSP w myśl zapisów Dyrektywy 96/92/UE i odpowiedzialnych za regulację częstotliwości oraz zarządzanie wymianą energii na określonym obszarze, który znajduje się w granicach UE lub w kraju, w którym zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej są zgodne z regulacjami UE (Trojanowska 2001). Zatem członkostwo w ETSO nie wynika z przynależności do jednej ze stref synchronicznych czy też UE. Przystąpili bowiem do niej OSP z różnych stref synchronicznych (UCTE, NORDEL, UKTSOA, ATSOI i IPS/UPS) oraz z krajów nie należących do UE, tj. Szwajcarii i Norwegii. Członkostwo Swiss Grid wynika ze strategicznego znaczenia systemu elektroenergetycznego Szwajcarii dla wymiany energii elektrycznej w skali Europy. Norwegia natomiast, wprowadzając i tworząc wspólnie z Danią, Szwecją i Finlandią wspólny rynek energii elektrycznej, posiada duże doświadczenie w jego funkcjonowaniu. Doświadczenia tego obszaru są bardzo cenne dla ETSO (Biuletyn Miesięczny PSE S.A., 4/2000). Z końcem 2001 roku członkiem organizacji stał się OSP Słowenii, natomiast w czerwcu 2003 roku – Czechy. W 2004 roku do ETSO przyjęci zostali OSP Węgier, Polski, Słowacji (kraje grupy CENTREL miały status członka stowarzyszonego od 2001 roku) oraz Rumunii (listopad 2004 roku). We wrześniu 2005 roku członkostwo uzyskał OSP Cypru, w listopadzie Litwy, w grudniu natomiast Łotwy i Estonii (tab. 1). We wrześniu 2007 roku członkiem ETSO został OSP Bułgarii (<http://www.ets-net.org>). Aktualnie status członków stowarzyszonych posiadają OSP Bośni i Hercegowiny, Chorwacji, Macedonii i Serbii (tab. 2). W ten sposób sieci przesyłowe członków ETSO o łącznej długości ponad 290,0 tys. km (długość odnosi się do sieci wysokiego napięcia) pokrywają niemal całą Europę (rys. 2) zaopatrując w energię elektryczną ponad 490,0 mln ludzi. Decyzje podejmowane są w wyniku głosowania. Najbardziej ważącymi głosami dysponują Francja i Włochy i Niemcy, a następnie Hiszpania i Polska. W przypadku państw reprezentowanych w ETSO przez więcej niż jednego operatora systemu operacyjnego, głosy przysługujące każdemu z nich ustalane są na mocy wewnętrznego porozumienia.

W odróżnieniu do UCTE, NORDELa, UKTSOA i ATSOI, działania ETSO koncentrują się nie na sprawach technicznych, a na realizacji zaleceń UE i koordynacji transgranicznego handlu energią elektryczną. Strategicznym celem organizacji jest bowiem skonstruowanie zintegrowanego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Europie. W szczególności do zadań ETSO należy reprezentowanie OSP na szczeblu europejskim, zwłaszcza wobec struktur UE. Jest nim także podejmowanie działań na rzecz rozwoju oraz harmonizacji reguł

eksploatacji sieci przesyłowych w celu zachowania bezpieczeństwa pracy systemów przesyłowych oraz dostaw energii elektrycznej, a także analiza problemów o znaczeniu ogólnoeuropejskim dla branży OSP. Jednym z istotnych celów ETSO jest sfinalizowanie prac nad najważniejszymi problemami dotyczącymi płynności wspólnego, europejskiego rynku energii elektrycznej, do których należą kwestie dostępu do sieci i opłat w międzysystemowej wymianie energii elektrycznej oraz zarządzania ograniczeniami zdolności przesyłowych. Proponowane rozwiązania ETSO są weryfikowane podczas regularnych spotkań w ramach Europejskiego Forum Regulatorów Elektroenergetyki (tzw. Forum Florenckie), którego celem jest wspieranie działań prowadzących do utworzenia europejskiego rynku energii elektrycznej z intensywnie rozwijającym się handlem transgranicznym. Charakter i zakres funkcji pełnionych aktualnie przez Związek ETSO predysponują go w przyszłości (wraz z postępem procesu liberalizacji) do przejścia roli operatora systemu przesyłowego ogólnoeuropejskiego rynku energii elektrycznej.



Rys. 2. Kraje ETSO
Źródło: <http://www.ets-net.org>

Fig. 2. ETSO countries

Jednym z większych problemów jest z fakt, iż przepływy fizyczne energii elektrycznej na tak dużym obszarowo rynku nie pokrywają się z przepływami kontraktowymi. Nie jest możliwe, aby w połączonych sieciach energia elektryczna płynęła stale jedną, dokładnie

ustaloną drogą od wytwórcy do odbiorcy. Ścieżki obu strumieni nie pokrywają się ze względu na ograniczenia sieciowe. Oznacza to, iż energia będzie przepływać zgodnie z kontraktami, choć nie zawsze najkrótszą i bezpośrednią drogą. Energia, moce i prądy rozplývają się zgodnie z prawami fizyki, w zależności od aktualnego stanu sieci (głównie impedancji) i całego systemu elektroenergetycznego. Często zatem występuje zjawisko przepływów pierścieniowych lub kołowych (np. przepływ energii z Niemiec północnych przez Polskę i Czechy do Niemiec południowych). Tym samym energia elektryczna stron trzecich przepływa przez sieci przesyłowe różnych właścicieli w różnych krajach i powoduje ich obciążenie, zmniejszając ich możliwości przesyłowe i wywołując straty energii, które obciążają właściciela sieci. Wykorzystanie sieci strony trzeciej było na ogół kompensowane przez opłaty tranzytowe, negocjowane między zainteresowanymi stronami.

Na początku 2004 roku, w celu sprawiedliwego podziału kosztów wymiany międzynarodowej, organizacja ETSO wprowadziła mechanizm rozrachunkowo-rozliczeniowy, nazywany w skrócie CBT (ang. *Cross Border Traders*). Ma on służyć kompensowaniu dodatkowych kosztów operatorów, wynikających z wszystkich typów transgranicznych przepływów energii elektrycznej na terenie prawie całej Europy. Wprowadzone zasady rozliczeniowe pozwalają na odzyskanie rzeczywistych kosztów związanych z udostępnieniem własnych sieci innym operatorom, jednocześnie proporcjonalnie obciążają strony które je wywołują. Wyrównanie kosztów przesyłu energii (np. przesył energii z Polski do Austrii kosztuje prawie tyle samo co z Polski do Portugalii) pozwala na szukanie partnerów handlowych przez uczestników rynku energii elektrycznej na znacznie szerszym obszarze. Ponadto możliwość przesyłania energii elektrycznej z innych krajów może stanowić dla operatora systemu przesyłowego czynnik decyzyjny, brany pod uwagę przy ustalaniu strategii sterowania czy rozbudowy sieci. Z inicjatywy ETSO opracowano jednolity europejski format ESS (ang. *European Scheduling System*) umożliwiający zarządzanie danymi dotyczącymi wymiany międzynarodowej. Jego częścią jest system EIC (ang. *European Identification Coding Scheme*) jednoznacznie identyfikujący podmioty na europejskim rynku energii. Od kwietnia 2003 roku kody EIC są wymagane dla autoryzacji grafików wymiany międzysystemowej zgłaszanych do OSP. Nadawane są one przez biuro kodów ETSO i lokalne biura kodów w poszczególnych krajach (<http://www.pse-operator.pl>).

