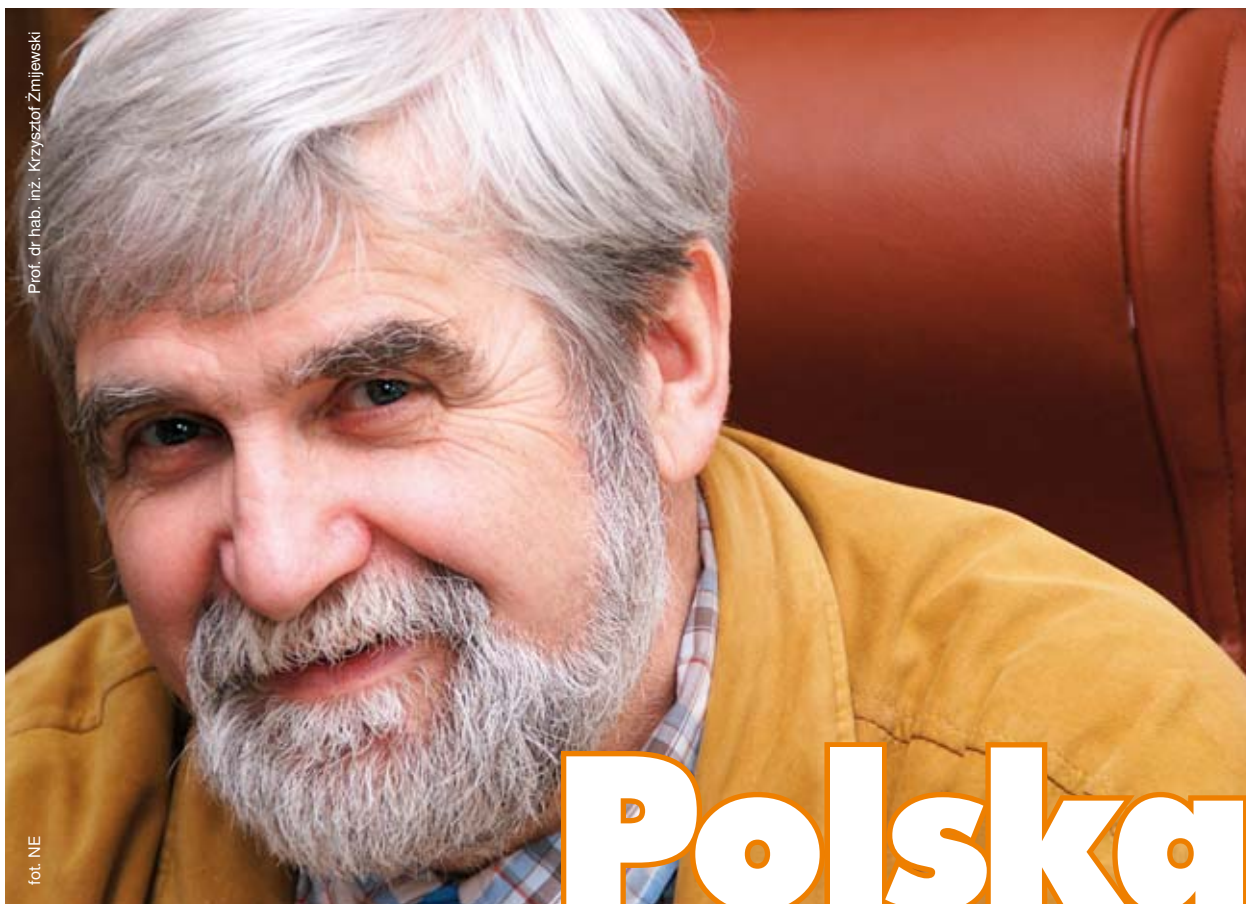


prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Politechnika Warszawska, dr Andrzej Kassenberg, Instytut na rzecz Ekorozwoju



Prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski

foto. NE

Polska polityka energetyczna

Deklaracje i rzeczywistość – część II

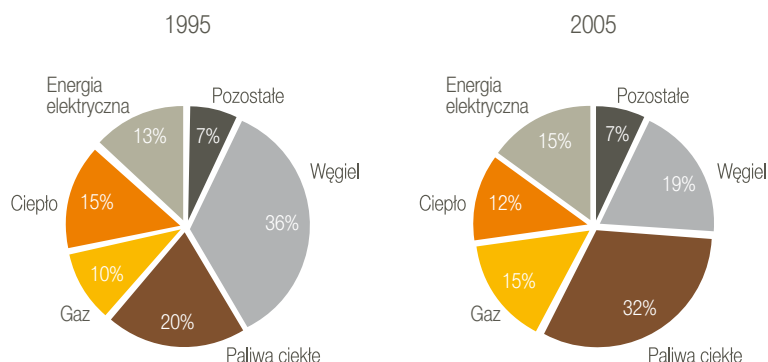
■ Polska energetyka na drodze od centralnego planowania do gospodarki rynkowej

Sytuację energetyczną Polski można przedstawić jako stan przejściowy pomiędzy gospodarką centralnie planowaną, charakteryzującą się: niską efektywnością energetyczną, wysoką energochłonnością, wy-

soką emisyjnością, monokulturą węglową i państwowym monopolem, a wysoko rozwiniętą gospodarką wolnorynkową, w której występuje: wysoka efektywność energetyczna, niska energochłonność, niska emisyjność, dywersyfikacja paliw i źródeł energii oraz rozwinięty rynek energii z wieloma podmiotami, głównie prywatnymi.

Miejsce Polski w procesie transformacji symbolicznie przedstawia analiza

współczynnika intensywności energetycznej gospodarki. W 1990 r. wyniósł on 0,5 koe¹/euro PKB, a w roku 2004 osiągnął 0,29 koe/euro PKB, czyli znacznie spadł, ale w dalszym ciągu jest prawie dwukrotnie wyższy od średniej europejskiej wynoszącej 0,15 koe/euro PKB. Wyniki te są już przeskalowane przez współczynnik PPP²; w miarę konwergencji gospodarek ma on coraz mniejsze znaczenie. Dane na



Rys. 2. Zmiana struktury zużycia energii końcowej

Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Berent-Kowalskiej G. *Efektywność wykorzystania energii w latach 1995-2005*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2007

2005 rok według kursu wymiany to 0,166 koe/euro PKB dla EU-15 i 0,444 koe/euro PKB dla Polski. Energetyka rodzima w dalszym ciągu opiera się na krajowych zasobach węgla kamiennego i brunatnego, aczkolwiek w bilansie zużycia energii końcowej udział węgla spadł z 36% w roku 1995 do 19% w roku 2005 (rys. 2). Natomiast wg GP -E w latach 2005-2006 struktura zużycia końcowego była następująca: węgiel 18,1%, paliwa ciekłe 28,8%, gaz 16,5%, ciepło 15%, energia el. 17,5%, pozostałe 4,2%.

Jednocześnie udział węgla w bilansie energii pierwotnej jest w dalszym ciągu wysoki, a to głównie w wyniku dominacji tego paliwa w sektorze elektroenergetyki (prawie 94%) i ciepłownictwie (87%).

Z tego właśnie powodu udział węgla w bilansie energii pierwotnej zmniejszył się z 73,1% w 1995 r. do 61,5% w 2006 r. (tab. 2). Dla porównania udział paliw stałych w zużyciu energii dla krajów E-25 w 2004 roku wyniósł 17,9% (wg EUROPE IN FIGURES – Eurostat Yearbook 2006-07).

Obecne władze deklarują chęć dywersyfikacji rodzajów paliw i źródeł dostaw, jednakże projektowane działania obiektywnie hamowane są przez rosnące światowe ceny ropy i gazu oraz przez szczególną politykę energetyczną głównego dostawcy gazu dla Polski, tzn. Rosji (używanie tzw.

„broni gazowej” jako argumentu politycznego i wspomagająca to działanie budowa gazociągu po dnie Bałtyku – znacznie droższa od zarzuconego projektu Jamał II przez tereny wykupione w Polsce).

