

Tomasz PASZEWSKI*

Polityka państwa wobec sektorów nafty i gazu w latach 1990–2010

STRESZCZENIE. Artykuł przedstawia politykę państwa polskiego wobec sektorów nafty i gazu w okresie pierwszych dwudziestu lat III RP, omawiając liczne, nieustannie zmieniane lub korygowane programy i strategie rządowe, dotyczące przekształceń w obu tych sektorach, oraz ich realizację. Tekst uwypukla ogromną niestabilność oraz częstą chaotyczność prowadzonej polityki, a także jej dużą wrażliwość na zmiany zachodzące tak na krajowej scenie politycznej, jak i w otoczeniu gospodarczym. Pomimo przyjęcia przez kolejne rządy wielu dokumentów definiujących politykę wobec obu sektorów, pewne kluczowe kwestie, jak np. docelowy model udziału państwa w działających w tych branżach podmiotach, nie został w praktyce ostatecznie rozstrzygnięty.

SŁOWA KLUCZOWE: polityka energetyczna, gaz ziemny, ropa naftowa, bezpieczeństwo energetyczne, dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego

Wprowadzenie

Zmiany, jakie zachodziły w Polsce w sektorach nafty i gazu (tzw. sektorze paliwowym) w ciągu minionych dwudziestu lat, były w ogromnym stopniu efektem polityki państwa, które – poza pełnieniem funkcji regulacyjnej – pozostawało właścicielem lub współwłaścicielem praktycznie wszystkich najważniejszych podmiotów działających w tej branży.

* Dr – Instytut Studiów Politycznych, Warszawa; e-mail: paszewski@isppan.home.pl

Niestety, pomimo trzymania w rękę wszystkich niezbędnych instrumentów, państwo polskie okresu transformacji nie było w stanie wypracować i konsekwentnie realizować długofalowej strategii dla tych sektorów, która skutecznie wspierałaby rozwój tworzących go krajowych przedsiębiorstw, dbając jednocześnie o interesy konsumentów i innych działów gospodarki, a także zapewniała bezpieczeństwo energetyczne oraz spełnianie coraz ostrzejszych wymogów środowiskowych. Pomimo przyjęcia wielu rządowych programów i planów, niektóre kluczowe kwestie, jak na przykład docelowy model udziału państwa w podmiotach obu sektorów, pozostają w praktyce do dziś nierozstrzygnięte.

W przypadku sektora naftowego polityka wobec niego była niemal nieustannie redefiniowana w kolejnych dokumentach rządowych, które albo wyznaczały zasadniczo nową strategię, albo jedynie modyfikowały dotychczasową, przyjętą nierzadko przez tę samą ekipę. Ogółem w ciągu rozpatrywanego okresu kolejne rządy zatwierdziły łącznie kilkanaście tego rodzaju dokumentów bądź ich aktualizacji, co świadczy, jak często zmieniały się wizje przekształceń tej branży. Tak liczne zmiany koncepcji nie byłyby oczywiście możliwe gdyby nie to, że przewidziane w rządowych programach działania albo nie były realizowane, jak w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych, albo były realizowane z opóźnieniem lub z licznymi zmianami, jak choćby w drugiej połowie tejże dekady. Jedną z konsekwencji nieustannych zmian koncepcji organizacji sektora było opóźnienie procesów inwestycyjnych i prywatyzacyjnych, które rozpoczęły się na dobrą sprawę – nie licząc obszaru detalicznej sprzedaży paliw – dopiero na przełomie wieków i to też początkowo w ograniczonym zakresie.

Podobnie było w gazownictwie, gdzie najważniejsze zmiany zachodziły w ramach jednego, posiadającego w tym sektorze niemal pełny monopol, przedsiębiorstwa – Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Plany restrukturyzacji PGNiG zmieniały się wielokrotnie, przez co proces przekształceń tej firmy, zainicjowany na początku lat dziewięćdziesiątych, zakończył się – przynajmniej w zakresie prawno-organizacyjnym wynikającym z dostosowań do prawa UE – w połowie 2007 r. Nie zmieniła się jednak pozycja tego podmiotu, który – już jako grupa kapitałowa – kontroluje rynek wydobycia, hurtowy i detaliczny gazu w Polsce w niemal takim samym stopniu jak dwadzieścia lat temu. Osobną sprawą były wysiłki na rzecz dywersyfikacji importu gazu ziemnego, które dopiero w nadchodzących kilku latach mogą się wreszcie zakończyć pewnym sukcesem. Niestety, dopiero ostatnio zaczęto poważniej myśleć o intensyfikacji nakładów i działań w zakresie rozpoznania, dokumentowania i wydobycia węglowodorów na terenie kraju i za granicą (Janusz 2010).

W polityce państwa wobec obu sektorów można wyróżnić trzy okresy. W trakcie pierwszego zostały wykonane analizy oraz przyjęte przez władze pewne kierunkowe rozwiązania, które jednak nie były wcielane w życie. W znacznej mierze wynikało to z dużej niestabilności politycznej Polski w tym czasie, choć ważne były też turbulencje w gospodarce polskiej i światowej. W przypadku sektora naftowego pierwszy okres trwał do 1995 r., w sektorze gazu o rok dłużej. Drugi okres, trwający do początku 2007 r., stał pod znakiem restrukturyzacji i prywatyzacji, przy czym oba te procesy, realizowane w sposób chaotyczny i niepełny, miały zdecydowanie większy zakres w sektorze naftowym. W tym czasie jednak dokonał się zasadniczy podział aktywów pomiędzy poszczególne podmioty, który, z nie-

wielkimi zmianami, pozostaje aktualny aż do dziś. Trzeci okres, rozpoczęty w 2007 r., charakteryzował się, przynajmniej w świetle rządowych strategii, koncentracją polityki państwa przede wszystkim na bezpieczeństwie energetycznym, zwłaszcza w zakresie dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw węglowodorów oraz na kontynuacji rozpoczętych w poprzednich latach działań na rzecz wprowadzenia na rynku paliw płynnych i gazu mechanizmów konkurencji.

W niniejszej pracy, ze względu na i tak szeroki zakres omawianej tematyki, pominięto niewątpliwie bardzo istotny problem ogólnych celów i założeń polityki paliwowo-energetycznej państwa, pożądanego udziału paliw węglowodorowych w bilansie energetycznym kraju, w tym zwłaszcza kwestii relacji gaz ziemny-węgiel.

1. Okres I – pierwsze koncepcje

1.1. Sektor naftowy – pierwsze koncepcje reform

Na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku sektor naftowy, podobnie jak cała gospodarka, znalazł się w kryzysie. Przerób ropy naftowej spadł w 1991 r. o 23% w porównaniu z rokiem 1989. Trudna sytuacja nie wynikała jednak jedynie z panującej w kraju recesji czy dużej podaży produktów z importu, ale również z problemów tkwiących w samym sektorze. Miał on m.in. wadliwą strukturę, w szczególności brakowało powiązań pomiędzy rafineriami, bazami magazynowymi i siecią dystrybucji, same rafinerie zaś były przestarzałe. Bez zasadniczej modernizacji, której koszty szacowano na 3 do 5 mld dolarów, nie byłyby one w stanie oferować produktów spełniających wysokie ekologiczne i jakościowe standardy, a przez to konkurować na coraz szerzej otwierającym się dla zagranicznych podmiotów rynku. Sektor naftowy wymagał głębokich i całościowych reform, bez których nie mógłby efektywnie funkcjonować w nowych warunkach. W tym czasie znajdował się on niemal w całości w rękach państwa i obejmował następujące podmioty:

- ✧ siedem przedsiębiorstw rafineryjno-petrochemicznych. Najważniejsze z nich to Mazowieckie Zakłady Rafineryjne i Petrochemiczne w Płocku o możliwości przerobu około 12,5 mln ton ropy rocznie oraz Rafineria Gdańska, posiadająca zdolność przerobową na poziomie około 2,5 mln. ton rocznie. W 1991 r. Rafineria Gdańska została przekształcona w Jednoosobową Spółkę SP. Pozostałe zakłady, nazywane często mianem rafinerii południowych, to Śląskie Zakłady Rafineryjne w Czechowicach, Rafineria Trzebinia w Trzebini, Rafineria Nafty Jedlicze w Jedliczu, Rafineria Glimar w Gorlicach i Podkarpackie Zakłady Rafineryjne w Jaśle. Łączna zdolność przerobowa rafinerii południowych wynosiła 1,4 mln ton,
- ✧ Państwowe Przedsiębiorstwo Użyteczności Publicznej CPN – działające głównie w obszarze dystrybucji paliw. CPN była przedsiębiorstwem wielozakładowym, w jego skład wchodziły zakłady na pełnym wewnętrznym rozrachunku – Dyrekcja Eks-

ploatacji Cystern (DEC) i Budonaft (Dyrekcja Budowlano-Montażowa). Ponadto obejmowała m.in. około 1350 stacji benzynowych, magazyny ropy i paliw, bazy przeładunkowe.

- ❖ Centrala Importowo-Eksportowa Chemikalii Ciech, będąca na początku lat dziewięćdziesiątych głównym importerem ropy naftowej,
- ❖ Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych PERN w Płocku. Do PERN należał polski odcinek ropociągu Przyjaźń (Odcinek Wschodni z Adamowa do Płocka oraz Odcinek Zachodni z Płocka do Schwedt) oraz ropociąg z Płocka do Gdańska. Posiadał też rurociągi produktowe: odcinek Płock–Nowa Wieś Wielka–Rejowiec, odcinek Płock–Mościska–Emilianów oraz odcinek Płock–Koluszki–Baranów.
- ❖ Naftoport Sp. z o. o., której głównymi udziałowcami były rafineria gdańska i płocka, PERN i CPN.
- ❖ PGNiG i Petrobaltic (utworzony w listopadzie 1990 r.) – przedsiębiorstwa zajmujące się poszukiwaniem i wydobywaniem gazu i ropy naftowej. Ich produkcja zaspokajała 1–2% krajowego zapotrzebowania na ropę.
- ❖ Od końca 1990 r. na rynku paliw działalność zaczęły rozwijać prywatne przedsiębiorstwa hurtowe oraz prywatne stacje benzynowe, których w I połowie 1992 r. funkcjonowało już około 2500.