Pod koniec 2006 roku Związek ETSO uruchomił pierwszą branżową platformę informacyjną o zasięgu europejskim – ETSOVista. Jej celem jest zapewnienie przejrzystości danych w ramach zintegrowanego rynku energii elektrycznej oraz ułatwienie dostępu do ważnych informacji o rynku jego uczestnikom i innym zainteresowanym podmiotom. Realizowany on jest przez jednoczesne zamieszczanie w jednym miejscu wszystkich informacji, które były dotychczas dostępne na wielu stronach internetowych OSP. Tym samym jest to pierwszy europejski przegląd internetowy sieci elektroenergetycznych. W ten sposób wspierana jest realizacja idei zapewnienia przejrzystości wewnętrznego rynku energii, która jest jednym z istotnych elementów umożliwiającym wzrost konkurencji (Aktualności, 1/2007).

Kraje europejskie współpracują także ze sobą w sferze regulacji. Najszerszą płaszczyznę współdziałania tworzą Europejska Rada Regulatorów Energetyki (ang. *Council of European Energy Regulators* – CEER) oraz Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu (ang.

European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG). Istotną rolę spełnia także Regionalne Zrzeszenie Regulatorów Energetyki (ang. *Energy Regulators Regional Association* – ERRA). CEER została formalnie ukonstytuowana 7 marca 2000 roku w Brukseli. Jej członkami są organy regulacyjne z krajów członkowskich UE (oprócz Luksemburga, który jednak otrzymał zaproszenie do uczestnictwa) oraz Norwegii i Islandii (tab. 1 i 2, rys. 3). Głównym celem Rady Regulatorów jest podejmowanie działań zmierzających do utworzenia w Europie jednolitego, konkurencyjnego i trwałego rynku energii elektrycznej i gazu. Dla jego osiągnięcia bardzo ściśle współpracuje ona z Dyrektoriatami ds. Energii i Transportu (DG TREN), ds. Konkurencji (*DG Competition*) i ds. Badań (*DG Research*) Komisji Europejskiej. Bardzo istotna jest wymiana doświadczeń i koordynacja działań z Amerykańskim Stowarzyszeniem Regulatorów (ang. *National Association of Regulatory Utility Commissioners* – NARUC) oraz ERRA, tj. analogicznymi organizacjami funkcjonującymi w USA i Europie Południowo-Wschodniej oraz Azji (<http://www.ceer.eu>). W szczególności do zadań CEER należy ulepszanie norm i metod regulacji energetyki w krajach członkowskich, ujednocianie wymagań w odniesieniu do zasady TPA czy też określanie zakresu działania regulatorów w formułowaniu ogólnych warunków prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne (m.in. stosowanie taryf).

Od 2003 roku powyższe cele realizowane są wspólnie z Grupą Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas* – ERGEG), która została powołana na mocy Decyzji Komisji Europejskiej nr 796/2003/UE z 11 listopada 2003 roku. W praktyce ERGEG kontynuowała prace rozpoczęte w latach poprzednich przez CEER. Przenikanie kompetencji, a nawet struktur organizacyjnych CEER i ERGEG (zespoły zadaniowe CEER w praktyce pracują nad zadaniami ERGEG) ma swoje prozaiczne uzasadnienie (Sanderski 2003). Choć w decyzji ustanawiającej ERGEG jest zapis mówiący o tym, iż Komisja Europejska zapewnia obsługę prac i utrzymuje sekretariat ERGEG, w rzeczywistości zadanie to spoczywa na Sekretariacie CEER, a prace finansowane są z jej budżetu, na który łożą państwa członkowskie UE w proporcji odpowiadającej sile ich głosów w Radzie. ERGEG funkcjonuje jako instytucja o charakterze doradczym wobec Komisji we wszelkich sprawach dotyczących budowy jednolitego europejskiego rynku energii. Prace CEER/ERGEG mają sprzyjać współpracy tworzących je organów regulacyjnych celem zapewnienia spójnego stosowania w krajach członkowskich legislacji unijnej. Charakter i zakres funkcji pełnionych aktualnie przez te organizacje predysponują je w przyszłości (wraz z postępem procesu liberalizacji) do przejęcia roli organu regulacyjnego ogólnoeuropejskiego rynku energii elektrycznej.

Prace CEER i ERGEG prowadzone są w dwupoziomowo, tzn. w Grupach Roboczych (ang. *Working Groups*) oraz Zespołach Zadaniowych (ang. *Task Forces*). Zadaniem tych drugich jest wspieranie tych pierwszych na etapie podstawowej obróbki opracowywanych dokumentów. W 2005 roku w strukturze CEER funkcjonowało pięć grup roboczych, tzn. Grupa Robocza ds. Energii Elektrycznej (ang. *Electricity Working Group*), Grupa Robocza ds. Gazu Ziarnego (ang. *Gas Working Group*), Grupa Robocza ds. Jednolitego Rynku Energii Elektrycznej (ang. *Single Energy Market Working Group*), Grupa Robocza Informacyjno-Szkoleniowa (ang. *International Training and Benchmarking Working Group*) i Grupa ds. Regulacji Rynku Energii Elektrycznej w Europie Płd.-Wsch. Dwie pierwsze

z wymienionych grup funkcjonowały także w strukturze ERGEG, trzecią zaś była Grupa Robocza ds. Ochrony Konsumentów. Do zadań grup tematycznie związanych z rynkiem energii elektrycznej należy w szczególności m.in. wspieranie dalszej integracji rynków w ramach inicjatyw regionalnych, wdrożenie Rozporządzenia 1228/2003 w sprawie handlu transgranicznego, w tym odnośnie wytycznych dotyczących kompensat międzyoperator-
skich oraz harmonizacji taryf przesyłowych, opracowywanie wytycznych w sprawie warunków dostępu do sieci i zarządzania ograniczeniami w wymianie transgranicznej, a także standardów bezpieczeństwa, niezawodności pracy systemów przesyłowych oraz jakości energii elektrycznej (Aktualności 1/2007).



Rys. 3. Kraje CEER
Źródło: <http://www.iern.net>

Fig. 3. CEER countries

ERRA jest organizacją skupiającą 23 niezależne organy regulacyjne państw Europy Wschodniej i Południowej, krajów azjatyckich zlokalizowanych na obszarze byłego ZSRR, a także Jordanii, Mongolii i Turcji (tab. 1 i 2, rys. 4). Zarejestrowana ona została w kwietniu 2001 roku w Bukareszcie, a jej Sekretariat znajduje się w Budapeszcie. Istotnego wsparcia Zrzeszeniu ERRA udziela Stowarzyszenie NARUC oraz Agencja na rzecz Rozwoju Międzynarodowego (ang. *US Agency for International Development* – USAID), przy czym ta pierwsza instytucja posiada w niej status członka afiliowanego (<http://www.erranet.org>). Celem organizacji jest poprawa regulacji w poszczególnych krajach członkowskich oraz zacieśnienie współpracy międzynarodowej między ich organami regulacyjnymi.

