

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



Fot. NE

# Polska

## polityka energetyczna

### Deklaracje i rzeczywistość – część III

#### ■ Stan i perspektywy rozwoju sektora gazowniczego w Polsce

Istotnym problemem polskiej energetyki jest słaba kondycja jej infrastruktury technicznej. W sektorze gazowym borykać się musimy z jednostronnością kierunku dostaw (tylko ze Wschodu), brakiem terminali LNG, niezagospodarowaniem wielu lokalnych źródeł gazu tzw. pozasystemowego (szczególnie zaazotowanego). Ponadto na gazowej mapie Polski w dalszym ciągu istnieją białe plamy, na których nie ma sieci średnich i niskich ciśnień (dystrybucyjnej). Praktycznie nie istnieje elektroenergetyka gazowa (zaledwie ok. 3% w bilansie elektroenergetycznym kraju). Stwierdzenie to szczególnie dotyczy elektroenergetyki rozproszonej, tzn. źródeł dołączonych do sieci średnich i niskich napięć.

Przyjęty 5 października 2004 r. „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” nie przedstawia jedno-

znacznego celu i formy organizacyjnej, do jakiej mają doprowadzić główną firmę sektora gazowego działania restrukturyzacyjne i prywatyzacyjne w latach 2004-2006. Działania prowadzące do dostosowania sektora do dyrektywy 55/03/WE spowodowały wydzielenie operatora systemu przesyłowego, który obecnie jest 100% spółką skarbu państwa po nazwę OGP GAZ-SYSTEM Sp. z o.o. Obecnie spółka ta przejęła w postaci majątku od PGNiG S.A. ok. 50% gazociągów przesyłowych, a pozostałe użytkuje w formie leasingu. Proces przejmowania majątku ma być zakończony w 2008 r.

PGNiG S.A. odpowiada aktualnie za krajowe wydobywanie ropy i gazu ziemnego, zakup gazu z zagranicy, sprzedaż gazu do odbiorców przemysłowych oraz za jego dystrybucję do pozostałych grup odbiorców poprzez swoje spółki córki. Na terenie Polski działa jeszcze kilkanaście prywatnych lokalnych spółek zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego jednakże w większości gaz

,ten kupowany jest od PGNiG S.A. (gaz sieciowy wysokometanowy, ale częściowo gaz zaazotowany ze złóż w zachodniej Polsce). Równoległe do wydzielenia operatora systemu przesyłowego, w strukturach sześciu spółek dystrybucyjnych stworzono oddziały zajmujące się wydzieleniem operatorów systemu dystrybucyjnego.

W kwietniu 2006 r., po prawie 5-cio miesięcznym okresie działalności PGNiG S.A. bez prezesa, podjęto decyzję stawiającą pod znakiem zapytania działania prowadzone od 2004 r. w zakresie wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych. Zaproponowano wydzielenie obrotu ze spółek dystrybucyjnych i scentralizowanie go w ramach działalności centrali PGNiG S.A. Zasada wydzielenia obrotu posiada logiczne uzasadnienie i jest znacznie łatwiejsza od wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego sześciu spółek, m.in. z uwagi na sprawy podatkowe. Proponowane włączenie wydzielonego obrotu do wspólnych działań centrali PGNiG S.A. stawia znaki zapytania przed przeprowadzeniem tego rodzaju operacji. Pozostawienie podstawowej działalności, jaką jest obsługa systemu dystrybucyjnego w rękach wydzielonych spółek dystrybucyjnych pozwala pozostać majątek, zasoby kadrowe oraz działające obecnie struktury bez zmian, jakie musiałyby powodować wydzielenie ze spółki niezależnego operatora. Wydzielenie obrotu, które wynika z zapisów Prawa Energetycznego w ślad za dyrektywą 55/03/WE jest znacznie łatwiejsze, ponieważ wymaga przekazania co najmniej niewielkiego majątku umożliwiającego dalszą ciągłą obsługę klientów otrzymujących gaz z sieci dystrybucyjnej. Jednakże scentralizowanie obrotu gazem w jednej ogólnopolskiej spółce spowodowało cofnięcie się w działaniach konkurencyjnych, do jakich zmuszone byłyby oddzielne podmioty konkurujące cenowo, a działające początkowo w sześciu regionach Polski. Działanie takie jest obroną monopolistycznej pozycji na rynku przed konkurencją i powrotem do ujednoczenia cen za gaz ziemny, które mogą w następstwie różnić się tylko wielkością stawki przesy-

lowej w poszczególnych regionach działalności wydzielonych operatorów.