Pierwszym po zmianie ustrojowej rządowym planem reformy branży paliw płynnych był *Program Przekształceń Sektora Naftowego*, przyjęty przez Radę Ministrów 8 września 1992 r. Program ten, opracowany na podstawie analizy firmy Maison Lazard et Compagnie wykonanej na zlecenie Ministra Przekształceń Własnościowych, zakładał pionową integrację sektora poprzez utworzenie Polskiej Kompanii Naftowej (PKN) oraz prywatyzację większości działających na nim podmiotów, jednak z zachowaniem kontroli państwa – głównie poprzez zachowanie pakietu większościowego – nad kluczowymi elementami infrastruktury.

Program przewidywał w szczególności m.in.:

- ❖ komercjalizację większości podmiotów sektora, w tym rafinerii w Płocku, Czechowicach, Jaśle, Gorlicach, Jedlicach i Trzebini. Rafineria Gdańska miała być prywatyzowana osobno,
- ❖ wydzielenie z CPN do 60% sieci detalicznej i jej powiązanie z rafineriami,
- ❖ wydzielenie z CPN Przedsiębiorstwa Hurtowej Dystrybucji Paliw (PHDP) Sp. z o.o., obejmującego bazy magazynowe oraz środki transportu drogowego,
- ❖ przekształcenie CPN w jednoosobową spółkę skarbu państwa pod nazwą Polska Kompania Naftowa S.A., która objęłaby 40% stacji benzynowych, PHDP Sp. z o.o., udziały w rafineriach na poziomie 25–45%, 10–15% udziałów w Ciech Sp. z o.o.; Skarb Państwa docelowo zachowałby 51% akcji PKN S.A.,
- ❖ sprzedaż inwestorom do 55–75% udziałów w rafineriach, do 49% w PKN, do 49% w DEC,
- ❖ utworzenie spółki NAFTOHURT Sp. z o. o., na bazie aktywów PERN i dużych baz magazynowych należących do CPN,
- ❖ PERN miało pozostać przedsiębiorstwem państwowym, działającym na zasadzie TPA (*third party access* – dostępu stron trzecich),

- ✧ Rada Ministrów zobowiązała też Ministra Przemysłu i Handlu do opracowania szczegółowych zasad funkcjonowania systemu rezerw strategicznych paliw i ropy naftowej, który zacząłby obowiązywać od 1 stycznia 1993 r.

Przyjęty przez Radę Ministrów program miał charakter kierunkowy i nie zakończył prac nad reformą tej branży, które prowadzone były nadal w ramach międzyresortowego zespołu ds. restrukturyzacji i prywatyzacji sektora naftowego, kierowanego przez dr. Andrzeja Olechowskiego. Najważniejsze założenia opracowanego przez ten zespół programu przewidywały:

- ✧ komercjalizację większości podmiotów sektora,
- ✧ utworzenie Polskiej Kompanii Naftowej S.A., obejmującej 50% udziałów w NAFTOHURT S.A. i rafineriach w Płocku i Gdańsku, 100% udziałów w CPN oraz nieokreśloną część udziałów w Ciech,
- ✧ utworzenie spółki NAFTOHURT S.A. na bazie aktywów DEC, PHDP i PERN, która skupiałaby praktycznie całość logistyki kolejowej, magazynowej i rurociągowej w sektorze. Przedsiębiorstwo to, na mocy statutu działające na rachunek zleceniodawcy a nie własny, zapewniałoby realizację zasady TPA,
- ✧ utrzymanie kontroli państwa nad ważnymi spółkami sektora bardziej poprzez instrumenty prawne (np. złota akcja) niż pakiet kontrolny,
- ✧ Prywatyzację, obejmującą sprzedaż inwestorom:
 - ✧ 100% udziałów w PKN, przy czym mogliby je nabywać jedynie obywatele polscy,
 - ✧ do 50% udziałów w rafineriach w Płocku i Gdańsku oraz w NAFTOHURT S.A.

Oba powyższe programy nie zostały zrealizowane. Powodem było między innymi negatywne nastawienie kierownictwa rafinerii i związków zawodowych do prywatyzacji, ograniczone zainteresowanie ze strony inwestorów zagranicznych przy braku poważniejszego kapitału krajowego, a w końcu inne podejście do sektora naftowego nowego rządu, który objął władzę jesienią 1993 r.

1.2. Sytuacja w sektorze gazu ziemnego

Na początku transformacji ustrojowej sektor gazu ziemnego w Polsce był całkowicie zdominowany przez państwowe przedsiębiorstwo użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, które w 1992 r. zatrudniało przeszło 42 tysiące ludzi. W jego strukturze znajdowały się wszystkie krajowe jednostki zajmujące się gazem, od poszukiwań i wydobycia aż po sprzedaż i dystrybucję do końcowych odbiorców, a także zakłady remontowe, montażowe i budowlane. Kryzys gospodarczy z przełomu lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych spowodował bardzo duży, blisko 50% spadek zużycia gazu ziemnego w przemyśle. Jednocześnie, po przejściu w połowie 1991 r. w handlu z ZSRR, a następnie Rosją, na rozliczenia dewizowe, nastąpił ponad czterokrotny wzrost cen importowanego od tego dostawcy gazu, który wówczas zaspakajał około 65% krajowego spożycia tego surowca (Cylwik 1999). Podwyżka ta miała bardzo negatywny wpływ na sytuację finansową PGNiG, które musiało przez parę lat sprzedawać gaz krajowym podmiotom po cenach niższych od kosztów zakupu.

Podobnie jak to było w przypadku sektora naftowego, nowe demokratyczne władze podjęły na początku lat dziewięćdziesiątych prace analityczne dotyczące przyszłości gazownictwa w Polsce, w kontekście nie tylko prognozowanych potrzeb gospodarki oraz zmian ustrojowych, ale także uwarunkowań międzynarodowych. Zwiększenie krajowego wydobycia oraz zróżnicowanie kierunków importu zostało w 1990 r. uznane przez Sejm za priorytety polityki energetycznej państwa (Uchwała Sejmu... 1990). W grudniu 1992 r. Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów zaakceptował przygotowany przez PGNiG *Program zaopatrzenia Polski w gaz ziemny do 2010 roku*. Dokument ten przewidywał:

- ✧ zwiększanie zużycia gazu ziemnego w kraju do 2010 r.,
- ✧ zróżnicowanie kierunków importu gazu, w tym pozyskania gazu ze złóż na Morzu Północnym i jego transport wybudowanym w tym celu gazociągiem (Polpipe) przez Danię i Bałtyk do Polski,
- ✧ zawarcie długoletniego kontraktu na dostawy gazu z Rosji dostarczanego istniejącymi połączeniami,
- ✧ pozyskanie gazu z planowanego gazociągu biegnącego z Rosji przez Polskę na Zachód,
- ✧ rozbudowę zdolności magazynowych,
- ✧ zwiększenie pozyskiwania gazu z odmetanowania złóż węgla kamiennego.

Ujęte w powyższym programie postanowienia stały się podstawą do zawarcia w 1993 r. umów z Rosją dotyczących budowy przez Polskę gazociągu tranzytowego do Europy Zachodniej oraz wieloletnich dostaw gazu do Polski. Natomiast rozpoczęte z norweskimi firmami i innymi partnerami rozmowy na temat dostaw gazu do Polski nie przyniosły efektów. Nie spełniły się też nadzieje związane z pozyskiwaniem poważniejszych ilości gazu ze złóż węgla (Rychlicki, Siemek 2008). Nie doszło również do większej rozbudowy podziemnych magazynów gazu, których łączna pojemność czynna wzrosła do około 1,1 mld m³ w 2000 r. oraz 1,6 mld m³ obecnie. W 1992 r. umożliwiono prowadzenie badań poszukiwawczych przez inne niż PGNiG firmy, jednak otwarcie tego segmentu rynku nie wywarło istotniejszego wpływu na krajowy sektor gazowy, tym bardziej, że w polityce państwa brakowało kompleksowych rozwiązań służących rozwojowi segmentu *upstreamu* w kraju.

Nie powiodła się również pierwsza próba restrukturyzacji PGNiG. W marcu 1993 r. Urząd Antymonopolowy (UA) podjął decyzję w sprawie podziału tej firmy. W pierwszym etapie, do 30 kwietnia 1994 r., miały zostać wyodrębnione zakłady remontowe, budowlano-montażowe i projektowe, w drugim, do 30 kwietnia 1995 r., zakłady zajmujące się poszukiwaniem złóż. Głównymi celami decyzji UA były przede wszystkim oddzielenie przesyłu i dystrybucji gazu od innych rodzajów działalności, wyeliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przygotowanie do prywatyzacji. Decyzja ta nie została jednak zrealizowana, głównie ze względu na opór załogi. Sprzeciw pracowników wynikał z faktu, że w tym czasie planowano wprowadzenie przepisów dotyczących komercjalizacji przedsiębiorstw państwowych, które przewidywały przyznanie pracownikom darmowych akcji.

Pewne pozytywne zmiany w PGNiG zaszły natomiast w dziedzinie poszukiwań ropy i gazu. Dzięki zastosowaniu nowych metod poszukiwawczych możliwe było m.in. odkrycie największego po wojnie złoża ropy i gazu Barnówko-Mostno-Buszewo. Należące do PGNiG zakłady rozpoczęły też świadczenie usług poszukiwawczych za granicą i działalność ta prowadzona jest z różnym powodzeniem do tej pory.

2. Okres II: restrukturyzacja i prywatyzacja

2.1. Program restrukturyzacji i prywatyzacji sektora naftowego

Program restrukturyzacji i prywatyzacji sektora naftowego, przyjęty przez Radę Ministrów 15 lipca 1995 r., był pierwszą strategią polityki wobec tej branży, której realizacja została faktycznie podjęta przez państwową administrację. Formalnie obowiązywał siedem lat, jednak był w tym czasie aż ośmiokrotnie nowelizowany, tak że pod koniec tego okresu jego kształt w niewielkim stopniu przypominał wersję początkową.