W skali globalnej wymianę informacji o narzędziach i sposobach regulacji przedsiębiorstw zapewniają Światowe Fora Regulacji Energetyki (ang. *World Forum on Energy Regulation* – WFER). Uczestniczą w nich największe na świecie regionalne stowarzyszenia organów regulacyjnych, a także inni uczestnicy rynku energii. Pierwsze z nich odbyło się w Kanadzie w 2000 roku, drugie w Rzymie w październiku 2003 roku, trzecie zaś w Waszyngtonie w październiku 2006 roku. Gospodarzem czwartego Forum w 2009 roku mają



Rys. 4. Kraje ERA
Źródło: <http://www.iern.net>

Fig. 4. ERA countries

być Ateny. Dotychczasowe spotkania doprowadziły do uruchomienia we wrześniu 2006 roku platformy internetowej IERN (ang. *International Energy Regulatory Network*), której celem jest ułatwienie wymiany informacji dotyczącej regulacji rynków energii elektrycznej i gazu. Jej możliwości wraz z proponowanymi kierunkami rozwoju zaprezentowane zostały podczas III WFER przez współautorów projektu, tj. CEER, Stowarzyszenie Latinoamerykańskich Regulatorów Energetyki (hiszp. *Acociation Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energia* – ARIAE) oraz NARUC. Projekt spotkał się z dużym zainteresowaniem. Zainteresowani współpracą byli m.in. regulatorzy kanadyjscy zrzeszeni w Kanadyjskim Stowarzyszeniu Członków Trybunałów Użyteczności Publicznej (ang. *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals* – CAMPUT) (Kozak 2007).

3. Koncerny energetyczne na rynku energii elektrycznej UE

Oprócz podmiotów funkcjonujących w obszarze przesyłu i regulacji istotnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej są koncerny energetyczne (tab. 3). Na rynku europejskim cztery pierwsze miejsca zajmują: francuski EdF (franc. *Électricité de France*), niemiecki E.ON (niem. *E.ON Kraftwerke GmbH*) i RWE (niem. *RWE Power AG*) oraz szwedzki Vattenfall, przy czym ten ostatni ustępuje znaczeniem tym trzem pierwszym. W 2006 roku łączny udział tych podmiotów w rynku UE-27 wynosił 48,7% (rys. 5). Najwięcej energii elektrycznej wytworzył i sprzedał pierwszy z nich. Produkcja w wysokości 633,0 TW·h zapewniła koncernowi EdF 20,5-procentowy udział w rynku Wspólnoty.

Poza produkcją i sprzedażą energii elektrycznej źródłem przychodów koncernu EDF jest świadczenie usług przesyłowych. Jest on bowiem współwłaścicielem francuskiego opera-

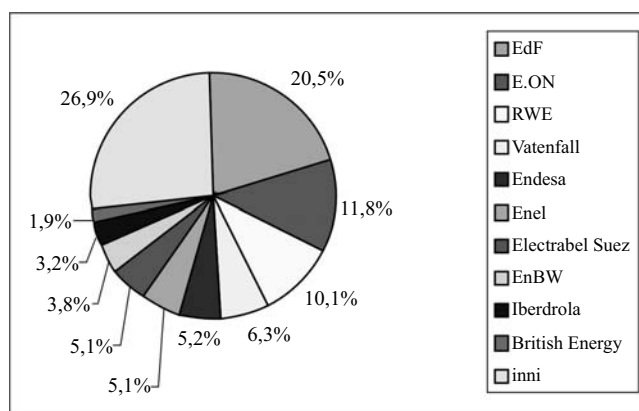
TABELA 3. Najwięksi wytwórcy energii elektrycznej i gazu w krajach członkowskich UE

TABLE 3. Greatest power and gas generators in EC countries

Lp.		Wytwórca wiodący	Inni, znaczący wytwórcy
1.	Austria	VERBUND	RWE, E.ON, (Estag) EdF, EVN, Wienstrom
2.	Belgia	ELECTRABEL	EdF, SPE (GdF, CENTRICA), ESSENT, NUON
3.	Bułgaria	ENEL	Maritsa East 2, VARNA TPP, BOBOV DOL TPP, ROUSSE TPP
4.	Cypr	EAC	brak
5.	Czechy	ČEZ	RWE, E.ON, EdF
6.	Dania	DONG ENERGY	VATTENFALL, E.ON
7.	Estonia	EESTI ENERGIA	brak
8.	Finlandia	FORTUM	VATTENFALL, E.ON, Pohjolan Voima Oy
9.	Francja	EdF	(CNR, SHEM) ELECTRABEL, ENDESA
10.	Grecja	PPC	brak
11.	Hiszpania	ENDESA	IBERDROLA, Hydrocantabrico (EDP), ENEL, UNION FENOSA
12.	Holandia	ELECTRABEL	ESSENT/NUON, EZH (E.ON)
13.	Irlandia	ESB	NIE (Viridian)
14.	Litwa	LIETUVOS ENERGIA	brak
15.	Luksemburg	TWINERG SA	LUXENERGIE S.A., CEDUCO S.A., SEO S.A. (RWE)
16.	Łotwa	LATVENERGO	brak
17.	Malta	ENEMALTA CORP.	brak
18.	Niemcy	RWE	E.ON, (BeWAG, HEW, VEAG) VATTENFALL, EnBW (EdF)
19.	Polska	PGE	PKE, PAK, ELECTRABEL, EdF, VATTENFALL
20.	Portugalia	EDP	ENDESA, TEJO ENERGIA, Turbogas
21.	Rumunia	HIDROELECTRICA	NUCLEARELECTRICA, CE TURCENI
22.	Słowacja	ENEL	TEKO, RWE, EdF, E.ON
23.	Słowenia	HSE	NPSK, TPST, CHPSL
24.	Szwecja	VATTENFALL	Sydskraft (E.ON), Graninge (E.ON), Birka Energy (FORTUM)
25.	Węgry	MVM	EdF, E.ON, Mátra (RWE), ELECTRABEL
26.	Wielka Bryt.	British Energy	Scottish Power (IBERDROLA), EdF Energy, E.ON, Scottish & South Energy, National Power (RWE), CENTRICA
27.	Włochy	ENEL	EDISON (EdF), ENDESA, EUROGEN, ELECTRABEL

Źródło: opracowanie własne na podstawie Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, SEC(2004) 1720, Brussels, 5.1.2005, Integrating Electricity Markets: Eurelectric Road Map to a Pan – European Market, Ref: 2005-308-0010, June 2005

tora systemu przesyłowego – RTE. Jednak udział przychodów ze świadczenia usług systemowych jest stosunkowo niewielki (wynosi on ok. 5,0%), co sprawia, iż nie wpływają one zasadniczo na efektywną pozycję finansową koncernu (tab. 4). Jego łączny przychód wyniósł w 2005 roku 58,9 bln euro, co oznaczało 15,0-procentowy wzrost w stosunku do



Rys. 5. Podmiotowa struktura wytwarzania energii elektrycznej w Europie
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Facts&Figures, RWE, October 2007

Fig. 5. Subject structure of power generation in Europe

TABELA 4. Pozycja rynkowa największych europejskich koncernów energetycznych

TABLE 4. Market position of greatest European energy companies

Lp.	Wytwórca	Kraj	Obrót [bln €]	Zmiana 2004/05	Pozycja rynkowa największych europejskich koncernów energetycznych na rynkach:							
					GB	DE	FR	IT	BX	NR	IB	EEU
1.	EdF	FR	58,9	+15%	S	S	D	S			L	L
2.	E.ON	DE	56,4	+21%	S	S		S	S	S		S
3.	RWE	DE	41,8	-1%	S	D						S
4.	Enel	IT	34,1	+10%				D			L	S
5.	Centrica	GB	20,2	+18%	S							
6.	Iberdrola*	ES	19,9	+35%	D						S	
7.	Endesa	ES	18,2	+33%	S	S	L	S			D	
8.	Vattenfall	SE	16,1	+18%		S				D		S
9.	Scottish&Southern	GB	15,1	+37%	S							
10.	Electrabel**	BE	12,2	+7%		L	S	S	D			S
11.	Essent/Nuon	NL	11,3	+5%					S			
12.	EDP	PT	9,3	+36%							S	
13.	Union Fennoosa	ES	6,1	+37%							S	
14.	Fortum	FI	4,5	+16%						S		
15.	ČEZ	CZ	4,5	+22%								S
16.	Verbund	AT	2,9	+35%								L
17.	DONG	DK	2,5	+30%						S		
18.	EVN	AT	2,1	+29%								
19.	Statkraft	NO	2,0	+8%						S		
20.	BOT/PGE	PL	0,002	+406,9%								

* Łącznie z Scottish Power.