W 2006 r. zgodnie z „Programem restrukturyzacji...” powinna zostać przeprowadzona analiza zasadności wydzielenia części poszukiwawczo-wydobywczej. Wydzielenie tej działalności jako spółki doprowadzi do zrównania kosztów zakupu gazu z zagranicy i z wydobycia własnego, co oznaczać będzie znaczny wzrost cen, bo do chwili obecnej niższa cena dostaw krajowych umożliwiła ograniczenie drastycznych podwyżek cen gazu.

” Aktualnie niezbędne dla dalszego rozwoju gazownictwa polskiego jest uzyskanie jak największej ilości połączeń z siecią gazowniczą krajów Unii Europejskiej, co umożliwi kreowanie konkurencyjnego rynku zgodnie z zapisami Prawa Energetycznego

Wydaje się, że niezależnie od analiz ekonomicznych właściwym byłoby jednoznaczne określenie: czy i za co ma odpowiadać największa spółka sektora i jaki cel ma realizować w polskim sektorze energetycznym, zwłaszcza w sytuacji rozwijającej się konkurencji na europejskim liberalizującym się rynku oraz tworzeniu się bardzo silnych, ponadnarodowych struktur energetycznych, takich jak E, ON, RWE, Gaz de France, Suez itp. Zasadnymi do zadania są następujące pytania: jaki byłby cel wydzielenia spółki poszukiwawczo-wydobywczej? Co oprócz ewentualnego celu prywatyzacyjnego można by osiągnąć? Czy opłacalne w dalszej perspek-

tywie byłoby wydzielenie tego sektora? Jak wynika z powyższych stwierdzeń nie sam fakt konsolidowania lub wydzielenia spółek (i działalności) podlega krytyce, lecz rzeczywiste jawne lub ukryte cele takiego procesu, a w konsekwencji jego skutki, często całkiem przewidywalne.

Pozostawiając w PGNiG S.A. poszukiwania i wydobycie wraz z obsługą zakupów gazu z zagranicy można by w oparciu o te elementy doprowadzić do zaistnienia spółki na rynku zagranicznym, nie tylko europejskim, z chwilą rozwinięcia działalności w zakresie poszukiwania i wydobycia ropy i gazu w innych krajach, takich jak Afryka Północna lub kraje WNP.

Rozwijanie własnego wydobycia do wielkości 5,5-6 mld m<sup>3</sup> oraz uzyskanie możliwości wydobycia gazu za granicą będzie jedną z najskuteczniejszych form dywersyfikacji dostaw przy jednoczesnym wyjaśnieniu ekonomicznych i handlowych podstaw do dostarczania gazu skroplonego na wybrzeże Morza Bałtyckiego. Obecnie trudne do oceny są projekty dostaw gazu z Norwegii gazociągami bezpośrednim.

Sieć przesyłowa jest tylko w jednym punkcie połączona z niemiecką siecią przesyłową z możliwością dostaw do Polski w rejonie Zgorzelca, co umożliwi dostawę ok. 1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W lutym 2006 r. zarząd PGNiG S.A. podjął kontrowersyjną decyzję o wstrzymaniu budowy połączenia z niemieckim systemem gazowniczym na wysokości Szczecina, który miał zapewnić możliwość przesyłania gazu do Polski jak i z Polski do Niemiec, z uzasadnieniem, że najpierw muszą zostać zrealizowane projekty dywersyfikacji dostaw, a dopiero później połączenia z systemem europejskim. Nie znajduje to logicznego uzasadnienia (zwłaszcza w przypadku mechanizmu solidarnego wspierania kryzysów w Unii Europejskiej zaproponowanego w „Pakcie Trzech Muszkieterów” lansowanym przez Rząd RP)<sup>1</sup>. Aktualnie niezbędne dla dalszego roz-

1) Mowa o koncepcji premiera Kazimierza Marcinkiewicza

woju gazownictwa polskiego jest uzyskanie jak największej ilości połączeń z siecią gazowniczą krajów Unii Europejskiej, co umożliwi kreowanie konkurencyjnego rynku zgodnie z zapisami Prawa Energetycznego.