Najważniejszymi celami, jakie program wyznaczał, były:

- ❖ zachowanie konkurencyjności przedsiębiorstw sektora poprzez zapewnienie środków na ich modernizację przy jednoczesnym przedłużeniu ochrony rynku paliw,
- ❖ zapewnienie kontroli państwa nad kluczowymi elementami sektora, za pomocą instrumentów właścicielskich i prawnych oraz zagwarantowanie jego „strategicznego interesów”, w tym bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw.

Restrukturyzacja i modernizacja sektora naftowego miała zachodzić w warunkach jego ochrony przed konkurencją zagraniczną. W tym celu za konieczne uznano przedłużenie, na podstawie art. 28 Układu Europejskiego (klauzuli restrukturyzacyjnej), ochrony celnej krajowego rynku paliw. Zgodnie z przyjętym harmonogramem, cło na benzyny miało być stopniowo obniżane z 15% w 1996 i 1997 r. do 0% w 2000 r., zaś cło na olej napędowy miało spaść w tym samym czasie z 25% do 0%. Jednocześnie za niezbędne uznano przedłużenie o rok obowiązywania kontyngentów importowych.

Przewidziane w programie źródła inwestycji w polski sektor naftowy obejmowały: środki własne (zysk, amortyzacja, powstrzymanie się przez SP od pobierania dywidendy) – od 2,5 do 3,8 mld PLN, kredyty banków krajowych i zagranicznych oraz prywatyzację i inwestycje inwestorów zagranicznych – od 3,7 do 5 mld PLN. Prywatyzacja miała objąć w pierwszej kolejności rafinerie, gdyż z jednej strony potrzebowały one bardzo dużych środków na inwestycje, z drugiej ich atrakcyjność dla inwestorów zagranicznych z biegiem czasu malała, m.in. ze względu na fakt, że w krajach ościennych zachodnie koncerny przejmowały i modernizowały tamtejsze rafinerie. Inwestorzy strategiczni mogliby objąć mniejszościowy pakiet akcji (20–30%).

Kluczowym elementem programu było powołanie Polskiego Koncernu Naftowego S.A. (dalej PKN), który miał objąć udziały we wszystkich ważniejszych podmiotach spółkach sektora: 100% w PERN S.A. (dalej PERN), DEC S.A. (dalej DEC) i Naftobazy S.A. (dalej Naftobazy), 70–80% w Rafinerii Gdańskiej S.A. (dalej Rafinerii Gdańskiej), Petrochemii Płock S.A. (dalej Petrochemii Płock) i rafineriach południowych oraz 34% w CPN. Koncern ten miał stać się instrumentem państwa, swoistym ogniwem pośrednim, mającym realizować politykę władz państwowych wobec sektora i poszczególnych spółek. Wpływy z prywatyzacji miały pozostać w PKN i zostać wykorzystane na restrukturyzację wchodzących w jego skład podmiotów. Obniżenie udziału PKN w podmiotach sektora wymagało zgody Rady Ministrów.

Ponadto program przewidywał m.in.:

- ✧ komercjalizację CPN, PERN, rafinerii południowych,
- ✧ utworzenie holdingu Rafinerie Południowe,
- ✧ objęcie przez rafinerie do 66% akcji CPN w proporcjach odpowiadających ich udziałowi w krajowym przerobie ropy naftowej,
- ✧ wydzielenie ze struktur CPN baz magazynowych o pojemności powyżej 50 000 m³, baz na końcówkach rurociągów, głównych granicznych baz przeładunkowych i transportu kolejowego – utworzenie na bazie tych aktywów spółki akcyjnej Naftobazy,
- ✧ wydzielenie z CPN Dyrekcji Eksploatacji Cystern S.A., która – do czasu utraty pozycji monopolisty – nie byłaby prywatyzowana,
- ✧ utrzymanie pełnej kontroli państwa nad PERN oraz Naftobaz,
- ✧ „utrzymanie kontroli nad strukturą przeładunkową na punktach granicznych przesyłu ropy naftowej drogą morską poprzez utrzymanie udziałów podmiotów sektora w Naftoporcie...”,
- ✧ wprowadzenie nowych zasad gromadzenia i finansowania rezerw paliw ciekłych, podobnych do obowiązujących w krajach Unii Europejskiej.

Wiele przewidzianych w programie działań miało nastąpić już w ciągu zaledwie kilku miesięcy od jego ogłoszenia. Zgodnie z przyjętym harmonogramem, komercjalizacja PPUP CPN miała nastąpić do 30 września 1995 r., komercjalizacja PERN i rafinerii południowych oraz utworzenie PKN i objęcie przez nią akcji podmiotów sektora do 30 października, zaś wydzielenie DEC i Naftobaz oraz przekształcenie ich w spółki prawa handlowego do 30 listopada 1995 r. Terminy te w większości przypadków, najczęściej z przyczyn prawnych lub organizacyjnych, okazały się nierealne i nie zostały dotrzymane. Przykładowo, przekształcenie PERN w spółkę akcyjną nastąpiło, ze względu na pominięte przez autorów Programu zapisy ustawy o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych, dopiero w grudniu 1998 r. – przeszło trzy lata później niż planowano. Dużo większe znaczenie miały jednak liczne zmiany, jakie w trakcie wielokrotnych aktualizacji tego dokumentu zostały w nim dokonane.

2.2. Aktualizacje Programu w latach 1996–2001

Pierwsza aktualizacja *Programu restrukturyzacji i prywatyzacji sektora naftowego* nastąpiła już w styczniu 1996 r. Poza konieczną zmianą harmonogramu działań, ustalała ona zaangażowanie mającej powstać spółki Nafta Polska S.A. (poprzednio Polski Koncern Naftowy) w rafineriach na poziomie 75% akcji, a także przewidywała objęcie przez nią 51% akcji Ciech.

Znacznie poważniejsze zmiany wprowadziła kolejna ekipa rządowa w maju 1998 r. Ze względu na trudną sytuację finansów publicznych rząd uznał, że pieniądze z prywatyzacji spółek powinny być niezwłocznie przekazywane przez Naftę Polską S.A. do budżetu państwa. Zrezygnowano tym samym z przeznaczania wpływów z prywatyzacji na inwestycje w sektorze. Podjęto też strategiczną decyzję, że dwie największe krajowe rafinerie, po wzmocnieniu dodatkowymi aktywami, będą konkurować między sobą jako dwa niezależne

podmioty. Postanowiono, że Petrochemia Płock po przejęciu CPN zostanie przekształcona w Polski Koncern Naftowy, zaś Rafineria Gdańska miała zakupić do 200 stacji paliw należących do CPN; przewidywano też możliwość jej dokapitalizowania akcjami lub udziałami innego podmiotu (np. DEC). Jako pierwsza miała szybko zostać sprywatyzowana Rafineria Gdańska, a po niej PKN oraz Nafta Polska.

O ile jednak postanowienia dotyczące utworzenia PKN zostały, choć z opóźnieniem, zrealizowane, to w przypadku Rafinerii Gdańskiej ostatecznie nie doszło ani do nabycia przez nią stacji paliw oraz dokapitalizowania znajdującymi się w posiadaniu Nafty Polskiej udziałami lub akcjami innych spółek sektora, ani do jej prywatyzacji. Inne istotniejsze wprowadzone wówczas zmiany to rezygnacja z utworzenia holdingu Rafinerie Południowe oraz wyłączenie Ciech z programu restrukturyzacji i prywatyzacji sektora.

Kolejne aktualizacje w latach 1999–2001 dotyczyły w dużej mierze terminów i warunków prywatyzacji Rafinerii Gdańskiej i PKN, które jedynie w odniesieniu do tej ostatniej spółki – i to też jedynie częściowo – zostały zrealizowane. Zasadnicza zmiana dotychczasowej polityki państwa miała natomiast nastąpić wobec transportu oraz infrastruktury paliwowej. Wprowadzone przez rząd nowelizacje programu zobowiązywały Naftę Polską do prywatyzacji DEC oraz dopuszczały sprzedaż inwestorowi strategicznemu do 65% Naftobaz i prywatyzację PERN. Ostatecznie doszło jedynie do sprzedaży inwestorowi zagranicznemu 100% udziałów w DEC w marcu 2001 r. Na krótko przed podpisaniem tej umowy Ministerstwu Obrony Narodowej, które wcześniej nie było informowane o planach sprzedaży tej spółki, udało się zabezpieczyć interesy państwa z zakresu obronności. Pozostała część infrastruktury pozostała w rękach Skarbu Państwa. Ostatnia, ósma już aktualizacja Programu z lipca 2001 r. umożliwiła pozyskanie dla PKN ORLEN (nazwę ORLEN wprowadzono w 2000 r.) inwestora branżowego.

Ogólnie rzecz biorąc trwająca siedem lat realizacja rządowego „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji sektora naftowego” nie przyniosła spodziewanych rezultatów w żadnym z istotnych obszarów. Co najwyżej w bardzo niewielkim stopniu przyczyniła się ona do zachowania „ekonomicznej i organizacyjnej konkurencyjności” podmiotów sektora, co było jego jednym z podstawowych celów, ze względu choćby na znikomy zakres prywatyzacji, a tym samym brak dopływu poważniejszych środków finansowych oraz *know-how* z zewnątrz. Poza wspomnianą wyżej prywatyzacją DEC doszło jedynie do sprzedaży I (listopad 1999) i II (czerwiec–lipiec 2000) transzy akcji PKN w ofercie publicznej. Nie udało się doprowadzić do – planowanej jako pierwszej – prywatyzacji Rafinerii Gdańskiej, głównie ze względu na nikłe zainteresowanie ze strony inwestorów zagranicznych. Polska jako ostatnia w regionie przystąpiła do prywatyzacji swoich rafinerii, co – w warunkach wygaśnięcia ochrony celnej polskiego rynku, światowego spowolnienia gospodarczego oraz znacznych nadwyżek mocy przerobowych rafinerii znajdujących się w krajach sąsiednich – poważnie utrudniało znalezienie, jeśli nie liczyć firm rosyjskich, inwestora strategicznego.