** 43,6 bln euro łącznie z Distrigaz i GDF, EEU – rynek Europy Wschodniej, IB – rynek Iberyjski, BX – rynek państw Beneluxu, NR – rynek państw skandynawskich, D – pozycja dominująca, S – pozycja znacząca, L – pozycja ograniczona.

Źródło: opracowanie własne na podstawie S.Thomas, Corporate concentration in the UE energy sector, University of Greenwich, February 2007

roku ubiegłego (Thomas 2007). Koncern EdF wynik ten osiągnął przede wszystkim na rynkach Francji, Wielkiej Brytanii, Niemiec, Włoch i (w mniejszym stopniu) Hiszpanii (rys. 6). Na rodzimym rynku posiada zdolności wytwórcze o mocy 100,0 GW i dostarcza energię elektryczną do 27,0 mln odbiorców końcowych. Równocześnie korzysta on z ochrony wynikającej ze stosunkowo wolnego wdrażania przez władze francuskie konkurencji w sektorze energetycznym. W skali międzynarodowej EdF ma udziały w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych i gazowych, posiadających źródła wytwórcze o mocy 20,0 GW i obsługujących 15,0 mln odbiorców końcowych. Przedsiębiorstwa te znajdują się w Europie, Afryce, obu Amerykach i na Bliskim Wschodzie (Monitor Ekonomiczny, 10 czerwca 2006).



Rys. 6. Zasięg rynku koncernu EdF
Źródło: <http://www.edf.com>

Fig. 6. Market scope of EdF company

W Wielkiej Brytanii koncern EdF posiada spółki holdingowe w sferze wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej, np. EdF Energy i SEEBOARD (ang. *South Eastern Electricity Board*). Pierwsza z nich zatrudnia 12,0 tys. pracowników i dostarcza energię elektryczną dla 5,1 mln odbiorców (w tym mieszkańcom Londynu) (<http://www.edfenergy.com>). W Niemczech sprawuje kontrolę nad spółką EnBW (niem. *Energie Baden Württemberg AG*), zaopatrującą około 6 mln odbiorców w energię elektryczną i gaz. To trzecie co wielkości w Niemczech przedsiębiorstwo zatrudniało w 2006 roku 21,0 tys. pracowników i osiągnęło przychód w wysokości 13,0 mld euro (<http://www.enbw.com>). W okresie 2002–2006 koncern EdF zwiększył swój udział w EnBW z 33,0 do 45,0%. Stracił jednak na znaczeniu na rynkach Szwecji i Hiszpanii. W przypadku Szwecji stało się to w 2003 roku za sprawą sprzedaży koncernowi E.ON udziałów przedsiębiorstwa Gräninge, w Hiszpanii zaś analogiczna sytuacja w 2004 roku dotyczyła przedsiębiorstwa Hidrocantabrico, które przejął portugalski koncern EDP. Z kolei w maju 2005 roku powodzeniem zakończyła się próba

zaznaczenia swojej obecności na rynku włoskim. Jej wyrazem było przejęcie kontroli (wspólnie z AEM Milan) nad przedsiębiorstwem Edison, tj. drugim co do wielkości graczem włoskiego rynku energii elektrycznej i trzecim gazu. Dla największego w Europie eksportera energii elektrycznej ekspansja na rynku włoskim jest szczególnie ważna ze względu na wyjątkowo wysokie jej ceny (Monitor Ekonomiczny, 2 czerwca 2005). Koncern EdF posiada także 25,0% udziałów w austriackim holdingu Estag (niem. *Energie Steiermark*) oraz 20,0% udziałów w szwajcarskim podmiocie Atel (niem. *Aare – Tessin AG für Elektrizität*) (Krasicka 2001). Ten pierwszy jest czwartym co do wielkości przedsiębiorstwem energetycznym w Austrii. Jego działalność obejmująca wytwarzanie i dystrybucję energii elektrycznej i ciepłej, a także dystrybucję gazu oraz neutralizację odpadów komunalnych, dostarcza około 1,0 mld euro przychodu rocznie (<http://www.e-steiermark.com>). Z kolei szwajcarski Atel opiera swoją działalność na produkcji i sprzedaży energii elektrycznej. Jest on także aktywnym uczestnikiem handlu energią, zaznaczając swoją obecność na najważniejszych rynkach Europy (<http://www.atel.eu>).

W Europie Środkowej i Wschodniej jego obecność jest ograniczona i dotyczy Węgier, Polski, Czech i Słowacji. W tym pierwszym kraju EdF ma większościowy udział w spółce dystrybucyjnej Demasz i mniejszościowe (przez EnBW) w dwóch kolejnych spółkach dystrybucyjnych (Elmü i Emasz) oraz elektrowni Matri. W Polsce, poprzez udziały w toruńskiej Cergii S.A., EC Kraków, EC Wybrzeże, EC Zielona Góra, ERSA Rybnik oraz Kogeneracji Wrocław, koncern EdF zyskał pozycję jednego z wiodących producentów energii elektrycznej. Z kolei w Czechach EdF obecny jest przez mniejszościowe udziały w praskiej spółce dystrybucyjnej Prazska Energeticka (PRE), a także praskim wytwórcy energii ciepłej Prazska Teplarenska (PT), na Słowacji zaś przez udziału w przedsiębiorstwach Dalkia i ESTAG (przedsiębiorstwa usług komunalnych) (<http://www.edf.com>). Ponadto koncern EdF kontroluje główną spółkę dystrybucyjną w Rio de Janeiro (Light) i Buenos Aires (Edenor).

Koncern E.ON wytworzył w 2006 roku 365,0 TW·h energii elektrycznej, co zapewniło mu 11,8-procentowy udział w rynku UE. Jednak na jego łączny strumień przychodów znaczny wpływ wywierała sprzedaż gazu ziemnego (przychody uzyskane z tego tytułu stanowiły ok. 30,0% przychodów ogółem). W konsekwencji pozycja finansowa koncernu E.ON była zbliżona do pozycji francuskiego giganta. Jednak osiągnięta wartość 56,4 bln euro była rezultatem znacznie wyższej dynamiki. E.ON ma znaczącą pozycję na wielu rynkach europejskich, chociaż na żadnym z nich nie jest ona dominująca (tab. 4). W Niemczech posiadał on w 2006 roku 20,0-procentowy udział w produkcji energii elektrycznej i ustępował koncernowi RWE, dla którego analogiczny wskaźnik kształtował się na poziomie 31,0% (Facts&Figures 2007) (rys. 7). Jego silna pozycja w Wielkiej Brytanii związana jest z przejęciem przedsiębiorstwa Powergen, które oprócz produkcji energii elektrycznej i sprzedaży hurtowej jest także aktywne w obszarze dystrybucji. Koncern E.ON jest drugim (po koncernie Vattenfall) pod względem znaczenia przedsiębiorstwem elektroenergetycznym na rynku szwedzkim. Gwarantuje mu to posiadanie 29,0% udziałów w przedsiębiorstwach Sydkraft (29,0%) oraz Graninge (13,0%). Posiadał on także 34,0% udziałów w fińskim przedsiębiorstwie Espoon Sakhko, które jednak z przyczyn politycznych zostały z powrotem sprzedane firmie Fortum. W 2005 roku E.ON wzmocnił swoją