Kolejną sprawą, która może mieć wpływ na dalsze funkcjonowanie sektora, jest sprawa akcji dla pracowników wynikająca z przywilejów zawartych w ustawie o komercjalizacji przedsiębiorstw państwowych. Uzgodnienia, jakie zapadły pomiędzy przedstawicielami Rządu RP w roku 2005 i 2006 wskazują na sprzedaż pierwszej akcji PGNiG S.A. (nie chodzi tu o podwyższenie kapitału, co miało miejsce 23 września 2005 r.) nie później jak na przełomie 2006 i 2007 r. tak, aby pracownicy mogli objąć akcje w pierwszym kwartale 2007. Wstrzymanie tej operacji doprowadziło do konfliktu ze związkami zawodowymi.

### ■ Infrastruktura techniczna elektroenergetyki

W sektorze elektroenergetycznym problemy zapóźnienia energetycznego występują zarówno w sektorze dystrybucji oraz przesyłu jak i w sektorze wytwarzania.

Potrzeby inwestycyjne dystrybucji oceniane są na ok. 15 mld zł (5 mld euro) potrzebne na domykanie sieci średnich napięć, które w dalszym ciągu często mają charakter promieniowy, oraz na modernizację sieci niskonapięciowych, gdzie zdarza się, że napięcie spada poniżej 170 V. Jak już wspomniano wcześniej sieci lokalne nie są wspierane przez rozproszone, lokalne źródła energii (w tym odnawialne).

Sieci przesyłowe wymagają strategicznego domknięcia pętli ptn-wsch – ptn-zach. Potrzebna jest budowa linii równoleżnikowej wzdłuż autostrady A2, a przede wszystkim połączeń transgranicznych zarówno Polska-Wschód (Litwa, Ukraina) jak i Polska-Zachód (Niemcy, Czechy). Tworzenie tych połączeń jest warunkiem koniecznym

energetycznej integracji Polski z Unią w ramach Europejskiego Zjednoczonego Rynku Energetycznego. Inwestycje w przesył wymagają środków rzędu 1.5-2 mld euro.

Osobnym problemem jest konieczność odbudowy sektora wytwarzania. Pomimo papierowego nadmiaru mocy, wynoszących prawie 35 tys. MW mocy zainstalowanej wobec oryginalnej mocy szczytowej przekraczającej 25 tys. MW, okazuje się, że część 10 tys. MW nadmiaru mocy jest rezerwą fikcyjną, praktycznie nie do uruchomienia. Wartość tej ciemnej liczby stale rośnie w miarę starzenia się bloków energetycznych instalowanych 30, 40 lat temu (rys. 6. i rys. 7.).

Ostatnio zakończono 1 blok – 464 MW w Pątnowie II, a w zaawansowanym przygotowaniu są dwa bloki: 460 MW Łagisza i 833 MW Bełchatów II – łącznie dają to zaledwie 1757 MW nowych mocy, a potrzeba 3000 do 5000 MW.

Rysunek 7 pokazuje, że już dzisiaj 40% bloków na ponad 35 lat, co jest energetyczną emeryturą, a 10% ma ponad 50 lat (co jest równoważne technicznej śmierci). Należy podkreślić, że proces starzenia się materiału i związane z nim zjawiska (pełzanie, odkształcenia reologiczne itp.)<sup>2</sup> mają charakter fizyczny, a więc obiektywny i nie dają się zatrzymać lub zniwelować np. za pomocą generalnego remontu.