Jako niekonsekwentną i nieskuteczną trzeba też określić politykę władz państwa wobec rafinerii południowych, co negatywnie odbiło się na ich ekonomicznej kondycji. Zwłaszcza dotyczy to rafinerii w Jaśle, Czechowicach i Gorlicach. Dwie pozostałe rafinerie – Trzebinia i Jedlicze – od 1999 r. wchodzi w skład grupy kapitałowej PKN. Przez ponad dziesięć lat transformacji nie udało się ostatecznie rozstrzygnąć struktury organizacyjnej i własności

ciowej infrastrukturalnej bazy sektora, nie zdołano rozwiązać też problemu zapasów ropy i paliw. Poza zainteresowaniem politycznych decydentów pozostawały inne ważne kwestie, takie jak np. odpowiednie uregulowanie kwestii własności i gospodarowania złożami kopalin, w tym ropy i gazu.

2.3. Strategia dla przemysłu naftowego

Przyjęcie we wrześniu 2002 r. nowej strategii wobec sektora nie przyczyniło się niestety do większej skuteczności i spójności polityki państwa. Dokument ten wymieniał aż 9 strategicznych celów, w tym rozwój i konkurencyjność podmiotów sektora, bezpieczeństwo energetyczne, ochronę konsumentów, wzrost dochodów budżetowych, poprawę na rynku pracy, jednak nie precyzował pewnych kluczowych kwestii. W szczególności zapisy strategii przewidywały m.in.:

- ✧ kontynuację procesów restrukturyzacji i prywatyzacji podmiotów sektora za pośrednictwem spółki Nafta Polska, która miała też realizować, na mocy odpowiednich pełnomocnictw i zapisów w statucie, politykę właścicielską i gospodarczą rządu;
- ✧ możliwość utworzenia z udziałem PKN ORLEN S.A. dużego regionalnego koncernu, w którym polska spółka miałaby dominującą lub co najmniej równorzędną pozycję;
- ✧ możliwość połączenia Rafinerii Gdańskiej z PKN ORLEN S.A. w celu utworzenia dużego polskiego koncernu;
- ✧ program przewidywał zbycie przez Naftę Polską do 65% udziałów w kapitale Naftobaz silnemu zagranicznemu inwestorowi branżowemu, przy zachowaniu przez Naftę Polską pozostałych minimum 35% udziałów. Przewidywano też możliwość nabycia mniejszościowych udziałów przez podmioty sektora (PKN ORLEN, Rafineria Gdańska);
- ✧ minister właściwy dla skarbu państwa został zobowiązany do zwiększenia udziałów PERN w Naftoporcie Sp. z o.o. Analogiczne działania miała podjąć Nafta Polska;
- ✧ określenie, przez ministrów właściwych do spraw budownictwa, gospodarki przestrzennej, gospodarki morskiej, transportu oraz skarbu państwa, zakresu prac niezbędnych do przezwyciężenia barier infrastrukturalnych w sektorze naftowym;
- ✧ zgodnie z porozumieniem pomiędzy Ministrem Gospodarki a Naftą Polską z 1997 r., spółka ta miała przygotować projekt uregulowań, umożliwiających inwestycje w infrastrukturę magazynową, pozwalającą Polsce spełnić w uzgodnionym z UE terminie obowiązek zapewnienia 90-dniowego poziomu zapasów. System ten miał opierać się na zasadach rynkowych, podobnych do stosowanych w innych krajach Unii Europejskiej;
- ✧ rurociągi produktowe miały zostać przeniesione z PERN do Naftobaz. Połączenie rurociągów z siecią baz magazynowych miało pozwolić na zwiększenie efektywności dostaw paliw płynnych na rynek krajowy, obniżenie kosztów operacyjnych infrastruktury dystrybucyjnej oraz zwiększenie elastyczności systemu.

Strategia nie rozstrzygała zatem, jakie powinny być dalsze działania wobec dwóch głównych podmiotów sektora: PKN ORLEN i Rafinerii Gdańskiej, toteż w pierwszych dwóch latach jej realizacji ścierały się różne koncepcje prywatyzacji tych spółek. W przypadku PKN ORLEN początkowo kontynuowane były kroki zmierzające do utworzenia

z udziałem węgierskiego MOL silnego koncernu regionalnego, lecz w 2002 roku proces ten zawieszono, a w następnym został on definitywnie zakończony. Podejmowane były też kolejne próby przeprowadzenia prywatyzacji Rafinerii Gdańskiej z udziałem inwestora strategicznego – od maja do września 2002 r. prowadzone były rozmowy z konsorcjum Rotch Energy Ltd. i OAO Łukoil, zainteresowanym zakupem 75% akcji gdańskiej spółki. Przejęcie kontroli nad Rafinerią Gdańską przez Łukoil było jednak nie do zaakceptowania politycznie. Innego rodzaju zastrzeżenia, zgłoszone m.in. przez Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego, budziła próba zakupu Rafinerii Gdańskiej przez konsorcjum Rotch Energy Ltd. i PKN ORLEN (POPiHN 2003). Taka transakcja oznaczałaby powstanie na polskim rynku podmiotu posiadającego 90% monopol na hurtowym rynku paliw płynnych i 50% udział w rynku detalicznym. Koncepcja połączenia dwóch głównych polskich ośrodków rafineryjnych nie została przyjęta.

Ostatecznie Rafineria Gdańska stała się wiodącym podmiotem w utworzonej Grupie LOTOS, do której zostały włączone również, znajdujące się wówczas w bardzo trudnej sytuacji ekonomicznej, spółka poszukiwawczo-wydobywczą Petrobaltic oraz trzy rafinerie południowe – Jasło, Czechowice i Gorlice, przy czym ta ostatnia została w 2009 r. odsprzedana firmie Drogbud. W 2005 r. mniejszościowy pakiet akcji Grupy LOTOS został sprzedany w ofercie publicznej na Giełdzie Papierów Wartościowych. Niestety, wcześniejsze nieudane próby prywatyzacji Rafinerii Gdańskiej stały się kluczową przyczyną wstrzymania planowanego trzeciego etapu prywatyzacji PKN ORLEN, który ostatecznie nie doszedł do skutku.

Nie udało się też z różnych przyczyn wprowadzić w życie wielu przewidzianych w Strategii rozwiązań. W szczególności nie doszło m.in. do: przeniesienia rurociągów produkcyjnych z PERN do Naftobaz, prywatyzacji Naftobaz, dokonania identyfikacji barier utrudniających inwestycje w infrastrukturę paliwową oraz sposobów ich eliminacji, stworzenia i wdrożenia systemu rezerw ropy i paliw. Udało się natomiast zwiększyć udział PERN (należącego w 100% do państwa) w Naftoporcie z 18% do 66,6%.

Wszystkie te problemy i zaniechania były w dużym stopniu efektem braku spójnej, docelowej wizji sektora naftowego w Polsce, która – w optymalnym wariantcie – podzielona byłaby przez większość sił politycznych. Nieustające zmiany w rządowych programach świadczyły o wpływie doraźnych czynników na decyzje, które kształtowały organizację sektora naftowego. W styczniu 2005 r. Najwyższa Izba Kontroli bardzo krytycznie – i niestety trafnie – oceniała dotychczasową politykę państwa wobec sektora naftowego:

Mimo upływu 15 lat od podjęcia transformacji ustrojowej w Polsce, kolejni ministrowie właściwi do spraw Skarbu Państwa nie opracowali realistycznej koncepcji polskiego sektora naftowego, a szczególnie restrukturyzacji własnościowej podmiotów tego sektora. Kolejne rządowe programy restrukturyzacji sektora naftowego nie były przez Ministra Skarbu Państwa w pełni realizowane i do dnia dzisiejszego – pomimo obowiązywania od 24 września 2002 r. „Strategii dla przemysłu naftowego w Polsce” – wizja restrukturyzacji sektora nie została sprecyzowana (NIK 2005).

2.4. Restrukturyzacja PGNiG

Program restrukturyzacji organizacyjnej PPUP PGNiG został opracowany przez samą zainteresowaną firmę w 1995 r. i ostatecznie zatwierdzony przez Radę Ministrów 2 kwietnia 1996 r. Przewidywał on przekształcenie PGNiG w jednoosobową spółkę skarbu państwa oraz restrukturyzację tej firmy poprzez:

- ✧ wyodrębnienie i przekształcenie w spółki prawa handlowego zakładów zaplecza technicznego i serwisowego,
- ✧ utworzenie Polskiego Gazownictwa S.A. i Polskiego Górnictwa Naftowego S.A., stanowiących główne elementy powstałej Grupy Kapitałowej PGNiG,
- ✧ w dalszej perspektywie wyodrębnienie niezależnego przedsiębiorstwa przesyłu gazu gazociągami wysokich ciśnień (które nie podlegałyby prywatyzacji) oraz prywatyzacji spółek Polskie Gazownictwo oraz Polskie Górnictwo Naftowe.

Komercjalizacja PGNiG została dokonana pod koniec października 1996 roku, wyodrębniono i częściowo również sprywatyzowano zakłady zaplecza technicznego. Nie zrealizowano natomiast założeń programu dotyczących utworzenia spółek Polskiego Gazownictwa i Polskiego Górnictwa Naftowego (Kaliski i in. 2007). W latach 1999–2000 PGNiG przeprowadziło wewnętrzną restrukturyzację, tzw. „małą restrukturyzację”, której wynikiem było organizacyjno-podmiotowe wyodrębnienie trzech rodzajów działalności:

- ✧ poszukiwawczo-wydobywczej,
- ✧ przesyłowej i magazynowej,
- ✧ dystrybucyjnej.

Zmiana ta, wprowadzająca oddzielne rozliczanie w trzech obszarach działalności, dostosowała, przynajmniej w podstawowym zakresie, funkcjonowanie PGNiG do wymogów unijnej Dyrektywy Gazowej 98/30/WE. Ponadto w obszarze dystrybucji zlikwidowano ogniwo pośrednie, jakim były okręgi, pozostawiając 23 zakłady gazownicze.