” **Celem programu efektywności energetycznej powinno być osiągnięcie przez Polskę w 2030 roku dzisiejszego europejskiego poziomu intensywności energetycznej EU-15, czyli 166 toe/M euro**

Na fizyczno-ekonomiczną strukturę paliw nakłada się prawno-własnościowa struktura rynku. Po symbolicznej prywatyzacji polskiego potentata gazowego PGNiG – 15,25% akcji w rękach rozproszonego akcjonariatu – firma ta w dalszym ciągu monopolizuje wydobywanie krajowe, obrót międzynarodowy i praktycznie dystrybucję do klientów końcowych. Przesył gazu jest w 100% w rękach państwowej firmy Gaz System.

W tej sytuacji formalnie obowiązujące w Polsce regulacje europejskiej „Dyrektywy Gazowej” w praktyce nie mają żadnego znaczenia, ponieważ odbiorca końcowy „może” wybrać pomiędzy dostawą od jednej lub od drugiej spółki-córki PGNiG. Tak skonstruowany „rynek” regulowany jest przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W sektorze elektroenergetyki proces realnych zmian był znacznie bardziej zaawansowany. Rzeczywistej prywatyzacji uległy elektrociepłownie i kilka elektrowni systemowych, jak również dwie spółki dystrybucyjne. Sektor był też dość głęboko rozprzęgnięty (unbundled), tzn. funkcjonuje niezależnie wytwarzanie, przesył oraz obrót wraz z dystrybucją.

Przeprowadzono znaczną konsolidację poziomą w dystrybucji (z 29 zakładów utworzono 5) oraz w wytwarzaniu – stworzono 2 silne grupy wytwórcze, które obejmują PGE (BOT + Dolna Odra) – 40% i Tauron (PKE) – 12% produkcji. Po integracji pionowej firmy te obejmują odpowiednio: Tauron 28%, PGE 25% dystrybucji (a słyszy się o połączeniu PGE z Energą = ok. 42% dystrybucji). Tego rodzaju reforma oznacza zmianę aktualnej wartości indeksu Herfindahla-Hirschmana (opisującego poziom koncentracji rynku w zakresie wytwarzania) do wartości 1800-2000, a w zakresie dystrybucji do wartości 2030-2918, co jest w praktyce duopolem (do niedawna HHI dla wytwarzania był równy ok. 1700, a dla dystrybucji 1384).³

Polska teoretycznie powinna być przygotowana do wymogów pełnego otwarcia rynku z dniem 1 lipca 2007 r., ale praktycznie żadne konkretne przedsięwzięcie w tym zakresie nie zostało jeszcze w pełni zrealizowane, a mianowicie nie dokończono rozdzielania spółek obrotu od spółek dystrybucyjnych, czego wymaga „Dyrektywa Elektryczna”. Nie rozwiązano kwestii procedury zmiany dostawcy, a w szczególności sposobu odczytywania

Tab. 2. Zużycie pierwotnych nośników energii i jego struktura w latach 1950-2006

Nośniki energii	Lata																	
	1950		1960		1970		1980		1988		1990		1995		2000		2001	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Węgiel kamienny	1163,0	97,3	2117,7	92,9	2712,9	76,4	3789,9	73,3	3628,6	68,5	2695,3	63,9	2497,6	60,2	1941,1	50,9	1933,1	49,3
Węgiel brunatny	-	-	35,6	1,6	247,6	6,9	277,9	5,4	592,3	11,2	563,1	13,4	536,5	12,9	507,6	13,3	510,8	13,0
Ropa naftowa	22,2	1,9	95,0	4,2	316,2	8,9	678,5	13,1	618,7	11,7	530,7	12,6	560,0	13,5	768,5	20,2	770,2	19,6
Gaz ziemny	9,2	0,7	27,6	1,2	217,6	6,2	367,2	7,0	406,0	7,6	374,2	8,8	376,6	9,1	416,7	10,9	471,4	12,0
Energia odnawialna ¹⁾	1,3	0,1	3,3	0,1	55,4	1,6	59,7	1,2	53,5	1,0	53,7	1,3	177,7	4,3	178,5	4,7	239,7	6,1
Razem	1195,7	100,0	2279,2	100,0	3549,7	100,0	5173,1	100,0	5299,1	100,0	4217,0	100,0	4148,4	100,0	3812,4	100,0	3925,2	100,0