Rys. 7. Zasięg rynku koncernu E.ON
 Źródło: <http://www.eon.com>

Fig. 7. Market scope of E.ON company

pozycję na rynku holenderskim poprzez zakup przedsiębiorstwa NRE Energie, które posiadało 275,0 tys. odbiorców energii elektrycznej i gazu. Kolejnym krokiem w tym kierunku była podjęta w 2006 roku decyzja o budowie kosztem 1,2 bln euro elektrowni konwencjonalnej o mocy 1100,0 MW w Maasvlakte koło Rotterdamu, która pokryje około 7,0% zapotrzebowania zgłaszanego przez rynek holenderski (<http://www.eon-benelux.com>). Od 2000 roku koncern E.ON kontroluje już przedsiębiorstwo EZH, czwartego co do wielkości producenta energii elektrycznej w Holandii. Spośród wymienionych powyżej wiodących europejskich koncernów energetycznych ma on najsilniejszą pozycję na rynku Europy Środkowo-Wschodniej. Jest to m.in. rezultatem stosunkowo wczesnego zainteresowania tym regionem Europy i (w konsekwencji) podjętych działań. W Bułgarii obejmowały one zakup 67,0% udziałów spółek dystrybucyjnych Varna i Gorna Oryahovista, które w 2006 roku sprzedały łącznie 5,2 TW·h energii elektrycznej, dostarczając ją 1,1 mln odbiorcom w północno-wschodniej części kraju (<http://www.eon-bulgaria.com>). Jednak przedsiębiorstwo Maritsa East III – największy (po wyłączeniu elektrowni jądrowej Kozloduj) wytwórca energii elektrycznej w tym kraju od 2003 roku – kontrolowane jest przez koncern ENEL. W Czechach koncern doprowadził do ukonstytuowania się spółek E.ON Česka, E.ON Energie i E.ON Distribuce. W Rumunii w 2005 roku jego działania przyniosły efekt w postaci kupna 51,0% udziałów przedsiębiorstwa Distrigaz Nord, które dostarczało gaz ponad 1,0 mln odbiorców. W takiej samej części E.ON stał się właścicielem

przedsiębiorstwa Electrica Moldavia, wytwarzającego energię dla około 1,3 mln odbiorców. W 2005 roku niepowodzeniem zakończyły się próby przejęcia brytyjskiego producenta energii elektrycznej Scottish Power, ponieważ oferta kupna w wysokości 11,3 bln £ została odrzucona (Timmons 2005).

W lutym 2006 roku E.ON rozpoczął batalię o przejęcie firmy Endesa, największego hiszpańskiego producenta energii elektrycznej. Zmagania z konkurentami (Gas Natural, Acciona, Enel) oraz czynnikami politycznymi (modyfikacja prawa narodowego przez rząd hiszpański, spotkania przywódców Hiszpanii, Niemiec i Włoch, stanowisko Komisji Europejskiej) doprowadziły do wzrostu ceny akcji Endesy z 19,0 euro do 41,0 euro (Pardo 2007). W przypadku dojścia do skutku przejęcia powstałby gigant energetyczny zatrudniający ponad 100,0 tys. osób i obsługujący ponad 50,0 mln klientów w Europie i Ameryce Łacińskiej (<http://money.pl>). Endesa bowiem, oprócz dominującej pozycji na rynku iberyjskim, ma duże znaczenie na rynkach Włoch, Portugalii i Francji. W tym pierwszym kraju posiada ona 5418,0 MW mocy wytwórczych, które Endesa Italia (Endesa ma w tym podmiocie 80,0% udziałów) kupiła od koncernu Enel w 2001 roku. W marcu 2004 roku Endesa nabyła 35,0% udziałów francuskiego wytwórcy energii elektrycznej SNET (fr. *Société Nationale d'électricité et de Thermique*), zwiększając tym samym swój pakiet kontrolny do 65,0%. Ponadto o sile Endesy świadczy mocna pozycja na rynku Ameryki Łacińskiej. Dysponując łącznie 14 000,0 MW mocy jest ona największym wytwórcą energii elektrycznej w Chile, Argentynie, Kolumbii i Peru. Stan batalii o Endesę z sierpnia 2007 roku wskazuje, iż zwycięsko z niej wyszła oferta firm Acciona i Enel. W zamian za rezygnację ze swojej oferty oraz wycofanie powziętych przeciw nim kroków prawnych E.ON otrzymał mienie Endesy w pozostałej części Europy, tzn. we Francji, Włoszech, w Polsce i Turcji. Na przykład w Polsce Endesa jest właścicielem 70,0% akcji Elektrociepłowni Białystok oraz 10,0% pakietu Giełdy Energii (Gazeta Wyborcza, 6 sierpnia 2007).

Wytworzenie 312,0 TW·h energii elektrycznej zapewniło w 2006 roku niemieckiemu koncernowi RWE 10,1-procentowy udział w rynku UE. Jednak na poziom jego przychodów stosunkowo duży wpływ wywierała działalność w zakresie świadczenia usług komunalnych (wpływy z tego tytułu stanowiły ok. 20,0% obrotu ogółem) oraz dostaw gazu (wpływy z tego tytułu stanowiły ok. 10,0% obrotu ogółem). W konsekwencji koncern RWE wygenerował w 2005 roku 41,8 bln euro przychodu, który był jednak nieznacznie mniejszy od ubiegłorocznego (tab. 4). W zakresie produkcji i sprzedaży energii elektrycznej jego podstawowym rynkiem jest rynek niemiecki (rys. 8). W 2006 roku wytworzenie 184,0 TW·h zapewniło mu w nim 31-procentowy udział (Facts&Figures 2007). Wyprzedza on pod tym względem koncern E.ON, dla którego wartości analogicznych parametrów wynosiły odpowiednio 120,0 TW·h i 20,0%. Poza terenem Niemiec koncern RWE (podobnie jak E.ON) zaznacza silnie swoją obecność na rynku Wielkiej Brytanii. Jej wyrazem jest kontrola rynku hurtowego w środkowej i północnej części kraju (regiony Yorkshire, Northern and Midlands), sprawowana w rezultacie przejęcia przedsiębiorstwa National Power, którego udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii wynosi 10,0%. Zaopatruje ono w energię elektryczną i gaz odpowiednio 300,0 tys. i 52,0 tys. odbiorców biznesowych (<http://www.npower.com>). Drugą istotną spółką koncernu RWE w Wielkiej Brytanii jest dostawca wody RWE Thames Water (Monitor Ekonomiczny, 10 kwietnia 2006).