W maju 2000 roku rząd przyjął aktualizację programu restrukturyzacji PGNiG z 1996 r. Zakładała ona rezygnację z tworzenia spółek: Polskie Górnictwo Naftowe i Polskie Gazownictwo. W PGNiG miały natomiast zostać wyodrębnione cztery spółki dystrybucyjne oraz jedna poszukiwawczo-produkcyjna. W przyjętych parę dni później *Założeniach prywatyzacji sektora gazowego w Polsce* przewidziano prywatyzację wyżej wymienionych spółek. Cztery spółki dystrybucyjne oraz spółka Górnictwo Naftowe zostały faktycznie zarejestrowane w grudniu 2000 r., ale nie mogły one rozpocząć normalnej działalności z uwagi na poważne trudności z przeniesieniem do nich aktywów (Kubacka 2001). Trwające półtora roku działania związane z realizacją nowego programu ostatecznie zostały wstrzymane po wyborach parlamentarnych w 2001 r., na wniosek nowego Ministra Skarbu Państwa Wiesława Kaczmarka. Powodem było przyjęcie innej koncepcji polityki wobec sektora gazowego.

Nowy rząd przyjął 13 sierpnia 2002 własny *Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.*, zakładający m.in.:

- ✧ zwiększenie liczby spółek dystrybucyjnych z 4 do 6. Ewentualna decyzja o ich prywatyzacji miała zostać podjęta w późniejszym terminie,
- ✧ publiczną emisję akcji na GPW lub/i zagranicznych rynkach kapitałowych,

- ✧ zachowanie w PGNiG co najmniej 51% udziałów przez SP,
- ✧ utworzenie do 1 stycznia 2004 spółki poszukiwawczo-wydobywczej na bazie jednostek wchodzących w skład Oddziału Górnictwa Naftowego,
- ✧ prywatyzację spółek zależnych, działających w obszarach poszukiwawczym oraz zaplecza technicznego.

Realizacja programu miała zapewnić opłacalność każdej ze sfer sektora naftowego, tj. poszukiwawczo-wydobywczej, przesyłowo-magazynowej i dystrybucyjno-handlowej, co pozwoliłoby m.in. na rozwój sektora, w tym gazyfikacji obszarów nieobjętych dotychczasową siecią gazowniczą, w warunkach międzynarodowej konkurencji po wprowadzeniu zasady TPA. Bardzo ważnym celem programu była też poprawa kondycji finansowej PGNiG poprzez sprzedaż części akcji. Jednak do czasu przyjęcia nowego programu restrukturyzacji tej firmy w 2004 r. z ważniejszych celów udało się zrealizować jedynie wyodrębnienie 6 spółek dystrybucyjnych (w 100% należących do PGNiG S.A.), które rozpoczęły działalność z dniem 1 stycznia 2003 r.

Konieczność wprowadzenia istotnych zmian legislacyjnych i prawno-organizacyjnych wymusiła decyzja Unii Europejskiej, która w 2003 przyjęła Dyrektywę Gazową 2003/55/EC, mającą na celu przyspieszenie liberalizacji sektora gazowego. Zgodnie z nią kraje członkowskie zostały zobligowane w terminie do 1 lipca 2004 r. do:

- ✧ wydzielenia operatorów systemów przesyłowych (OSP) jako podmiotów niezależnych w formie prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji od innych działalności gazowniczych,
- ✧ wyznaczenia operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i zapewnienia im niezależności pod względem organizacyjnym i decyzyjnym,
- ✧ zapewnienia wszystkim odbiorcom niebędącym gospodarstwami domowymi prawa do korzystania z usług przesyłowych w oparciu o zasadę TPA.

Ponadto, zgodnie z postanowieniami dyrektywy, do 1 lipca 2007 prawo do wyboru dostawcy gazu w oparciu o zasadę TPA miały uzyskać gospodarstwa domowe, zaś operatorzy systemów dystrybucyjnych mieli zostać prawnie oddzieleni od innych rodzajów działalności.

W Polsce, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003, więksi odbiorcy gazu stali się uprawnieni do korzystania z TPA od 1 stycznia 2004 r., a wszyscy pozostali od 1 stycznia 2006. Dostosowanie do wymogów Dyrektywy 2003/55/EC było też jednym z głównych celów przyjętego przez Radę Ministrów 27 kwietnia 2004 r. *Programu wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu ziemnego*. Przewidywał on wyodrębnienie w drugim kwartale 2004 r. z PGNiG operatora systemu przesyłowego, wraz z majątkiem sieciowym i szczytowymi magazynami gazu. W drugim kwartale 2005 r. miało nastąpić wydzielenie niezależnych pod względem prawnym operatorów systemu dystrybucyjnego, wraz z majątkiem sieciowym.

Według postanowień programu, jedynie ceny usług sieciowych (przesyłu, dystrybucji i magazynowania) miały pozostać – ze względu na istnienie naturalnego monopolu – regulowane, natomiast sam handel gazem miał być uwolniony. Przewidywał on też stopniową eliminację barier, ograniczających możliwość stosowania zasady TPA na rynku gazu, które w szczególności wynikały z: monopolistycznej struktury rynku; istnienia długoterminowych

kontraktów z zasadami *take or pay* i zakazem reeksportu; braku odpowiedniego opomiarowania sieci gazowych; zbyt małej liczby połączeń międzysystemowych; braku systemów informatycznych obsługujących przesył gazu; subsydiowania skrośnego.

Przyjęty przez Radę Ministrów 5 października 2004 nowy program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG przewidywał przede wszystkim kontynuację, wynikających z dyrektywy 2003/55/EC, wyżej wspomnianych zmian dotyczących wyodrębnienia OSP i OSD. Funkcjonalne i organizacyjne wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych wewnątrz PGNiG nastąpiło wprawdzie z dniem 1 lipca 2004 r., jednak ich przekształcenie w osobne spółki prawa handlowego nastąpiło w połowie 2007 r., czyli zgodnie z terminem wyznaczonym w dyrektywie 2003/55/EC. W dniu 16 kwietnia 2004 r. została wyodrębniona jako operator systemów przesyłowych – spółka PGNiG Przesył Sp. z o.o. W maju 2005 r. jej 100% udziałów zostało przekazanych przez PGNiG Skarbowi Państwa. We wrześniu 2006 roku spółka została przekształcona w spółkę akcyjną – Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. Przekazywanie majątku przesyłowego z PGNiG do nowo utworzonego podmiotu przebiegało jednak stopniowo, ze względu na wiążące PGNiG umowy kredytowe i dotyczące emisji euroobligacji. W latach 2005–2006 Skarb Państwa przekazał OGP Gaz System S.A. aktywa przesyłowe o wartości 1,18 mld PLN, przekazane wcześniej do SP przez PGNiG w charakterze dywidendy niepieniężnej. Jednak zasadnicza część sieci przesyłowej została udostępniona przez PGNiG w drodze zawartej na 17 lat umowy dzierżawy.

W porównaniu z poprzednią wersją programu istotną zmianą była czasowa rezygnacja z wydzielenia spółki poszukiwawczo-wydobywczej. Uznano, że posiadanie przez PGNiG dostępu do relatywnie taniego gazu krajowego było konieczne tak z punktu widzenia konkurencyjności tej firmy jak i wartości spółki w kontekście planowanej prywatyzacji. Wydzielenie działalności poszukiwawczo-wydobywczej przewidywano wprawdzie do końca 2006 roku, ale jedynie w wypadku pozytywnych wyników analiz ekonomiczno-finansowych takiej operacji.

Prywatyzacja PGNiG S.A. miała nastąpić poprzez publiczną ofertę akcji na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych i/lub innym rynku kapitałowym w celu powiększenia kapitału zakładowego spółki, nie wykluczano jednak sprzedaży mniejszościowego pakietu akcji inwestorowi branżowemu lub finansowemu. Skarb Państwa miał zachować co najmniej 51% udziałów w spółce.

Po ponad dziesięciu latach starań udało się zrestrukturyzować – choć w wymiarze głównie prawno-organizacyjnym – dominujące na rynku gazu przedsiębiorstwo PGNiG oraz wyodrębnić operatora systemu przesyłowego tak, że Polska spełniła wymogi wynikające z Dyrektywy 2003/55/EC. Upublicznienie niewielkiego pakietu akcji na warszawskiej GPW istotnie poprawiło kondycję finansową PGNiG; Skarb Państwa pozostał jednak nadal dominującym udziałowcem w tej spółce. Nie przyniosły też większych efektów działania zmierzające do faktycznego uruchomienia mechanizmów konkurencyjnych na rynku gazu. W 2004 r. według raportu Urzędu Regulacji Energetyki na ponad 57 tysięcy uprawnionych podmiotów tylko jeden wystąpił do PGNiG o udostępnienie sieci, które zresztą – na mocy ustawy Prawo Energetyczne – odmówiło udzielenia zgody (URE 2005).

2.5. Dywersyfikacja dostaw gazu

Dywersyfikacja źródeł i kierunku dostaw gazu już na samym początku lat 90. stała się oficjalnie celem polityki państwa, jednak pierwsze prowadzone dość chaotycznie próby pozyskania tego surowca z Norwegii, Wielkiej Brytanii, czy Algierii nie przyniosły efektów (Czarnecki 2005). Najbardziej realną opcją było pozyskanie gazu z szelfu norweskiego, jednak we wrześniu 2004 r. negocjujący ze stroną polską Norweski Komitet Negocjacyjny (GFU), reprezentujący firmy Statoil, Norsk Hydro, Saga Petroleum, Total Norge i Elf Petroleum Norge, podjął decyzję o zawieszeniu rozmów, co w praktyce oznaczało konieczność rezygnacji na pewien czas z tego projektu. Głównym dostawcą importowanego gazu do Polski pozostała Rosja. We wrześniu 1996 r. zawarto tzw. kontrakt jamalski, będący wypełnieniem porozumienia pomiędzy RP a Federacją Rosyjską z 23 sierpnia 1993 r., na dostawę 250 mld m³ gazu w ciągu 25 lat. W ramach kontraktu Polska miała od 2010 r. otrzymywać 12,5 mld m³ gazu rocznie.