*) Łącznie z energią odpadową

Źródło: Opracowanie zespołu ekspertów powołanego 30 stycznia 2003 r. przez ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej

	2002		2003		2004		2005		2006	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Energia pierwotna	3786,7	100,0	3939,8	100,0	3884,6	100,0	3931,7	100,0	4159,2	100,0
Węgiel kamienny	1905,0	50,31	2056,7	52,20	1883,4	48,49	1907,4	48,51	2031,8	48,85
Węgiel brunatny	507,2	13,39	516,9	13,12	540,9	13,92	532,8	13,55	526,9	12,67
Ropa naftowa	760,2	20,08	742,0	18,83	767,9	19,77	772,8	19,66	852,1	20,49
Gaz ziemny	458,6	12,11	509,4	12,93	497,4	12,80	512,2	13,03	518,1	12,46
Pozostałe	155,7	4,11	114,8	2,91	195,0	5,02	206,4	5,25	230,3	5,54

Skopiowano z: *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2005, 2006; GUS 2007 (str. 24)*

nia liczników energii. Nie rozwiązano również problemu bilansowania dostaw energii dla odbiorców chcących zmieniać dostawców. Rynek bilansujący, podobnie jak rynki giełdowe, zatrzymał się na etapie tzw. rynku dnia następnego, a rynek dnia bieżącego (intra-day) nie został uruchomiony. Wolumen obrotów jest tak płytki, że pojedyncze zlecenie 400 MWh/h potrafi zachwiać całą giełdą na kilka dni. Nie ma możliwości określenia tzw. indeksu giełdowego na podstawie cen okresów przyszłych. Dla porządku trzeba stwierdzić, że w przypadku rynku gazu nie ma ani obrotu giełdowego, ani rynku bilansującego.

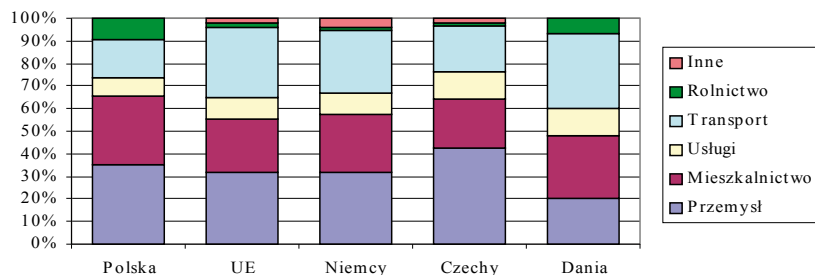
■ Ogólna ocena energochłonności gospodarki polskiej

Zużycie energii pierwotnej w latach 1990-1997 utrzymywało się na stałym poziomie (około 4 200 PJ). Wyjątkiem był tu rok 1996, w którym w następstwie surowej zimy odnotowano wzrost zużycia energii o około 7%. W latach 1997-2000 spadło ono o około 10%, do poziomu 3780 PJ i w latach 2000-2004 na tym poziomie się ustabilizowało. W roku 2005 zużycie wyniosło 3932 PJ = 93,94 Mtoe. Zużycie energii końcowej w 2005 r. wyniosło 57,17 Mtoe, co oznacza osiągnięcie

globalnej sprawności przetwarzania $\eta = 0,6$, podczas gdy dla EU-15 jest $\eta = 0,65$ i nie dużo mniej dla EU-27 – $\eta = 0,645$. W roku 2006 zużycie wyniosło 4159,2 PJ = 99,3 Mtoe. Zużycie bezpośrednie energii w 2006 r. wyniosło 3043 PJ = 72,7 Mtoe, a końcowe 2791,4 PJ = 66,7 Mtoe, co oznacza globalną sprawność przetwarzania $\eta = 0,67$.