Rys. 6. Proces starzenia się bloków energetycznych

Źródło: K. Żmijewski. *Security through Efficiency a demand for Energy Policy. Presentation on Conference. The Future of European Energy Security. Organized by Tischner European University*

<sup>2</sup> Nieodwracalne zjawiska polegają na trwałych zmianach w sieci pseudokrystalicznej metali wywołane stałymi naprężeniami; mogą spowodować np. trwałe wygięcie nieużywanego wału turbiny



Rys. 7. Ubytek mocy w systemie

Źródło: K. Żmijewski. *Security through Efficiency a demand for Energy Policy. Presentation on Conference. The Future of European Energy Security. Organized by Tischner European University*

Braki energii na rynku bilansującym mogą się pojawiać po spadku mocy dyspozycyjnej do poziomu 1.1 mocy szczytowej (tzn. ok. 27,5 tys MW), tzn. najpóźniej w 2013 r., a braki mocy w systemie (zagrożenie wyłączeniami) po spadku mocy do poziomu szczytowego (25 MW), tzn. dwa lata później. Jest bardzo możliwe, że kryzys mocy może pojawić się wcześniej, jeżeli wzrost gospodarczy wywoła większy niż 1% rok wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

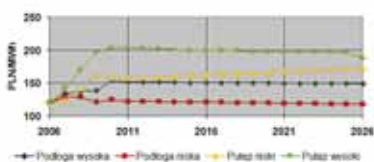
Niewielka korekta rzeczywistego ubytku mocy na początku 2006 r., tzn. wzrost z 2500 MW do 5000 MW, przesunęła daty krytyczne z roku 2011 na rok 2008 (kryzys energii) i z 2013 r. na 2010 (kryzys mocy).

Istotny problem w sektorze pojawi się, gdy nastąpi synergiczna zbieżność obu opisanych zjawisk, czyli gdy na uwarunkowany prawami fizyki proces wypadania bloków z obiegu nałoży się, uwarunkowany prawami biznesu, proces wycofywania się z produkcji. Jeśli działania takie podejmą tylko całkowicie niezależne od skarbu państwa Elektrownie Rybnik i Połaniec, to z systemu wypadnie ~3360 MW, a jeśli dodatkowo PAK, to łącznie ~6000 MW. W tym scenariuszu kryzys energetyczny nastąpić może już w 2008 r., a kryzys mocy w roku 2009.

Rysunek 8 ilustruje dynamikę hurtowych cen energii elektrycznej na wolnym rynku w czterech różnych wariantach. Prognozy te otrzymane zostały metoda-

mi kosztowymi (podłoga niska i wysoka) oraz rynkowymi (pułap niski i wysoki). Poziomem odniesienia była średnia cena na rynku hurtowym w 2006 r., wynosząca ok. 120 zł/MWh (z akcyzą). Linia „podłoga niska” przedstawia poziom cen 113 zł/MWh, poniżej którego bardziej opłacalnym staje się zaniechanie produkcji i sprzedaż uprawnień do emisji (tzn. w kategoriach ekonomicznych produkcja jest całkowicie nieopłacalna). Wartość średnia tych prognoz kształtuje się na poziomie 157-158 zł/MWh co oznacza podwyżkę o ok. 30%. Realizacja „Programu dla elektroenergetyki” może się skończyć wejściem na ścieżkę „pułapu wysokiego”.

Nowy dramatyczny wymiar nadaje procesowi wzrostu kosztów i cen energii elektrycznej nowy Pakiet klimatyczny z nowym systemem ETS. Zasada obowiązkowych, ogólnodostępnych, paneuropejskich aukcji zwiększa koszty od 39-118 euro/MWh w zależności od sposobu organizacji tychże aukcji, który do tej pory stanowi wielką niewiadomą w rękach Komisji Europejskiej (temat będzie kontynuowany w kolejnych wydaniach „Nowej Energii”).