Rys. 8. Zasięg rynku koncernu RWE
 Źródło: Facts&Figures, RWE, October 2007

Fig. 8. Market scope of RWE company

W przeciwieństwie do koncernu E.ON, pozycja RWE na rynkach pozostałych państw Europy Zachodniej jest słabsza. Zaznaczona ona jest 30,0% udziałów w szwajcarskiej elektrowni wodnej Aarewerke AG o mocy 37,0 MW oraz 40,3% udziałów w luksemburskiej elektrowni SEO (fr. *Société Electrique de l'Our*). Moc tej ostatniej o wartości 27,0 MW zainstalowana jest w elektrowniach wodnych na rzece Moselle oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych. Koncern RWE posiada ponadto małe przedsiębiorstwo dystrybucji gazu w Obragas w Holandii. Znacznie bardziej rozbudowana jest jego pozycja na rynkach państw Europy Wschodniej, a zwłaszcza na Węgrzech. W kraju tym RWE posiada 50,9% udziału w przedsiębiorstwie produkcyjnym MÁTRA (węg. *Mátrai Erőmű Rt.*). Pozostałe udziały w tym podmiocie posiadają EnBW/EdF (21,7% udziałów) oraz węgierskie przedsiębiorstwo Magyar Villámos Művek – MVM (25,5% udziałów). MÁTRA jest największą węgierską elektrownią wykorzystującą węgiel brunatny z zainstalowaną mocą 836,0 MW, a jej udział w krajowej produkcji energii elektrycznej wynosi 14,0% (<http://www.rwe.com>). RWE posiada także udziały w dwóch węgierskich spółkach dystrybucyjnych: 55,0% w ELMŰ Rt. i 54,0% w ÉMÁZS Rt. Szerszej obecności koncernu RWE na rynku węgierskim przeszkodził wysoki poziom kosztów osieroconych w tym kraju. Zrezygnował on bowiem (wspólnie z EnBW) z tego powodu z budowy na Węgrzech elektrowni o mocy 1000,0 MW oraz sprzedał 89,0% akcji jednej z budapesztańskich elektrowni konsorcjum obejmującemu firmy Fortum (Finlandia) i Tomen (Japonia) (Csonka 2001). Na rynku czeskim koncern RWE jest obecny za pośrednictwem przedsiębiorstwa przesyłu gazu Transgaz, którego jest właścicielem. W Polsce podobną rolę spełnia warszawska spółka dystrybucyjna STOEN, w której RWE posiada 85,0% udziałów. W Chorwacji RWE wspólnie z państwowym przedsiębiorstwem HEP jest współwłaścicielem elektrociepłow-

ni TE Plomin o mocy elektrycznej 192,0 MW, zlokalizowanej na półwyspie Istria i wykorzystującej węgiel kamienny.

Ponad 6,0% energii elektrycznej na rynku UE wytwarzał szwedzki koncern Vattenfall, który dostarczał ją około 6,0 mln odbiorcom. Jej sprzedaż stanowiła też źródło około 85,0% jego przychodów. Jest on jednocześnie największym w Europie producentem i dystrybutorem energii cieplnej, której sprzedaż była źródłem pozostałej ich części (<http://www.vattenfall.pl>). Łączna wielkość przychodów koncernu z tych źródeł wyniosła w 2005 roku 16,1 bln euro, co sytuowało ją na 8 miejscu w Europie (tab. 4). Charakteryzowały się one jednak bardzo wysoką dynamiką. Będący własnością państwa koncern Vattenfall jest największym producentem energii elektrycznej na rynku skandynawskim (w 2006 roku poziom produkcji wyniósł 84,0 TW·h), jednak większa część obrotu realizowana jest poza jego obrębem (rys. 9). Posiada on wiodącą pozycję na rynku szwedzkim oraz znaczącą na rynku Finlandii, Norwegii i Danii. W Finlandii i Danii ustępuje on koncernom Fortum i Dong Energy, które oprócz energii elektrycznej wytwarzają także energię ciepłą (<http://www.dongenergy.dk> i <http://www.fortum.com>), w Norwegii zaś koncernowi Statkraft, wiodą-



Rys. 9. Zasięg rynku koncernu Vattenfall
Źródło: <http://www.vattenfall.com>

Fig. 9. Market scope of Vattenfall company

cemu w Europie wytwórcy energii rozproszonej (energii odnawialnej i skojarzonej) oraz aktywnemu uczestnikowi giełd energii (<http://www.statkraft.com>). W 2005 roku koncern Vattenfall nabył 35,3% akcji duńskiego koncernu Elsam z zamiarem jego całkowitego przejęcia. Jednak konflikt interesów z przedsiębiorstwem Dong A/G (koncern Dong A/G prowadzi działalność w zakresie wydobycia, produkcji, transportu morskiego i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego, a także produkcji energii odnawialnej i sprzedaży energii elektrycznej) zmusił go do rezygnacji z tych planów i zamiany posiadanych już jego walorów na akcje kilku duńskich wytwórców kogeneracyjnych oraz elektrowni wiatrowych o łącznej mocy elektrycznej 2500,0 MW i ciepłej 2100,0 MW (Thomas 2007).

Koncern Vattenfall jest silnie osadzony zwłaszcza na rynku niemieckim i polskim. W Niemczech silną pozycję zapewniło mu przejęcie w latach 2001–2002 czterech znaczących przedsiębiorstw energetycznych, do których należą: BeWAG (niem. *Berliner Kraft- und Licht AG*), HEW (niem. *Hamburgische Elektrizitätswerke AG*), VEAG (niem. *Vereinigte Energiewerke AG*) oraz Lausitzer Braunkohle AG (<http://ippnw.de>). Ich działalność produkcyjna umożliwiła wytworzenie w 2006 roku 76,2 TW·h energii elektrycznej, co zapewniło koncernowi Vattenfall 13-procentowy udział (trzecie miejsce po koncernach RWE i E.ON) w rynku niemieckim. Na rynek ten przypada 58,2% jego odbiorców oraz 55,1% przychodów ogółem (<http://www.vattenfall.com>). W Polsce działalność jego spółek obejmuje m.in. sprzedaż (Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.) i handel hurtowy (Vattenfall Trading Services Sp. z o.o.) energią elektryczną. Są one aktywne w zakresie dystrybucji (Vattenfall Distribution Poland S.A.) i utrzymania i eksploatacji sieci elektroenergetycznej na terenie Górnego Śląska. Ponadto Vattenfall Wolin North Sp. z o.o. jest właścicielem jednej z pierwszych i największych elektrowni wiatrowej o mocy 30,0 MW. Na rynek polski przypada 22,5% odbiorców oraz 7,0% przychodów ogółem. W raporcie koncernu „Vattenfall’s View on the Electricity Market 2005” opublikowanym 16 listopada 2005 roku uznano go za rynek, który będzie charakteryzowała duża stopa wzrostu (na poziomie 1,7% rocznie) (Monitor Ekonomiczny, 29 listopada 2005).

Granice 5,0% udziału w produkcji energii elektrycznej na rynku UE przekroczyły jeszcze: hiszpańska Endesa (zaprezentowana już wcześniej) oraz włoski Enel oraz belgijski Electrabel. Ten drugi z nich wytworzył w 2006 roku 159,0 TW·h energii elektrycznej, co zapewniło mu 5,1% udziału w rynku Wspólnoty. Poza produkcją energii elektrycznej koncern Enel prowadzi także działalność w zakresie dystrybucji gazu, technik informacyjnych, nieruchomości oraz usług inżynierskich i konstrukcyjnych (Monitor Ekonomiczny, 31 marca 2005). Łącznie źródła te zapewniły mu w 2005 roku wolumen przychodów o wartości 34,1 bln euro, do którego w głównej mierze (ok. 75,0%) przyczyniły się wpływy ze sprzedaży energii elektrycznej (ceny energii elektrycznej na rynku włoskim, na którym Enel ma pozycję dominującą należą do najwyższych w Europie). Sytuowało to koncern pod względem wysokości obrotu na czwartym miejscu w Europie (tab. 4). We Włoszech przed liberalizacją koncern Enel posiadał 80,0% potencjału wytwórczego, sieć przesyłową oraz większość potencjału obrotu i dystrybucji energii elektrycznej. W ramach prywatyzacji do 2005 roku sprzedano 54,0% jego akcji. Enel w trzech pakietach zrealizował plan sprzedaży 15 037,0 MW swojego potencjału wytwórczego (Monitor Ekonomiczny, 6 października 2006). Pierwszy obejmujący 5418,0 MW i przypadający na spółkę Elettrogen został sprze-