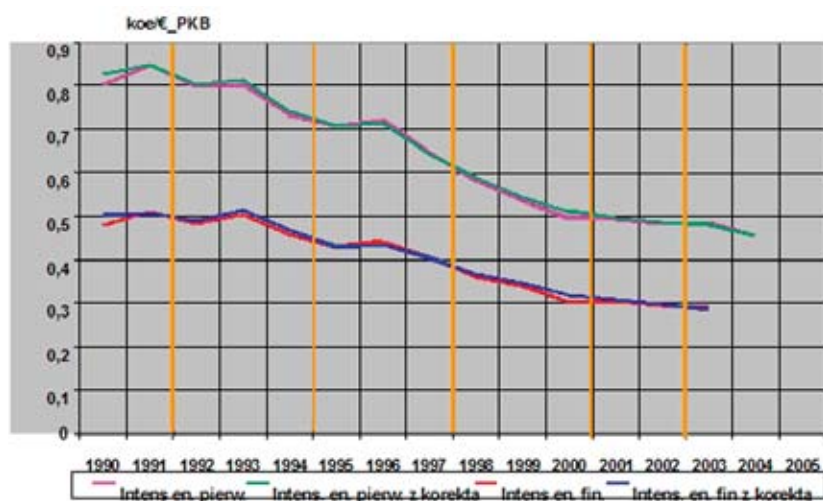
Udział węgla w całkowitym bilansie energii pierwotnej w Polsce wynosi ponad 75% i jest ponadtrzykrotnie wyższy niż w krajach OECD i ok. czterokrotnie wyższy niż w krajach UE. Struktura taka jest bardzo niekorzystna z punktu widzenia ochrony środowiska, z uwagi na bardzo wysokie wskaźniki emisji zanieczyszczeń w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej energii (znacznie wyższe niż w przypadku paliw ropopochodnych i gazowych).

Wydobycie węgla kamiennego w latach 1995-1997 utrzymywało się na poziomie ok. 138 mln ton rocznie, natomiast od 1998 r. zmniejszało się z poziomu 116 mln ton rocznie do około 102 mln ton w latach 2000-2003 i do 99 mln ton w roku 2004. Eksport węgla w latach 1996-1997 wynosił 29 mln ton i był o 3 mln ton mniejszy niż w 1995 r. Eksport ten



Rys. 3. Porównanie struktury zużycia energii w Polsce z UE i wybranymi krajami europejskimi – 2000

Źródło: Energy Balances of OECD Countries, IEA 2002



Rys. 4. Dynamika intensywności energetycznej gospodarki

Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005

spadł w roku 2004 do 19,6 mln ton. W 2006 roku wydobyto 95,2 mln ton węgla kamiennego, a eksport wyniósł 16,7 mln ton.

Zarówno struktura wytwarzania energii elektrycznej (tab. 2) jak i ciepła w Polsce bazuje w ponad 90% na węglu. Udział węgla w wytwarzaniu tych nośników jest średnio ok. trzykrotnie większy w stosunku do krajów OECD i UE.

Wykorzystanie węgla do celów energetycznych charakteryzuje się niską sprawnością procesów ciepłych oraz relatywnie dużą emisją gazów i pyłów do środowiska naturalnego.

Powoduje to również, że w porównaniu z krajami o wysoko rozwiniętej gospodarce, przy jakościowo zbliżonej strukturze zużycia energii w podziale na sektory gospodarki (rys. 3), Polska posiada znacznie gorszy wskaźnik zużycia energii w przeliczeniu na jednostkę dochodu narodowego brutto PKB (GDP) – patrz rys. 4. Rysunek ten pokazuje również bardzo pozytywne trendy w zmianie powyższego wskaźnika. Wskaźnik ów jest jednak obecnie ok. pięciokrotnie większy niż w Danii, czterokrotnie większy niż w Niemczech, ponadtrzykrotnie większy w porównaniu z krajami OECD i wska-

zuje na bardzo duży potencjał działań w zakresie ograniczania energochłonności polskiej gospodarki. Potencjał ten w szczególności dotyczy przemysłu i budownictwa.

Struktura bezpośredniego zużycia energii w Polsce w 2006 roku była następująca: przemysł 40,5%, gospodarstwa domowe 26,8%, inne (w tym usługi) 7,3%, transport 19,3%, rolnictwo 6,1% (wg GP-E w latach 2005, 2006). Dla krajów EU-25 struktura końcowego zużycia energii w 2004 roku była następująca: przemysł 28%, gospodarstwa domowe 26,4%, usługi 11,4%, rolnictwo 2,5%, inne 1,1% (wg EUROPE IN FIGURES – Eurostat Yearbook 2006-07).