Rys. 8. Zbiorczy wykres prognozy cenowej

Źródło: K. Żmijewski. *Security through Efficiency a demand for Energy Policy. Presentation on Conference. The Future of European Energy Security. Organized by Tischner European University*

## ■ Polityka energetyczna oraz jej stabilność w kontekście europejskim

Europejska polityka energetyczna rozwija się w dwóch, w dużym stopniu przeciwstawnych kierunkach. Oficjalnie to kierunek liberalizacji rynków energii i budowa jednolitego europejskiego ryn-

ku energii. Kierunek ten rzeczywiście realizowany jest w niektórych państwach europejskich (Wielka Brytania, Skandynawia). W większości pozostałych regulacje europejskie wprowadzane są na poziomie formalnym, tzn. absorbowane przez krajową regulację. Natomiast na poziomie faktycznym liberalizacja, rozumiana jako realne prawo wyborcy do wyboru dostawcy, blokowana jest przez utrzymywanie (jak np. we Francji) lub tworzenie (jak w Czechach) tzw. narodowych championów dominujących swoje rynki narodowe. Taką właśnie sytuację mamy w Polsce.

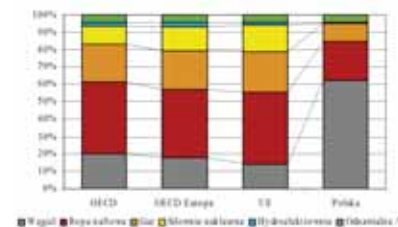
Polityka europejska, o ile będzie konsekwentnie realizowana, może wpłynąć na wzrost konkurencyjności europejskiego przemysłu poprzez wzrost jego efektywności, w tym efektywności energetycznej. Drugi element to optymalizacja kosztów ochrony środowiska i szansa na paneuropejską optymalizację kosztów bezpieczeństwa energetycznego. Szanse te zostaną zrealizowane tylko wtedy, gdy Europejski Jednolity Rynek Energii rzeczywiście, fizycznie powstanie. Ogólnoeuropejska niechęć do budowy połączeń transgranicznych szansie tej rokuje nie najlepiej. Wyjątkiem jest tu Skandynawia.

Stosunki na wschodniej flance Europy mogą mieć istotne znaczenie nie tylko dla sytuacji energetycznej Europy, lecz również wpłynąć mogą na wewnętrzne relacje pomiędzy członkami Unii. Jedynym realnym sposobem minimalizacji takich zagrożeń jest dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw. Dla stabilizacji Europy Wschodniej konieczne jest ścisła współpraca Europa-Ukraina. Przy okazji trzeba wspomnieć o pozostającej w planach energetycznej integracji państw bałtyckich.

Szczyt Wiosenny Rady Europy w 2007 r. dał Unii Europejskiej nowy impuls stwierdzając, że: „Europa potrzebuje zintegrowanej polityki energetycznej, łączącej działania na szczeblu europejskim i państw członkowskich i jednocześnie sprzyjającej zrównoważonemu rozwojowi, bezpieczeństwu dostaw i konkurencyjności”. W konse-

kwencji pojawił się nadzwyczaj ważny i niezwykle ambitny Program „3x20” na 2020, formułujący wymierne cele i wytyczający czytelne kierunki działań. Szkoda, że w Polsce ograniczono się, jak do tej pory, jedynie do deklaratywnej akceptacji „Programu” przy jednoczesnej kontynuacji dotychczasowych, sprzecznych z „Programem” działań (konsolidacja, centralizacja, monopolizacja, nacisk na wzrost użycia energii). Wielu energetyków w Polsce nawoływało wręcz do sabotowania „Programu” lub walki z „narzuconym przez Brukselę jarzmem”, nie widząc wielkiej szansy, jaką Program „3x20” stawia przed Polską.

Na jesieni pojawiły się kolejne konkrety nowej europejskiej polityki energetycznej w postaci tzw. trzeciego pakietu energetycznego, którego celem jest pogłębienie liberalizacji rynku energii i jednocześnie rozszerzenie jego transgranicznej integracji. W tej kwestii Polska przystąpiła, z absolutnie niezrozumiałych powodów, do antyrynkowej koalicji niemiecko-francuskiej, występując między innymi przeciw powstaniu ACRE – europejskiej agencji d/s współpracy regulatorów energii. Agencja ta mogłaby nie tylko pomóc Polsce lepiej połączyć się z Europą, ale mogłaby być ulokowana w Polsce – korzyści z tym związanych tłumaczyć tu nie trzeba.