Dążąc do ograniczenia niezależnienia od dostaw z Rosji, skąd pochodziło ponad 80% importowanego gazu, wyłoniony na jesieni 1997 r. polski rząd uznał, w przyjętych w lutym 2000 r. *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku* (Rada Ministrów 2000), że cel ten można osiągnąć „wyłącznie na drodze długoterminowej dywersyfikacji dostępu do złóż gazu ziemnego...”. Jednocześnie w dokumencie tym rząd deklarował wolę zawarcia „długoterminowego kontraktu na dostawę znaczących ilości gazu ziemnego z importu z innych niż dotychczasowych kierunków i innych dostawców, bezpośrednim połączeniem gazociągowym terytorium Polski ze złożami eksportera”. W praktyce oznaczało to starania o uzyskanie dostępu do złóż skandynawskich, głównie norweskich. W 2001 r. zostały zawarte dwa kontrakty: długoterminowy z konsorcjum norweskich firm (Statoil, Norsk Hydro, TotalFinaElf Exploration Norge, Norske Shell, Mobil Exploration Norway) na dostawę blisko 73 mld m³ w latach 2008–2024 oraz średnioterminowy z duńską spółką Dansk Olie und Nutargas (Dong) na dostawę blisko 18 mld m³ w latach 2004–2011. Ponadto PGNiG zawarło z Dong umowę o powołaniu konsorcjum Baltic Pipe w celu budowy i eksploatacji gazociągu od wybrzeża Danii do Niechorza na wybrzeżu polskim.

W przyjętym przez polski rząd podejściu niestety uwidoczniła się przewaga myślenia geopolitycznego nad względami ekonomicznymi. Tym bowiem chyba należy tłumaczyć tak dużą koncentrację uwagi i działań na jednym tylko zagadnieniu: uzyskaniu dostaw ze Skandynawii, przede wszystkim z Norwegii, bezpośrednim połączeniem gazociągowym. Wydaje się, że sposób działania rządu powinien być inny.

Najpierw należało dokonać, w kontekście ogólnych celów polityki paliwowo-energetycznej państwa, rzetelnych prognoz zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce, w tym udziału importu, w perspektywie 20 lat. Tego jednak przed przyjęciem wspomnianych wyżej Założeń nie uczyniono (NIK 2004). Precyzyjne przewidzenie zapotrzebowania na gaz w dłuższym horyzoncie czasowym jest wprawdzie niemożliwe, jednak zawarte w rządowym dokumencie prognozy zostały wykonane w sposób błędny, przez co zdecydowanie zawyżały przyszły popyt w Polsce na ten surowiec (Astramowicz 2001). Według nich zużycie gazu miało wynosić, w zależności od scenariusza, od 15,7 mld m³ do 17,9 mld m³ w 2005 r., od 18,4 mld m³ do 22 mld m³ w 2010 r. i od 26 mld m³ do 29,3 mld m³ w 2020 r. Przy

zakładanym spadku wydobycia krajowego, import miał wynosić co najmniej 14,2 mld m³ w 2010 i 22,4 mld m³ w 2020 roku.

Kolejnym krokiem powinno być wypracowanie możliwie elastycznego modelu zaopatrzenia Polski w gaz, który uwzględniałby potencjał zasobów krajowych i możliwości ich wydobycia oraz zapewniał niezbędną dywersyfikację dostaw z importu przy akceptowalnych kosztach dla gospodarki. Biorąc pod uwagę dużą niepewność dotyczącą przyszłego zapotrzebowania na gaz, jego import powinien opierać się na długoterminowych kontraktach zawierających klauzule zapewniające elastyczność dostaw, uzupełnianych kontraktami średnioterminowymi oraz zakupami na rynku *spot*, czyli podobnie, jak to wygląda w Europie Zachodniej. Polityka rządu powinna też naturalnie uwzględniać drogę dochodzenia do przewidzianej w prawie polskim i UE liberalizacji rynku gazu.

Podpisane kontrakty z Danią i Norwegią zapewniały wprawdzie dywersyfikację dostaw gazu do Polski, ale oznaczały zarazem w niedalekiej przyszłości ogromną nadpodaż importowanego gazu, biorąc pod uwagę również kontrakt jamalski. W momencie ich podpisywania negocjacje z partnerami rosyjskim w sprawie zmian warunków tej ostatniej umowy dopiero się zaczynały i jest rzeczą bardzo wątpliwą, aby Gazprom zgodził się na tak radykalne zredukowanie własnych dostaw gazu, żeby na polskim rynku znalazło się miejsce dla 5–7 mld m³ gazu ze Skandynawii. Nadmiar gazu z kontraktów długoterminowych (jamalskiego i norweskiego), opatrzonych klauzulą *take or pay*, miałby szereg negatywnych konsekwencji: uniemożliwiłby w praktyce liberalizację rynku gazu, stworzyłby problem „kosztów osieroconych”, odbiłby się negatywnie na kondycji korzystających z gazu przemysłu i energetyki (gospodarstwa domowe byłyby zapewne chronione), a pewnie również PGNiG znajdującego się wówczas w bardzo trudnej sytuacji finansowej. Co więcej, jak wykazał raport Najwyższej Izby Kontroli, Ministerstwo Gospodarki nie dysponowało porównaniem kosztów dostaw gazu na podstawie kontraktów z Rosji i z państw skandynawskich, jednak można przyjąć, iż cena gazu z Danii i Norwegii, po wliczeniu w nią kosztu budowy gazociągów, byłaby wyższa od rosyjskiego (NIK 2004). Inną wadą rozwiązania opartego na budowie Baltic Pipe było to, że gazociąg ten nie łączył polskiego systemu z europejskimi sieciami gazociągów, co ograniczało elastyczność przyszłych dostaw gazu do Polski. Wydaje się więc, iż realizacja obu kontraktów stałaby w sprzeczności z wyznaczonym w tych samych Założeniach celem polskiej polityki energetycznej, jakim była „poprawa konkurencyjności krajowych podmiotów gospodarczych oraz produktów i usług oferowanych na rynkach międzynarodowych, jak też rynku krajowym”.

Wątpliwości dotyczące kontraktu były również po stronie norweskiej, która zagwarantowała sobie prawo ostatecznej akceptacji tej umowy z PGNiG aż do końca 2005 r. Warunkiem opłacalności budowy koniecznego do jego realizacji dodatkowego gazociągu było transportowanie nim gazu na poziomie 8–10 mld m³ w ciągu roku, dodatkowe 3–5 mld m³ miała potencjalnie odebrać Szwecja, do czego jednak ostatecznie nie doszło.

Powyższe problemy były najprawdopodobniej głównymi czynnikami, które sprawiły, że ostatecznie nie przystąpiono do realizacji duńskiego i norweskiego kontraktu. Niestety, przez kilka lat nie podjęto również żadnych alternatywnych działań na rzecz zwiększenia dywersyfikacji dostaw gazu do Polski.

3. Okres III – bezpieczeństwo energetyczne

Jakkolwiek chaotycznie, przekształcenia polskiego sektora naftowego postępowały jednak naprzód i w pierwszych latach obecnego stulecia jego struktura była już zasadniczo ukształtowana, w gazownictwie zaś ważniejsze zmiany dokonały się w latach 2004–2007. Dlatego też, choć procesy restrukturyzacji, w tym własnościowej, nie zostały ostatecznie zakończone do tej pory, w trzecim, trwającym do dziś okresie, głównymi celami polityki państwa stały się: zapewnienie prawidłowego działania mechanizmów konkurencyjnych na rynku paliw i docelowo również gazu oraz bezpieczeństwo energetyczne, rozumiane jako zapewnienie nie tylko dywersyfikacji źródeł dostaw węglowodorów i tras ich transportu, lecz również niedopuszczenie do przejęcia kontroli nad ważnymi elementami sektora naftowego przez zagraniczne podmioty.

3.1. Polityka rządu RP dla przemysłu naftowego

Tym dwóm celom miała służyć głównie przyjęta w lutym 2007 r. „Polityka rządu RP dla przemysłu naftowego w Polsce” (Rada Ministrów 2007a). Miały one być osiągnięte poprzez takie działania jak:

- ✧ zwiększenie dywersyfikacji dostaw ropy,
- ✧ utrzymanie lub zwiększenie udziałów SP w kluczowych spółkach sektora i wykorzystywanie ich do realizacji strategicznych celów polityki państwa,
- ✧ rozbudowę logistyki ropy naftowej i paliw płynnych,
- ✧ powstanie infrastruktury umożliwiającej transport ropy z regionu M. Kaspijskiego,
- ✧ uzyskanie przez polskie spółki dostępu do złóż ropy naftowej za granicą,
- ✧ obowiązek utrzymywania zapasów, lub wniesienia stosownej opłaty celowej na utrzymanie zapasów przez podmiot prawa publicznego, spoczywałby na wszystkich podmiotach zajmujących się produkcją lub wprowadzeniem do obrotu paliw do pojazdów mechanicznych (łącznie z gazem LPG, CNG).

Ponadto postanowienia Polityki określały politykę państwa wobec poszczególnych spółek, w tym:

- ✧ likwidację Nafty Polskiej – przekazanie posiadanych przez nią aktywów do SP lub umorzenia jej akcji,
- ✧ wykluczenie możliwości konsolidacji PKN ORLEN i GRUPY LOTOS, ze względu na ryzyko wrogiego przejęcia i monopolizacji rynku,
- ✧ utrzymanie dotychczasowego udziału Skarbu Państwa w kapitale zakładowym PKN ORLEN,
- ✧ Skarb Państwa miał pozostać większościowym akcjonariuszem Grupy LOTOS,
- ✧ Skarb Państwa miał pozostać jedynym akcjonariuszem PERN,
- ✧ wydzielenie z PERN Przyjaźń części infrastruktury i przekazanie ich Operatorowi Logistycznemu Paliw Płynnych sp. z o.o. (dawne Naftobazy). Zadaniem OLPP było zintegrowanie w jednym podmiocie gospodarczym usług w zakresie paliw płynnych

(magazynowanie, przeładunek, przesył), świadczonych wszystkim klientom na niedyskryminacyjnych warunkach. Ze względów strategicznych jedynym właścicielem OLPP pozostałby Skarb Państwa,

- ✧ OLPP miał podjąć rozmowy z ORLEN i LOTOS na temat nabycia od nich dodatkowych elementów logistyki paliw płynnych.