Celem programu efektywności energetycznej powinno być osiągnięcie przez Polskę w 2030 r. dzisiejszego europejskiego poziomu intensywności energetycznej EU-15, czyli 166 toe/M euro. Polska startuje z poziomu 444 toe/M euro⁴. Niejako po drodze powinniśmy osiągnąć dwa cele inedykatywne – kamienie milowe. W 2016 r. winniśmy udokumentować oszczędność w zużyciu energii końcowej w ilości 4 569 ktoe (czyli 9% rocznego bilansu energii końcowej). Drugim celem jest poprawa efektywności energetycznej o 20% w horyzoncie roku 2020. Wymóg ten trudno jest przełożyć na oszczędność energii, albowiem wynik zależy również od tempa przyrostu PKB, a także dlatego, że odmierzany ma być od tzw. poziomu „business as usual”, czyli biznes jak zwykle, co oznacza standardową (ale jeszcze przez Unię nie zdefiniowaną) ścieżkę rozwoju. Wymóg ten prowadzi do oszczędności 12-28% zużycia energii pierwotnej (w zależności od realnego tempa wzrostu PKB).

Powyższe cele są możliwe do osiągnięcia. Po pierwsze dlatego, że kraje EU-15 takie parametry już osiągnęły, a po drugie, bo zidentyfikowane działania pozwalają na osiągnięcie 25-27% oszczędności w przemyśle i 28-30% w mieszkalnictwie.



Rys. 5. Notowania cen uprawnień do emisji CO₂ za 1 tonę

■ Stan i perspektywy rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce

Przyjęty w marcu 2006 r. „Program dla elektroenergetyki” zasygnalizował niektóre, ważne dla elektroenergetyki problemy, jednakże w swojej części konstruktywnej ograniczył się do poziomu ogólnych koncepcji narzędziowych (typu konsolidacja pionowa) i haseł (likwidacja kontraktów długoterminowych).

Istotną słabością „Programu...” jest brak jasno sprecyzowanych celów, a w szczególności wpisania ich w szerszy zamysł rozwoju gospodarczego Polski. Zdaniem niezależnych recenzentów „Program...” koncentruje się bardziej na oczekiwaniach sektora niż na potrzebach kraju. Niewątpliwie poważnym problemem jest narastająca depresja inwestycyjna w sektorze. Depresja ta dotyczy nie tylko podsektora wytwarzania (potrzeby inwestycyjne rządu 20 mld euro wg szacunków stowarzyszeń branżowych), lecz również przesyłu (słaba topologia sieci i brak połączeń transgranicznych), a przede wszystkim dystrybucji (potrzeby rządu 15 mld euro wg szacunku PTPIREE). Właśnie sytuacja w tym ostatnim podsektorze definiuje stan bezpieczeństwa energetycznego kraju w odczuciu finalnego odbiorcy. Niestety, poza ogólnym stwierdzeniem o ko-

nieczności rozwoju sieci dystrybucyjnych „Program...” żadnych rozwiązań nie prezentuje. W szczególności nie odpowiada na dwa ważne pytania:

- Jak budować infrastrukturę w rejonach opóźnionych w rozwoju, gdzie technika „project finance”⁵ nie zdaje egzaminu z powodu zbyt mało intensywnego odbioru?
- Jak dostosować infrastrukturę do wymagań funkcjonowania powszechnie dostępnego rynku energii elektrycznej?

” Polska teoretycznie powinna być przygotowana do wymogów pełnego otwarcia rynku z dniem 1 lipca 2007 r., ale praktycznie żadne konkretne przedsięwzięcie w tym zakresie nie zostało jeszcze w pełni zrealizowane (...)

Jest oczywistym, że taki rynek wymaga zasadniczej zmiany rozliczania dostaw z masowym odbiorcą końcowym. Docelowo rozwiązaniem jest

stosowanie zdalnego odczytu, przejściowo oparcie rozliczeń o tzw. profile odbioru (wyznaczone przy pomocy metod statystycznych). Taki sposób postępowania zdał egzamin w Danii; w Polsce sprawa nie wykroczyła poza fazę specjalistycznych dyskusji.