dany w 2001 roku konsorcjum, któremu przewodniczyła Endesa. W 2002 roku nabywcą kolejnych 7008,0 MW należących do spółki Eurogen zostało konsorcjum, w którym główne role odgrywały koncerny Edison i EDF. W tym samym roku nabywcą pozostałej części potencjału wytwórczego zostały Energia Italia (znaczący udział ma w nim austriacki Verbund), Electrabel i przedsiębiorstwo obrotowo-dystrybucyjne ACEA. Jednocześnie realizując zasadę unbundlingu koncern Enel zmniejszył zakres swojej kontroli nad spółką Terna, pełniącą rolę operatora systemu przesyłowego. Poza obszarem Włoch koncern prowadzi działalność za pośrednictwem spółek będących jego własnością. I tak np. w Hiszpanii funkcję taką spełnia przedsiębiorstwo użyteczności publicznej Viesgo, nabyte w 2001 roku od koncernu Endesa. W Bułgarii i Słowacji Enel jest właścicielem największych wytwórców energii elektrycznej. W tym pierwszym kraju jest nim przedsiębiorstwo Maritza East III (jego nabycie miało miejsce w 2003 roku), zaś w drugim Slovenské Elektrárne (Enel kupił 51,0% jego udziałów w 2005 roku). Poprzez zakup 51,0% udziałów spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej Electrica Banat i Electrica Dobrogea, mających łącznie 1,4 mln odbiorców, koncern Enel zaznacza swoją obecność na rynku rumuńskim.

Koncern Electrabel przekroczył w 2006 roku pięcioprocentowy udział w rynku energii elektrycznej UE wytwarzając ją w ilości 157,0 TW·h. Wpływy z jej sprzedaży były źródłem około 75,0% przychodów ogółem, które w 2005 roku osiągnęły wartość 12,3 bln euro. Pozostała ich część pochodziła głównie ze sprzedaży usług systemowych (zarządzanie sieciami dystrybucji energii elektrycznej i gazu) oraz gazu (<http://www.electrabel.com>). Największym akcjonariuszem koncernu Electrabel jest spółka Tractabel (od 2005 roku 98,6% udziałów) – jeden z większych światowych producentów energii elektrycznej (w Europie jej działalność koncentruje się na doradztwie i świadczeniu usług inżynierskich) i równocześnie wiodący holding użyteczności publicznej w Belgii. Jest ona z kolei zależna od francuskiego przedsiębiorstwa Suez Lyonnaise (98,0% udziałów), zajmującego się w ponad 130 państwach dostawami energii elektrycznej, gazu i wody (w zakresie dostaw wody obsługuje ok. 80,0 mln odbiorców końcowych), a także świadczeniem usług w zakresie zarządzania odpadami (Monitor Ekonomiczny, 31 marca 2006). Władze lokalne są właścicielem 4,7% akcji koncernu Electrabel, a reszta z nich jest przedmiotem obrotu na giełdzie (Monitor Ekonomiczny, 10 grudnia 2006). Rozwój wypadków w marcu 2006 roku wskazywał na możliwość szybkiego połączenia przedsiębiorstw Suez Lyonnaise oraz GdF (fr. *Gaz de France*). Fuzja ta była wspierana bowiem przez rząd francuski, który dążył w ten sposób, w imię obrony interesów narodowych, do udaremnienia przejęcia tego pierwszego przez włoski Enel. Znaczenie Suez Lyonnaise tkwi bowiem nie tylko w kontroli spółek Tractabel i Electrabel, ale także belgijskiej spółki dystrybucyjnej gazu Distrigaz, w której posiada ona 57,0% udziałów (Thomas 2007).

Electabel jest dominującym przedsiębiorstwem elektroenergetycznym na rynku państw Beneluksu. Na obszarze Belgii jest on właścicielem 13,1 GW mocy zainstalowanej, tj. około 85,0% potencjału wytwórczego, natomiast 8,5% tego potencjału przypada na przedsiębiorstwo SPE (fr. *Société de Production d Electricité*). Około 4,7 GW mocy wytwórczych zlokalizowanych jest w Holandii, a ich posiadanie umożliwiło koncernowi Electrabel przejęcie przedsiębiorstwa EPON o mocy elektrycznej 635,0 MW i termicznej 54,0 MW, które cechuje możliwość szerokiego wykorzystania biomasy drzewnej (Wood Waste... 2000).

Mocna jest jego pozycja na rynkach Francji i Włoch. W tym pierwszym kraju jest on właścicielem 4,8 GW zdolności produkcyjnych, które wynikają z kontroli sprawowanej nad przedsiębiorstwami CNR (fr. *Compagnie National du Rhone*), SHEM (fr. *Société Hydro Electrique du Midi*) oraz z udziałów posiadanych w dwóch francuskich elektrowniach jądrowych. We Włoszech potencjał wytwórczy koncernu Electrabel obejmuje 2,2 GW, na Węgrzech i w Polsce po 1,7 GW, w Hiszpanii 0,8 GW, w Luksemburgu i Portugalii po 0,4 GW, w Niemczech natomiast 0,3 GW (<http://www.electrabel.com>).

Z koncernów energetycznych rekrutujących się z krajów Europy Środkowo-Wschodniej stosunkowo dużą rolę odgrywa czeska grupa energetyczna ČEZ. Osiągnięty przez nią w 2005 roku poziom przychodów plasował go na początku drugiej dziesiątki największych, europejskich koncernów energetycznych. ČEZ jest pionowo zintegrowaną strukturą holdingową skupiającą w Czechach zarówno producentów, jak i dystrybutorów energii elektrycznej, a także kopalnie węgla. Moc zainstalowana w wszystkich elektrowni ČEZu wynosi 12,3 GW i odzwierciedla około 65,0% całego czeskiego potencjału wytwórczego (Monitor Ekonomiczny, 5 lutego 2007). Poza Czechami, gdzie obsługuje 3,4 mln odbiorców, grupa ČEZ jest obecna w Bułgarii, Rumunii i Polsce (Balcewicz 2006). W tym pierwszym kraju posiada ona większościowy pakiet akcji trzech spółek dystrybucyjnych tzw. „grupy zachodniej”, tj. Elektrorazpredelenie Stolichno AD, Elektrorazpredelenie Sofia Oblast AD i Elektrorazpredelenie Pleven AD oraz elektrowni Warna (<http://www.cez.cz>). W Rumunii jej własnością jest spółka dystrybucyjna Electrica Oltenia, w Polsce natomiast elektrociepłownia Chorzów Elcho Sp. z o.o. oraz elektrownia Skawina S.A. Znosi się na dalszą ekspansję grupy ČEZ w Polsce, ma ona bowiem do zainwestowania w najbliższych latach w naszym kraju blisko 5,0 mld euro, a głównymi obiektami jej zainteresowania są min. PAK, poznańska Enea i Katowicki Holding Węglowy (Balcewicz 2006). Ekspansji grupy ČEZ w tym regionie kontynentu sprzyjają podobieństwa kulturowe, gdyż z pewnością czeskim firmom łatwiej jest inwestować w Słowacji, Polsce czy w Bułgarii niż firmom z Europy zachodniej lub USA (Gazeta Prawna, 4 kwietnia 2007). Na rynku Europy Środkowo-Wschodniej istotnym wydarzeniem było powstanie 9 maja 2007 roku Polskiej Grupy Energetycznej S.A. (PGE S.A.), której działalność obejmuje produkcję, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej. W jej skład weszło jedenaście spółek elektroenergetycznych o łącznej wartości majątku około 38,0 mld złotych. Dostarcza on energię elektryczną około 5,0 milionom odbiorców (<http://www.pgesa.pl>). Potencjał ten umożliwia PGE S.A. podjęcie skutecznej walki o pozycję rynkową w tej części Europy.