Przyjęta w 2007 roku strategia obowiązuje do tej pory. Wyłoniony w drugiej połowie tego samego roku nowy rząd utrzymał zdecydowaną większość jej głównych postanowień w przyjętej 10 listopada 2009 r. *Polityce energetycznej Polski do 2030 r.* (Rada Ministrów 2009), najważniejszym jak dotychczas oficjalnym dokumencie tej ekipy, określającym jej politykę m.in. wobec sektora naftowego. Zmiany pojawiły się natomiast w kwestiach dotyczących poszczególnych spółek. Zamiast przewidzianego w „Polityce rządu RP dla przemysłu naftowego w Polsce” przeniesienia części aktywów przesyłowych z PERN do OLPP postąpiono odwrotnie – w listopadzie 2009 r. nastąpiło wniesienie udziałów SP w Operatorze Logistycznym Paliw Płynnych Sp. z o.o. do powstałej Grupy Kapitałowej PERN. Dużo ważniejszą zmianą strategii z 2007 r. będzie sprzedaż przez SP akcji LOTOS inwestorowi strategicznemu pakietu 57% akcji. Niewykluczone jest także dalsze zmniejszenie udziałów SP w PKN ORLEN. W połowie 2010 r. rząd przesłał do Sejmu nową ustawę mającą uprościć system rezerw strategicznych.

Z ogólnych celów polityki państwa wobec sektora, najbliższej realizacji jest stopniowa rozbudowa infrastruktury, w tym zwiększenie objętości magazynów na ropę i produkty. Dyskutowane od wielu lat połączenie przesyłowe z regionem M. Kaspijskiego – ropociąg Odessa–Brody–Płock–Gdańsk – może nigdy nie dojść do skutku, ze względów tak polityczno-międzynarodowych, jak i ekonomicznych. Studium wykonalności tego projektu ma być gotowe w 2011 r. Polskie spółki uzyskały już dostęp do złóż ropy poza granicami Polski, głównie na Morzu Norweskim, jednak wielkość przypadającego na nie wydobywania, choćby w odniesieniu do wielkości krajowej konsumpcji ropy i paliw, jest niewielka. Szanse na istotne zwiększenie zaangażowania naszych firm w *upstream* są dość znikome ze względu na ich skromne możliwości finansowe oraz wysokie koszty wydobywania w nowo eksploatowanych złożach.

3.2. Polityka dla przemysłu gazu ziemnego

Głównym celem, jaki wyznaczała *Polityka dla przemysłu gazu ziemnego* (Rada Ministrów 2007b), przyjęta 20 marca 2007 r., było bezpieczeństwo energetyczne państwa, rozumiane jako „zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego dla odbiorców po możliwie niskich cenach”. Jako drugi cel dokument wymienia rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce. Oba cele miały być realizowane poprzez cztery „cele cząstkowe”:

1. Kontraktowe zapewnienie dostaw gazu na rynek krajowy w perspektywie wieloletniej.
2. Budowa i rozbudowa infrastruktury umożliwiającej dywersyfikację źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego.
3. Stworzenie mechanizmu reagowania w sytuacjach kryzysowych.
4. Zabezpieczenie interesów państwa w strategicznych spółkach sektora gazowego.

Polityka państwa wobec sektora gazowego miała być realizowana poprzez działania legislacyjne, regulujące funkcjonowanie sektora gazowego, oraz nadzór właścicielski nad strategicznymi spółkami energetycznymi (PGNiG, Gaz-System oraz EuRoPol Gaz). Dokument przewidywał podjęcie szeregu działań służących realizacji wyżej wymienionych czterech strategicznych celów, w tym:

- ❖ budowę bezpośredniego połączenia gazociągiem ze złożami skandynawskimi,
- ❖ budowę terminalu do odbioru LNG,
- ❖ zapewnienie kontraktów długoterminowych na dostawy gazu ziemnego ze źródeł innych niż wschodnie,
- ❖ zabezpieczenie kontroli państwa nad strategiczną infrastrukturą służącą do przesyłu gazu ziemnego,
- ❖ rozbudowę systemu przesyłowego,
- ❖ zwiększenie pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu,
- ❖ zwiększenie potencjału wydobywczego gazu krajowego,
- ❖ niedopuszczenie do budowy połączeń międzysystemowych (na granicy południowej i zachodniej) do czasu zapewnienia dywersyfikacji dostaw gazu poprzez budowę terminala LNG i połączenia z Danią.

Wobec kluczowych spółek sektora rządowa strategia przewidywała następujące działania:

- ❖ dokończenie procesu rozdziału działalności handlowej od dystrybucyjnej poprzez wydzielenie z PGNiG S.A. spółek dystrybucyjnych (operatorów systemów dystrybucyjnych, OSD),
- ❖ ograniczenie ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego RP powstałego wskutek upublicznienia akcji PGNiG,
- ❖ uzyskanie przez Grupę PGNiG dostępu do zagranicznych złóż ropy i gazu ziemnego,
- ❖ stopniową eliminację subsydiowania skrośnego,
- ❖ wyłączenie do 1 lipca 2007 r. aktywów właściwych dla systemu dystrybucyjnego z umowy leasingowej między PGNiG i Gaz-System S.A. i wniesienie ich do spółek dystrybucyjnych,
- ❖ dywidenda Skarbu Państwa z zysku PGNiG za 2006 i 2007 miała mieć charakter rzeczowy w postaci aktywów przesyłowych, które Skarb Państwa przekazałby Gaz-System S.A., podwyższając kapitał zakładowy spółki,
- ❖ PGNiG w najkrótszym możliwym terminie miał zbyć na rzecz Gaz-System S.A. aktywa przesyłowe objęte umową leasingu, nie wchodzące w skład dywidendy za lata 2006 i 2007,
- ❖ PGNiG miało też podjąć działania na rzecz rozbudowy podziemnych magazynów gazu (PMG), z uwzględnieniem środków z *Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko* oraz mających na celu zwiększenie krajowego wydobycia,
- ❖ do czasu zrealizowania celów zawartych w „Polityce dla przemysłu gazu ziemnego” nie miały być podejmowane działania prywatyzacyjne, w tym udostępnienie akcji pracowniczych. Uznano, że groziłoby to możliwością blokowania zmian przez mniejszościowych akcjonariuszy,
- ❖ Skarb Państwa miał zachować 100% udziałów w Gaz-System, a także dążyć „do zabezpieczenia się przed utratą kontroli nad majątkiem EuRoPol Gaz S.A.”

Powyższy dokument oficjalnie wyznaczał politykę państwa wobec sektora gazu ziemnego do lipca 2010 r., kiedy Rada Ministrów uznała go za nieobowiązujący. Głównym powodem tej decyzji było przyjęcie przez rząd wspomnianej *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*, która określała w zdecydowanej większości te same cele, zawierając jednocześnie szczegółowy harmonogram ich realizacji. Najważniejszą zmianą, w stosunku do strategii z 2007 r., było ustanowienie jednym z ważniejszych celów „budowy połączeń międzysystemowych na kierunku północnym, zachodnim i południowym”, co w praktyce oznaczało poparcie dla budowy interkonektorów na zachodniej i południowej granicy oraz pozostawienie kwestią otwartą budowy gazociągu Baltic Pipe. Nie został również potwierdzony cel utrzymania na obecnym poziomie udziału państwa w PGNiG, ani innych spółkach sektora. Z licznych działań, jakie przewidziano podjąć w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, najbliższe realizacji są: budowa interkonektorów na granicy z Czechami i Niemcami, budowa terminalu LNG oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu. Na pewien czas oddaliła się perspektywa połączenia przez Bałtyk ze złożami na Morzu Północnym, jednak – według opinii przedstawicieli Gaz-System – istnieje możliwość zrealizowania wraz z duńskim partnerem tej inwestycji, która tym razem miałaby jednak raczej służyć reeksportowi gazu z terminalu LNG w Świnoujściu (Malinowski 2010) do Danii niż importowi przez ten kraj norweskiego gazu.

Jedną z najważniejszych porażek polityki kolejnych rządów RP wobec sektora gazownictwa jest niemożność przełamania prawie całkowitego monopolu PGNiG. Według Urzędu Regulacji Energetyki, PGNiG S.A. w 2008 r. posiadała ponad 98% udział w rynku w każdym, poza przesyłem, obszarze związanym z tzw. „łańcuchem gazowym” – produkcją, importem, magazynowaniem, sprzedażą hurtową i detaliczną oraz dystrybucją (URE 2009).

Podsumowanie

Przyczyn częstych zmian polityki wobec obu sektorów, a także licznych zaniechań i opóźnień w procesach komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji, było wiele. Jedną z kluczowych była naturalnie częsta zmiana ekip rządowych. Inna to różnice interesów i perspektyw poszczególnych podmiotów sektora, które znajdowały swój wyraz również w decyzjach podejmowanych przez polityków. Część zmian – zwłaszcza dotyczyło to procesu restrukturyzacji oraz prywatyzacji – była skutecznie opóźniana przez związki zawodowe lub kierownictwa przedsiębiorstw. Możliwość prywatyzacji niekiedy ograniczało też niewielkie zainteresowanie inwestorów zagranicznych oraz brak kapitałów krajowych. Niechęć do prywatyzacji lub niemożność jej przeprowadzenia z innych przyczyn, negatywnie wpływała na realizację rządowych strategii, gdyż była ona często planowana jako jedno z głównych, obok kredytów, źródeł pozyskania niezbędnych środków inwestycyjnych. Bywało jednak również i tak, że proces prywatyzacji starano się przyspieszyć kierując się bardziej stanem budżetu państwa niż długofalowym interesem branży paliwowej.

Jednak powyższe przyczyny jedynie częściowo wyjaśniają bardzo niską jakość polityki państwa wobec sektorów ropy i gazu. W wielu przypadkach stanowią one zaledwie symptomy problemów ogólniejszej natury. A te problemy to przede wszystkim niezdolność do wypracowania długofalowej, całościowej strategii dla obu sektorów, które uwzględniałaby wszystkie kluczowe uwarunkowania, a także niezdolność szeroko pojętej klasy politycznej do zawarcia i utrzymania przez długi okres czasu pewnego, chociażby jedynie ramowego kompromisu, dotyczącego kluczowych interesów państwa w obu tych branżach. Zabrakło strategii, która starałaby się harmonijnie łączyć rozwój krajowych podmiotów z branży paliwowej ze strategicznymi interesami państwa oraz interesami całej gospodarki i społeczeństwa, zainteresowanych dostępem do ropy, paliw i gazu po konkurencyjnych cenach.