Drugi problem strategiczny to całkowity niedorozwój rynku. W zakresie obrotu hurtowego rynek zdominowany jest przez kontrakty krótkoterminowe (do 1 roku) spółek obrotu z wytwórcami. Udział giełdy w obrocie hurtowym jest marginalny i nie przekracza 1,8%. Jednocześnie patologicznie rozrasta się wykorzystanie rynku bilansującego (30 000 MWh/dobę), który powinien funkcjonować jak rynek techniczny „ostatniej szansy”, a nie regularnego zaopatrzenia.

Bałagan w zakresie regulacji obrazuje fakt, iż równoległe z giełdą i na podobnym poziomie obrotów, aczkolwiek niezgodnie z prawem, bo bez koniecznego pozwolenia ministra finansów, funkcjonuje Platforma Obrotu Energią. Na jej działanie rząd i KPWIG patrzą przez palce.

O ile rynek hurtowy działa słabo, to rynek detaliczny praktycznie nie funkcjonuje wcale. Do tej pory na ok. 3,5 mln uprawnień do swobodnego wyboru dostawcy z prawa tego skorzystało zaledwie 70 (wg URE). Przyczyna nie leży w braku chęci, lecz w wielu często pozaprawnych utrudnieniach, stawianych przed chcącymi zmienić źródło dostawy (jednym z nich był wymóg zmiany systemów pomiarowych na lepsze i droższe, wymóg nie dotyczący dostaw od „starego” dostawcy).

Trzeci wreszcie problem, o wymiarze obejmującym całą gospodarkę, to bardzo niska efektywność energetyczna i elektroenergetyczna Polski. Nawet po uwzględnieniu przelicznika PPP (Purchase Power Parity – obecnie ok. 1,67), na wyprodukowanie jednego euro PKB potrzebujemy ok. 2,65 razy więcej prądu niż kraje starej unijnej „15”. I jest tak pomimo spadku elektrochłonności w wielu „elektroin-

tenzywnych” gałęziach przemysłu (pozytywna korelacja z prywatyzacją jest tu bardzo silnie widoczna). Pomimo pewnej poprawy w dalszym ciągu nie osiągamy europejskiego poziomu jednostkowej efektywności elektroenergetycznej procesów technologicznych (Best Available Technology – BAT), struktura gospodarki przechylona jest na stronę przemysłów ciężkich, przy niedorozwoju gałęzi hi-tech i usług. Również efektywność wykorzystania energii w sektorze komunalno-bytowym odstaje od standardów unijnych i to często dość znacznie. Na niską efektywność użytkowania nakłada się niska efektywność produkcji netto.

Niewysoka wydajność przekłada się bezpośrednio na wysoką emisyjność polskiej elektroenergetyki. Według stanu na dziś krytyczne jest osiągnięcie limitów emisji SO₂ przyjętych przez nas w Traktacie Akcesyjnym. Na horyzoncie znajdują się problemy z emisją NO_x, a w przypadku szybszego rozwoju gospodarki – również CO₂. Już dziś można oczekiwać dyskontowania ceny prawa do emisji (ok. 22-25 euro/t_{CO2}⁶, co przekłada się na ok. 80-90 zł/MWh – proces ten wyraźnie widoczny jest w krajach UE-15). Ostatnie notowania zaznaczono na rys. 5.

Przy braku pomysłów na rozwiązanie problemów istotnych dla polskiej gospodarki i jej konkurencyjności na rynkach globalnych rząd w latach 2006-2007 skoncentrował się na problemie organizacyjnym, tzn. na przeprowadzeniu konsolidacji pionowej. Konsolidacja ta posłużyć miała jako narzędzie przeprowadzenia brutalnej akumulacji kapitału w drodze drastycznych podwyżek cen – oczekiwać można więc wzrostu hurtowych cen prądu o ok. 50%, tak jak w Czechach, gdzie w ubiegłym roku przeprowadzono po-

dobną operację. „Program...” nie odnosi się do innych pomysłów na akwizycję kapitału, np. do koncepcji „tęczowej certyfikacji energii”, zezwalającej na podobny, a nawet lepszy (bo gwarantowany) rezultat, z niższym ryzykiem i dwukrotnie niższym kosztem.