Zakończenie

Infrastruktura przesyłowa jest jednym z zasadniczych elementów warunkujących funkcjonowanie jednolitego, europejskiego rynku energii elektrycznej. Jest nim także koordynacja działań (na poziomie europejskim) krajowych OSP oraz organów regulacyjnych. O korzystnym ich oddziaływaniu na rynek może świadczyć wzrost międzynarodowej wy-

miany energii elektrycznej, w 2005 roku bowiem udział w konsumpcji energii pochodzącej z importu był o prawie 3,0% wyższy niż w 1998. O postępującej integracji i koordynacji działań w zakresie przesyłu energii elektrycznej świadczy coraz większy zasięg organizacji UCTE i ETSO, a także zawieszenie działalności systemu CENTREL (osiągnięty został cel synchronicznej pracy z systemem UCTE). Jednak importowana energia elektryczna stanowiła w UE tylko 10,3% jej ogólnego zużycia. Udział ten jest zbyt niski dla poprawnego działania konkurencyjnego rynku. Stąd też konieczne są dalsze wysiłki krajowych i międzynarodowych instytucji i organizacji działających w sferze przesyłu oraz regulacji na rzecz jego zwiększenia.

Perspektywa w pełni konkurencyjnego rynku energii elektrycznej wyzwoliła zmiany struktury własnościowej europejskich przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzą one do zwiększenia pionowej integracji działalności wytwórczej i dostawczej nie tylko w zakresie energii elektrycznej, ale także gazu i usług komunalnych. W wyniku przejść pozycję rynkową umacniają dotychczasowi liderzy rynku, do których w pierwszej kolejności zaliczyć należy koncerny EDF, E.ON i RWE. Jednak dalszy rozwój tego procesu powinien być mniej intensywny. Na rynku Europy Środkowej i Wschodniej najbardziej rentowne jednostki zostały już „zagospodarowane”, a wyścig po następne ma więcej do czynienia z prestiżem niż zamiarem uchwycenia przewagi konkurencyjnej. Spektakularne wejście na rynek skandynawski jest mało prawdopodobne ze względu na jego podział między koncerny Vattenfall, Statkraft, Fortum, Dong oraz E.ON. Z kolei duży rynek iberyjski jest stosunkowo jednolity i przez to mniej atrakcyjny niż rynki państw Europy Centralnej. Inaczej należy postrzegać rynek Wielkiej Brytanii. Jest on wprawdzie także stosunkowo jednolity, ale wysokie bariery wejścia na niego spowodowały, iż brytyjskie koncerny energetyczne charakteryzuje wysoka rentowność. Stąd np. Centrica lub Scottish & Southern Energy stają się aktualnie bardzo atrakcyjnymi celami przejść. Wydaje się, iż największą aktywność w tym zakresie powinny wykazywać koncerny Enel i Iberdrola, które stosunkowo późno przystąpiły do walki o podział europejskiego rynku energetycznego.

Literatura

- BALCEWICZ J., 2006 — ČEZ wchodzi do Polski. Energia Gigawat nr 2, Kraków.
- BŁAJSZCZAK G., 2002a — Powiązania prawne i techniczne polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami europejskimi – CENTREL i UCTE. Energetyka nr 10–11, Katowice.
- BŁAJSZCZAK G., 2002b — UCTE – Unia koordynująca przesyłanie energii elektrycznej. Przegląd Elektrotechniczny nr 5, Warszawa.
- BŁAJSZCZAK G., 2002c — Nordel – Północny System Elektroenergetyczny. Biuletyn Miesięczny PSE S.A. nr 11, Warszawa.
- BŁAJSZCZAK G., 2003 — Sterowanie wymianą energii na granicach polskiego systemu elektroenergetycznego. Przegląd Elektrotechniczny nr 2, Warszawa.
- BŁAJSZCZAK G., 2005 — Podział kosztów międzynarodowych przepływów energii elektrycznej – mechanizm CBT. Wiadomości Elektrotechniczne nr 1, Warszawa.
- CSONKA A., 2001 — Stranded. Electricity investors threaten legal actions as Hungary reworks purchasing agreements. Business Eastern Europe.

- DIYAKOV A., BARINOV V., 2003 — Unified Power System and Russian competitive electricity market. <http://www.worldenergy.org>.
- DOBRZAŃSKI S., TROJANOWSKA H., 2005 — Grupa Kapitałowa PSE w strukturach europejskiej elektroenergetyki. Biuletyn Miesięczny PSE S.A. nr 2, Warszawa.
- Facts&Figures, RWE, October 2007.
- KOZAK M., 2007 — Nowa platforma internetowa – międzynarodowa sieć poświęcona regulacji energetyki, Biuletyn URE nr 1, Warszawa.
- KRASICKA A., 2001 — Działalność Electricite de France (EDF) w Europie i na świecie. Energetyka nr 9, Warszawa.
- MARCISZ P., 2007 — Operator w europejskiej wspólnocie. Pracodawca nr 2, Warszawa.
- MICHALSKI D., 2003 — Mechanizmy zarządzania kosztami dostaw energii elektrycznej w wymianie transgranicznej w Europejskim Obszarze Gospodarczym. Wspólnoty Europejskie nr 6, Warszawa.
- MOZER Z., 2005 — Czy polskie sieci łączą Wschód z Zachodem? Biuletyn Miesięczny PSE S.A. nr 3. Warszawa.
- PARDO M.A., 2007 — Endesa: świetny biznes dla akcjonariuszy. Cafebabel.
- Profile E.ON Bulgaria EAD. <http://www.eon-bulgaria.com>.
- Proposal for Council Decision on the signing by the EC of the Energy Community Treaty, COM (2005) 435 final, s.2.
- SANDERSKI A., 2003 — Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) – w pierwszym roku funkcjonowania. Biuletyn URE nr 6, Warszawa.
- THOMAS S., 2007 — Corporate concentration in the EU energy sector. University of Greenwich.
- TIMMONS H., 2005 — E.ON abandons plan to take over Scottish Power. Harald Tribune.
- TROJANOWSKA I., 2001 — Rola Operatorów Systemów Przesyłowych na zliberalizowanych europejskich rynkach energii elektrycznej. Biuletyn Miesięczny PSE S.A. nr 6, Warszawa.
- Wood Waste as a Substitute for Coal. Technical Brochure 114. Caddet Centre for Renewable Energy. March 2000.
- ŻABIŃSKI P., NORWISZ J., 2000 — Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Gospodarka Paliwami i Energią nr 6, Warszawa.

Tomasz MOTOWIDLAK

Subject structure of European electricity market

Abstract

In the article have been presented the chosen institutional determinations of running of the European electricity market and the greatest its players. The object of the presentation are the international institutions and organisations which harmonise the activities of country subjects concerning cross border trade of electricity and the regulation of electricity market. They pay a important

part in process of creation of uniform, competitive electricity market. Their activity contains the solving of technical, legal and economic problems which disturb the development of international energy turnover. To their tasks belongs in particular the undertaking of activities to develop and harmonise of principles of grid use and of assessment of its costs. They create thereby the conditions for the global operating for European energetic companies which have been presented in the second part of the article. Its symptom is not only greater and greater share of incomes obtained from international trade of electricity and gas but also the growing amount of mergers and take-overs. The latter are the reaction of the greatest European energy producers for the market competition development. Since the consolidation should them assure the market power on the homogenous, European electricity market. However the result of the mergers may be the greater market concentration which may disturb the principles of the competition.

KEY WORDS: synchronous areas of work in Europe, European cooperation in energy transfer and energy market regulation, European energy companies