Rys. 9. Porównanie struktury zużycia energii pierwotnej w OECD, UE i Polsce

\* w kategorii odnawialne ujęto energię: geotermalną, słoneczną, wiatrową, spalane paliwa odnawialne i odzyskiwane ciepło odpadowe

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries, IEA 2002*

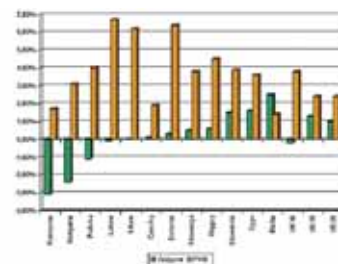
Na szczęście możemy mieć nadzieję, że dotychczasowa, wroga wobec rynku i Europy polityka Polski, ulegnie diametralnej zmianie w interesie zrównoważonego rozwoju, bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności gospodarki. Nowy rząd składał takie deklaracje.

Rysunki 9-12 i zestawienie zawarte w tabeli 3 obrazują zużycie energii, strukturę produkcji energii elektrycznej oraz energochłonność w Polsce i w wybranych krajach.

**Tab. 3. Struktura nośników do produkcji energii elektrycznej w Polsce i wybranych krajach UE, 2002-2005 (w%)**

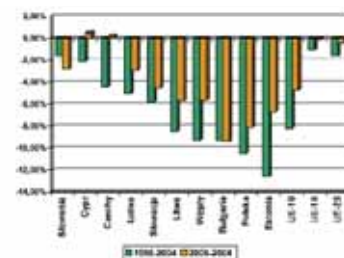
Rodzaj elektrowni	Rok	Niemcy	Hiszpania	Francja	Wielka Brytania	Polska
ciepłote	2002	51,43	34,13	4,74	32,72	94,52
	2003	52,75	29,45	5,21	35,36	95,06
	2004	50,27	28,98	4,79	33,95	94,06
	2005	49,81	27,79	5,37	34,35	93,44
wodne	2002	4,08	9,49	10,94	1,24	1,60
	2003	3,23	15,92	10,53	0,82	1,11
	2004	3,46	11,39	10,52	1,26	1,36
	2005	3,19	6,73	9,06	1,25	1,42
nuklearne	2002	29,08	26,08	78,86	22,83	0,00
	2003	27,71	23,99	78,51	22,43	0,00
	2004	27,39	22,95	78,83	20,37	0,00
	2005	26,59	19,80	79,13	20,53	0,00
olejowe	2002	0,76	11,83	1,31	1,25	1,67
	2003	0,79	9,31	1,26	1,16	1,64
	2004	1,66	8,60	1,15	1,24	1,64
	2005	1,73	8,40	1,27	1,36	1,64
gazowe	2002	9,54	13,40	3,17	40,17	1,54
	2003	9,82	15,27	3,45	37,65	1,62
	2004	10,32	20,01	3,63	40,07	2,06
	2005	11,32	27,19	4,02	38,54	2,30
niekonwencjonalne	2002	5,12	5,07	0,99	1,78	0,67
	2003	5,69	6,06	1,04	2,01	0,58
	2004	6,90	8,06	1,08	2,50	0,87
	2005	7,36	10,09	1,15	2,50	1,31

Źródło: wg GP-E w latach 2005, 2006; GUS 2007 (str. 29)



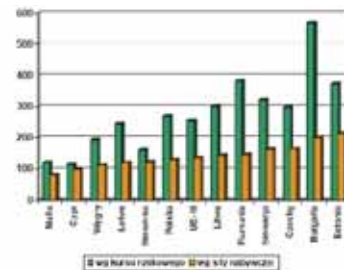
Rys. 10. Średnioroczna zmiana zużycia energii pierwotnej i tempo wzrostu PKB w wybranych krajach w latach 1996-2004

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



Rys. 11. Tempo zmian energochłonności przemysłu w latach 1996-2004

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



Rys. 12. Energochłonność gospodarki wybranych krajów

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