”**Słabość polskiej elektroenergetyki to w dużym stopniu efekt słabej legislacji i regulacji**

Z punktu widzenia konsumenta lista fundamentalnych problemów wygląda nieco inaczej. Na pierwszym miejscu znajduje się zagrożenie drastycznym wzrostem cen wyzwolonym przez konsolidację. Punkt drugi to niska jakość i niepewność dostaw na obszarach słabiej zurbanizowanych (wsie i miasteczka). Punkt trzeci to monopolistyczne podejście do konsumenta, a przede wszystkim brak możliwości wyboru produktu/marki/dostawcy, choćby takiego jak w „sąsiedniej” telekomunikacji. Jedną z możliwości jest rozwój lokalnej energetyki rozproszonej – z wykorzystaniem potencjału gmin, środków unijnych, lokalnego biznesu i lokalnych banków (np. spółdzielczych). Poprzedni rząd nie proponował narzędzi wspierających ten kierunek rozwoju, lecz zamiast tego chciał przekonać społeczeństwo do budowy niezwykle kosztownych elektrowni jądrowych. Jedyna realna w polskich warunkach alternatywa – tzn. technologie czystego węgla – nie jest wspierana poprzez nakłady na badania i wdrożenia.

Słabość polskiej elektroenergetyki to w dużym stopniu efekt słabej legislacji i regulacji. Poprawy wymagają zasa-

dy funkcjonowania rynku bilansującego (np. wprowadzenie rynku „intra-day”, tzn. dnia bieżącego⁷), zasady budowy przyłączy, zasady opomiarowania, transparentność rynku (obecnie określana na zaledwie 51% wg oceny Komisji Europejskiej), stosowanie benchmarkingu w regulacji. Jednym z głównych zadań jest sprawne, szybkie i rzeczywiste dokończenie „unboundingu”, czyli rozdzielenia obrotu i dystrybucji, bez czego nie ma najmniejszych szans na śladowe choćby zadziałanie konkurencyjnego rynku detalicznego.

Do wymienionego dotychczas katalogu spraw do zrobienia dodać trzeba przeprowadzenie rzeczywistej restrukturyzacji sektora (w tym restrukturyzacji zatrudnienia) oraz dokończenie jego prywatyzacji. Decyzji politycznej wymaga wybór kolejności działań przy pełnej świadomości, że jeśli łatwiej, to taniej (sprzedamy), a jeśli drożej, to trudniej (zrestrukturyzować), czyli odpowiedzi na pytanie: czy państwo potrafi skutecznie zrestrukturyzować sektor. Dotychczasowa odpowiedź jest wysoce negatywna. Przytoczone w tabeli 1 porównanie obrazuje wyższą efektywność pracy jak i znacznie wyższą płynność niemieckiego rynku.

Wszystko wskazuje na to, że brak działań lub prowadzone w ich zastępstwie działania maskujące doprowadzą do silnego kryzysu w sektorze (w tym do skoku cen) w latach 2008-2010. Oczywiście dla niektórych ekspertów ten wzrost cen będzie zjawiskiem pożądanym, tzn. korzystnym dla sektora. Jednak jego efektem będzie m.in. upadek energochłonnych gałęzi polskiego przemysłu i spadek konkurencyjności wielu pozostałych. Zazwyczaj rozwój branży skutkuje spadkiem cen (por. telekomunikację lub informatykę).

□

1. Kilogram of oil equivalent.

2. Purchase Power Parity – współczynnik siły nabywczej złotego, obecnie ok. 1,67 w stosunku do EU-15.

3. Na podstawie „Programu dla elektroenergetyki” oraz dostępnych raportów spółek i danych z URE.

4. Intensywność energetyczna w 2005 r. EU-15 – 157 toe/M euro; EU-27 – 172 toe/M euro; PL – 465 toe/M euro wg EuroStatu.

5. Finansowanie długiem pokrytym z przyszłych przychodów projektu.

6. Cena ze stycznia 2008 r.

7. Taki rynek może elastycznie reagować na zachodzące w sektorze i jego otoczeniu zdarzenia takie jak np. załamanie pogody lub systemowe awarie. Rynek dnia następnego w sposób oczywisty takich zdarzeń nie widzi.