W ciągu minionych dwudziestu lat nigdy w Polsce nie opracowano i przyjęto jednolitej strategii dla sektorów ropy i gazu, choć podejście takie z wielu względów byłoby bardzo pożądane. Zwłaszcza, jeśli celem rządu jest faktycznie dostęp krajowych spółek do zagranicznych zasobów węglowodorów oraz zwiększanie ich eksploatacji w kraju. Rozwój krajowego wydobycia gazu i ropy był utrudniony także brakiem jakiegokolwiek spójnej polityki państwa w zakresie poszukiwania i dokumentowania polskich złóż tych surowców. W rezultacie nigdy nie dokonano oceny potencjału zasobów (w tym niekonwencjonalnych), z myślą o ich roli w rozwoju rodzimego sektora paliwowego oraz zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.

Innym zaniedbaniem ostatnich dwóch dekad był brak strategii państwa w zakresie infrastruktury przesyłowej i magazynowej ropy, paliw i gazu, uwzględniającej istniejące i planowane systemy transportu i dystrybucji w Europie i basenie Morza Czarnego. Kwestia ta wiąże się z kolejnym problemem – w polityce wobec sektorów ropy i gazu nigdy w należyтым stopniu nie uwzględniono otoczenia zewnętrznego Polski. Dotyczy to zwłaszcza potencjalnej współpracy i sojuszy w zakresie logistyki, wydobycia czy inwestycji. Interesy państwa w branży paliwowej powinny być realizowane również w ramach polityki zagranicznej państwa, skierowanej do zagranicznych koncernów, innych państw, Unii Europejskiej, Międzynarodowej Agencji Energii, a w odniesieniu do rezerw ropy i paliw oraz bezpieczeństwa szlaków transportowych i magazynów, również NATO.

Tymczasem w Polsce kluczowa kwestia współpracy z Norwegią w zakresie dostaw gazu zależała od rodzaju koalicji, jaka w danym momencie rządziła w Polsce. Inwestycje PKN ORLEN w Czechach, Niemczech i na Litwie, niezależnie od ich ekonomicznej opłacalności, nie były w żaden sposób związane z realizacją wytyczonej przez państwo strategii, mającej zapewnić najważniejszym polskim spółkom możliwie silną pozycję w naszym regionie. Od lat pozostaje nierozstrzygnięta, mimo zainteresowania taką opcją ze strony potężnych zachodnich graczy, sprawa dostaw ropy z regionu M. Kaspijskiego przez Ukrainę. Do tej pory, choć od zmiany ustroju i rozpadu RWPG minęły dwie dekady, nie udało się zbudować żadnej większej drogi importu do Polski gazu, z wyjątkiem połączenia systemów w Lasowie na granicy z Niemcami, z kierunku innego niż wschodni.

W ciągu minionych dwudziestu lat brakowało wspólnej, podzielanej przez większość politycznych elit i zainteresowanych kręgów gospodarczych, wizji sektorów ropy i gazu. W konsekwencji nie udało się na przykład stworzyć, pomimo pewnych prób w tym zakresie,

naprawę dużego i silnego w skali regionu Europy środkowo-wschodniej polskiego koncernu, choć z pewnością była na to szansa. Taki koncern byłby na tyle silny, aby przez lata systematycznie inwestować w *upstream*, co jeszcze bardziej umacniałoby jego rynkową pozycję. To, czy dostęp do źródeł ropy lub gazu zostałby zapewniony poprzez sprzedaż udziałów dysponującemu własnymi złożami zagranicznemu inwestorowi, czy w inny sposób, jest już rzeczą wtórną. LOTOS, PGNiG i ORLEN zaczęły inwestować w eksploatację złóż za granicą, ale są dopiero na początku tej drogi, a skala inwestycji najprawdopodobniej pozostanie w przewidywalnej przyszłości na niezbyt dużym poziomie.

Do dziś nierozstrzygniętym problemem jest kwestia formy kontroli państwa nad tymi sektorami – czy państwo ma ją realizować poprzez większościowe udziały w najważniejszych tworzących je podmiotach, czy też za pośrednictwem innych instrumentów (np. złotych akcji). W przypadku sektora naftowego, prawie wszystkie strategie i programy rządowe, w tym ostatni z 2007 r., przewidywały utrzymanie dominującej pozycji SP w spółkach sektora. Jedynie strategia zespołu kierowanego przez dr. A. Olechowskiego z 1993 r. jasno precyzowała, że kontrola państwa powinna być realizowana głównie poprzez instrumenty prawne, a nie wysoki poziom udziału państwa w spółkach sektora.

Z problemem kontroli państwa i jego roli akcjonariusza wiąże się kwestia polityki kadrowej. Prezesi i członkowie zarządów spółek przeważnie pełnili swoje funkcje znacznie krócej niż wynosi przeciętny cykl inwestycyjny, w przypadku poważniejszych przedsięwzięć, w obu tych sektorach. Na przykład w PGNiG w latach 1998–2003 funkcję prezesa pełniły 4 osoby, a skład rady nadzorczej był zmieniany 9 razy. Efektem takiej sytuacji była bardzo znikoma liczba faktycznie realizowanych projektów inwestycyjnych. Innym problemem, na co zwracały uwagę raporty NIK, były często niskie kompetencje mianowanych przez państwo członków rad nadzorczych, a czasem i członków zarządów.

Przez te dwadzieścia lat istnienia III RP najbardziej stałym wyznacznikiem polityki państwa w sektorach nafty i gazu w praktyce okazały się wymogi Unii Europejskiej, dotyczące głównie konkurencji na krajowych rynkach ropy, paliw płynnych i gazu, a także poziomu zapasów. Tych ostatnich zresztą nie jesteśmy w stanie w pełni spełnić do tej pory, zaś w przypadku sektora gazowego nawet wdrożenie wymogów unijnych dyrektyw nie doprowadziło do powstania rzeczywiście konkurencyjnego rynku.

Literatura

- [1] ASTRAMOWICZ J., 2001 – Bezpieczeństwo dostaw gazu. Biuletyn URE, nr 4, s. 30.
- [2] CYLWIK A., 1999 – Charakterystyka rozwoju gazownictwa polskiego w latach 1970–1998. [W:] A. Cylwik, B. Błaszczuk (red.) Charakterystyka wybranych sektorów infrastrukturalnych i wrażliwych w gospodarce polskiej oraz możliwości ich prywatyzacji, Raporty CASE, Warszawa, s. 42.
- [3] CZARNECKI J., 2005 – Każda rura ma dwa końce. „Rzeczpospolita”, 18 lutego 2005.
- [4] JANUSZ P., 2010 – Zasoby gazu ziemnego w Polsce jako czynnik poprawiający bezpieczeństwo energetyczne na tle wybranych państw UE. Polityka Energetyczna t. 13, z. 1, s. 36–37.

- [5] KALISKI M., STAŚKO D., TRZASKUŚ-ŻAK B., 2007 – Restrukturyzacja i prywatyzacja polskiego sektora gazowniczego w obliczu jego liberalizacji. *Wiertnictwo Nafta Gaz* t. 24, z, 1, s. 257.
- [6] KUBACKA T., 2001 – Rynek Gazu. Jaki model rynku energii? Red. M. Okólski, Urząd Regulacji Energetyki, Wyd. 1, Warszawa, s. 211.
- [7] MALINOWSKI D., 2010 – Skandynawowie skorzystają z naszego terminalu LNG? *Wirtualny Nowy Przemysł*, 17.03.2010; http://gazownictwo.wnp.pl/skandynawowie-skorzystaja-z-naszego-terminala-lng,104767_1_0_0.html
- [8] Najwyższa Izba Kontroli 2004 – Informacja o wynikach kontroli zaopatrzenia w gaz ziemny. Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa, lipiec 2004 r. s. 57
http://www.nik.gov.pl/kontrole/wyniki-kontroli-nik/pobierz,px_2003083.pdf,typ,k.pdf
- [9] Najwyższa Izba Kontroli 2005 – Informacja o wynikach kontroli restrukturyzacji własnościowej przedsiębiorstw sektora naftowego, Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa, styczeń 2005, s. 7
http://www.nik.gov.pl/kontrole/wyniki-kontroli-nik/pobierz,px_2004139.pdf,typ,k.pdf
- [10] POPIHN 2003 – Stanowisko Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego w sprawie prywatyzacji Rafinerii Gdańskiej S.A. z 17 marca 2003 r.,
<http://www.popihn.pl/index.php?dzial=2&id=19>
- [11] Rada Ministrów – Założenia polityki energetycznej do 2020 roku. Warszawa, 22 lutego 2000 r. (Dokument udostępniony przez Min. Gospodarki, niedostępny w sieci)
- [12] Rada Ministrów 2007a – Polityka rządu RP dla przemysłu naftowego. Warszawa, 6 lutego 2007 r. http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/F705CB79-27FB-43B0-86AC388B0BFF4F5B/32213/polityka_przemyslu_naft.pdf
- [13] Rada Ministrów 2007 – Polityka dla przemysłu gazu ziemnego, Warszawa, 20 marca 2007 r. <http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/F705CB79-27FB-43B0-86AC-388B0BFF4F5B/30401/politykagazowa.pdf>
- [14] Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 29 marca 2005. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej. Urząd Regulacji Energetyki, Wyd. 1, Warszawa 2006, s. 339.
- [15] Rychlicki S., Siemek J. 2008 – Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, 2008, s. 418.
- [16] Uchwała Sejmu RP z 9 listopada 1990 r. w sprawie założeń polityki energetycznej Polski do 2010 r. *Monitor Polski* z 1990 r., nr 43, poz. 332.
- [17] Urząd Regulacji Energetyki 2009 – Charakterystyka rynku gazu w 2008 r. Urząd Regulacji Energetyki, www.ure.gov.pl/portal/pdb/459/3191/2008.html.

Tomasz PASZEWSKI

Poland's state policy on oil and gas sectors, 1990–2010

Abstract

The article presents the Polish state's policy on oil and gas sectors over the first twenty years after the collapse of the communism system. It highlights its enormous instability, often chaotic character and high vulnerability to changes on the domestic political scene and in the economic environment. Despite adoption of many governmental programmes and strategies, several important issues, such as the final model of state's role in both sectors, in practise have been not definitively defined.

KEY WORDS: energy policy, natural gas, oil, energy security, diversification of natural gas supplies